

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

*Труды XIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова
студентов и молодых учёных, посвященного
120-летию со дня рождения академика К.М. Сатпаева,
120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина*

2019

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78 **Проблемы геологии и освоения недр** : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 797 с.

ISBN 978-5-4387-0879-7 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-0877-3

В сборнике отражены проблемы палеонтологии, стратиграфии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрологии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии, гидрогеохимии, инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, геоинформационных систем в геологии, 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.

Статьи даны в авторской редакции.

УДК 504(063)
ББК 20.1л0

Главный редактор – А.С. Боев, директор ИШПР

Ответственный редактор – Е.Ю. Пасечник

Ответственные редакторы секций:

Секция 1 – И.В. Рычкова, доцент, к.г.-м.н.

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

Секция 3 – В.Г. Ворошилов, профессор, д.г.-м.н.

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

Секция 5 – М.М. Немирович-Данченко, профессор, д.физ.-мат.н.

Секция 6 – Л.А. Строкова, профессор, д.г.-м.н.

Секция 7 – Е.М. Дутова, профессор, д.г.-м.н.

Секция 8 – Е.И. Аврунев, зав. кафедрой кадастра и территориального планирования Сибирского государственного университета геосистем и технологий; к.т.н.

Секция 8 – О.А. Пасько, профессор, д.с.-х.н.

Секция 9 – Е.Г. Язиков, профессор, д.г.-м.н.

Секция 10 – С.И. Арбузов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 11 – И.А. Мельник, и.о. руководителя отделения нефтегазового дела, д.г.-м.н.

Секция 12 – П.А. Стрижак, д. физ.-мат. 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 14 – В.И. Верещагин, профессор, д.т.н.

Секция 15 – А.В. Ковалев, доцент, к.т.н.

Секция 16 – К.К. Манабаев, доцент, к.т.н.

Секция 17 – А.В. Шадрина, профессор, д.т.н.

Секция 17 (подсекция 1) – С.Н. Харламов, профессор, д. физ.-мат.н.

Секция 18 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.

Секция 19 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.

Технический редактор – И.В. Павлова, эксперт организационного отдела ИШПР

ISBN 978-5-4387-0879-7 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-0877-3

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2019



TOMSK
POLYTECHNIC
UNIVERSITY

PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Part II

*Proceedings of the 22th International Scientific Symposium
of students, postgraduates and young scientists
devoted to the 120th anniversary of Academician K.I. Satpaev
and 120th anniversary of Professor K.V. Radugin*

UDC 504(063)
BBC 20.1.10
P78

Problems of Geology and Subsurface Development : Proceedings of the 22th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 120th anniversary of Academician K.I. Satpaev and 120th anniversary of Professor K.V. Radugin. Part II / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : TPU Publishing House, 2019. – 797 p.

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.

Articles autographed by authors.

UDC 504(063)
BBC 20.1.10

Editor-in-chief – A.S. Boev, director

Executive editor – E.Y. Pasechnik

Panels' executive editors:

Panel 1 – I.V. Rychkova, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

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

Panel 3 – V.G. Voroshilov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

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

Panel 5 – M M Nemirovich-Danchenko, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 6 – L.A. Strokova, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 7 – E.M. Dutova, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 8 – E.I. Avrunev, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)

Panel 8 – O.A. Pasko, Professor, Dsc (Agriculture)

Panel 9 – Ye.G. Yazikov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 10 – S.I. Arbuzov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 11 – I.A. Melnik, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 12 – P. A. Strizhak, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 13 (1) – V.I. Yerofeyev, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 13 (2) – Ye. D. Ivanchina, Professor, Dsc (Engineering Sciences)

Panel 14 – V. I. Vereshchagin, Professor, Dsc (Engineering Sciences)

Panel 15 – A.V. Kovalev, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)

Panel 16 – K.K. Manabaev, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)

Panel 17 – A.V. Shadrina, Professor, Dsc (Engineering Sciences)

Panel 17 (1) – S.N. Harlamov, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 18 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (Economic Sciences)

Panel 19 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, PhD (Philological Sciences)

Technical editor – I.V. Pavlova, expert of organization department of School of Earth Sciences & Engineering

ПРЕДИСЛОВИЕ

В Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Инженерной школы природных ресурсов (ИШПР) 8-12 апреля 2019 г. состоялся XXIII Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина.

Организация и проведение XXIII Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при информационной поддержке Министерства науки и высшего образования РФ и была поручена Инженерной школе природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, старейшего высшего технического учебного заведения в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Инженерная школа природных ресурсов (в прошлом ГРФ, НГФ, ИГНД, ИПР), была основана в 1901 г. как горное отделение Томского технологического института В.А. Обручевым – первым штатным геологом Сибири, впоследствии ставшим академиком АН СССР, Героем Социалистического Труда, первым в нашей стране лауреатом Ленинской премии.

Горное отделение ТТИ являлось 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 – целая плеяда выдающихся ученых, инженеров и организаторов производства. Это М.А. Усов – ученик и первый аспирант В.А. Обручева, первый из числа выпускников научной школы (факультета) – 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, Заслуженный полярник СССР; профессор М.К. Коровин, первым указавшей на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие. Из почти 35 тысяч выпускников научной школы (факультета) более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1 – Лауреатом Нобелевской премии, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 270 – докторами и более 1700 – кандидатами наук. Из стен ИШПР вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии Наук СССР (РАН), 5 Героев Социалистического Труда.

Сегодня Инженерная школа природных ресурсов ТПУ представляет собой крупный учебный (около 2000 студентов) и научный центр в области геологии, поисков, разведки и разработки разнообразных полезных ископаемых, в том числе геологии углеводородного сырья и его переработки, нефтегазодобычи, транспорта и хранения нефти и газа. С момента основания в ИШПР 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 одновременно по 19 секциям: 1 секция – Палеонтология, стратиграфия и региональная геология. Геоинформационные системы в науках о Земле; 2 секция – Минералогия, геохимия и петрография; 3 секция – Месторождения полезных ископаемых. Современные технологии и методы поисков и разведки МПИ. Геоинформационные системы в геологии; 4 секция – Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья. Геоинформационные системы в геологии нефти и газа; 5 секция – Геофизические методы исследования Земли и поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Геоинформационные системы в геофизических исследованиях; 6 секция – Гидрогеология и инженерная геология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях; 7 секция – Гидрогеохимия и гидрогеоэкология Земли. Геоинформационные системы в гидрогеоэкологии; 8 секция – Землеустройство, государственный кадастр недвижимости и вопросы земельно-имущественных отношений; 9 секция – Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии; 10 секция – Геология и разведка руд редких и радиоактивных элементов, стратегические металлы; 11 секция – Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений; 12 секция – Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности; 13 секция – Современные технологии подготовки и переработки природных ресурсов: Подсекция 1 – Углеводородное сырье. Подсекция 2 – Химическая технология подготовки и переработки горючих ископаемых; 14 секция – Комплексное использование минерального сырья; 15 секция – Современные техника и технологии бурения скважин; 16 секция – Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых. Машины и комплексы; 17 секция – Современные техника и технологии транспортировки и хранения нефти и газа Подсекция 1 – Методы математического моделирования процессов транспорта и хранения углеводородного сырья; 18 секция – Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право; 19 секция – Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках) Подсекция 1 – Проблемы межъязыковой профессиональной коммуникации в условиях глобализации.

Заявки для участия в симпозиуме подали 1079 авторов России, ближнего и дальнего зарубежья, которые представили более 1200 докладов, из которых 280 докладов заявили иногородние участники. По отраслевой принадлежности, участники были представлены следующим образом: из ВУЗов 723, из НАН – 2, из РАН – 68, из отраслевых НИИ - 9, из производственных организаций – 15, школьники - 2.

В период работы симпозиума на заседаниях 19 секций было заслушано 805 докладов (из ТПУ - 645). Активное участие в работе симпозиума приняли иногородние участники, которые выступили с 93 докладами.

Статус участников симпозиума, выступивших с докладами, следующий: школьников - 2, студентов - 355, магистрантов – 295, аспирантов и молодых ученых - 163.

Из 805 заслушанных докладов (из ТПУ - 645), из них студентов – 288, магистрантов – 256, аспирантов и молодых ученых – 99.

Дальнее зарубежье было представлено странами: Египет, Германия, Вьетнам, Китай, Сербия, Индия, Индонезия, Венесуэла, Монголия. Ближнее зарубежье (страны СНГ) было представлено странами: Республика Беларусь, Республика Казахстан, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан. География участников симпозиума обширна.

Свои доклады представили участники симпозиума из следующих университетов, академических и отраслевых институтов и производственных организаций: Альметьевский государственный нефтяной институт, Белгородский государственный национальный исследовательский университет, Технический университет УГМК (г. Верхняя Пышма), Дальневосточный федеральный университет (г. Владивосток), Уральский государственный аграрный университет, Уральский государственный горный университет, Уральский государственный университет, Удмуртский государственный университет (г. Ижевск), Иркутский государственный университет, Иркутский национальный исследовательский технический университет, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, Кубанский государственный университет (г. Краснодар), Сибирский федеральный университет (г. Красноярск), Тувинский государственный университет (г. Кызыл), Государственный университет по землеустройству (г. Москва), Московский государственный университет геодезии и картографии, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Московский финансово-юридический университет, Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе (г. Москва), Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва), Российский университет дружбы народов (г. Москва), Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева (г. Москва), Центральный научно-исследовательский геологоразведочный институт цветных и благородных металлов (г. Москва), Новосибирский государственный технический университет, Новосибирский национальный исследовательский университет, Сибирский государственный университет геосистем и технологий (г. Новосибирск), Сибирский государственный университет путей сообщения (СГУПС) (г. Новосибирск), Новосибирский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН (г. Новосибирск), Российский государственный политехнический университет имени М. И. Платова (г. Новочеркасск), Омский государственный аграрный университет им. П.А. Столыпина, Пермский государственный аграрно-технологический университет, Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермский федеральный исследовательский центр УрО РАН, Самарский государственный технический университет, Петербургский государственный университет путей сообщения Императора Александра I (г. Санкт-Петербург), Санкт-Петербургский Горный университет, Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет, Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения, Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского, Северский технологический институт НИЯУ МИФИ, Севастопольский государственный университет, Томский государственный архитектурно-строительный университет, Томский государственный университет, Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, Государственный аграрный университет Северного Зауралья (г. Тюмень), Тюменский государственный университет, Тюменский индустриальный университет, Тюменский нефтяной научный центр СО РАН, Байкальский институт природопользования СО РАН (г. Улан-Удэ), Бурятская государственная сельскохозяйственная академия им. В.Р. Филиппова (г. Улан-Удэ), Бурятский государственный университет (г. Улан-Удэ), Башкирский государственный университет (г. Уфа), Башкирский колледж архитектуры, строительства и коммунального хозяйства (г. Уфа), Южно-Уральский государственный гуманитарно-педагогический университет (г. Челябинск), Сахалинский государственный университет, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова (г. Южно-Сахалинск); Институт системных исследований РАН (г. Москва), Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН (г. Москва), Институт химии нефти СО РАН (г. Томск), Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН (г. Новосибирск), Геологический Институт СО РАН, (г. Улан-Удэ), Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А. Трофимука (г. Новосибирск), Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН (г. Якутск), Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева (г. Москва), Институт геологии Уфимского научного центра РАН, «ПермНИПИнефть», ООО «Газпромнефть НТЦ» (г. Санкт-Петербург), Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Пермь), ООО «Эльгауголь» (г. Нерюнгри), ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ОАО "РН-КрасноярскНИПИнефть», ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» (г. Красноярск), ООО "СПП-ЭКО" (г. Кемерово), ООО «ХАКАСТИСИЗ» (г. Абакан), ПАО "Сургутнефтегаз (г. Сургут), ОАО «ТомскНИПИнефть», ООО «Газпром трансгаз Томск», ООО «СПП Развитие», г. Томск, ООО «Байкал Недр Гео».

Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступали ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 19 научных направлений секций. Доклады ученых опубликованы в данном сборнике.

Конкурсные комиссии секций подчеркнули высокий научный уровень докладов участников, часть из которых отличаются новизной и оригинальностью идей. Доложенные результаты лучших научных работ актуальны, отражают исследования, как в области фундаментальных наук, так и имеют важное прикладное значение и, при дальнейшей научной разработке, могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней. Авторы научных работ продемонстрировали владение современными методами научных исследований. Многие доклады являются частью грантов и договоров, могут быть использованы на

производстве. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют акты внедрения и патенты. Участники из других ВУЗов и научных организаций отметили высокий организационный уровень проведения симпозиума.

Во время работы XXIII Международного симпозиума был проведен конкурс лучших научных докладов. Лауреаты конкурса лучших докладов по всем 19 научным направлениям (секциям) традиционно награждаются дипломами и призами. Всем участникам симпозиума были выданы сертификаты. Награждение проводилось в торжественной обстановке в Международном культурном центре ТПУ, был организован праздничный концерт.

Для участников XXIII Международного научного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы Геологии и освоения недр» были организованы экскурсии: в музей истории ТПУ, в музейный комплекс ТПУ, в минералогический и палеонтологический музеи, в музей славянской мифологии, в центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела (Heriot-Watt).

В рамках симпозиума также была проведена выставка, посвященная 120 - летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120 - летию со дня рождения профессора К. В. Радугина.

Также в 2019 г. в рамках симпозиума была проведена геологическая викторина Geo SQuiz, в которой приняли участие 56 человек.

Сборник научных трудов симпозиума зарегистрирован в базе РИНЦ. Материалы и итоги симпозиума размещены на сайте симпозиума: usovma.tpu.ru. Сайт симпозиума имеет англоязычную версию.

В своих отчетах о работе секций председатели и секретари отмечают лучшие доклады и важные моменты в работе их секций.

В доклады, представленные на секции «Минералогия, геохимия и петрография», «Месторождения полезных ископаемых современные технологии и методы поисков и разведки мпи. Геоинформационные системы в геологии» отражены результаты самостоятельных авторских исследований, полученные в результате обобщения фактического материала, аналитических исследований с применением традиционных методов исследования, специальных аналитических исследований и методов математической статистики. Следует отметить, что при решении минералогических, петрографических и геохимических задач наряду с уже традиционными методами (оптическая микроскопия, спектральный, микронзондовый, U-Pb методом SHRIMP анализы) отмечается широкое использование новейших методик. Атомно-абсорбционный метод, позволяющий определить около 70 химических элементов. Рентген-флуоресцентный метод, применяемый для исследования химического состава минералов. Сканирующая электронная микроскопия, позволяющая получить изображение поверхности исследуемого объекта с разрешением около 30 нанометров, а также количественный химический состав исследуемого вещества. Метод инфракрасной спектроскопии, позволяющий изучить молекулярные спектры поглощения, испускания и отражения, а также по характеристическому спектру определять минерал. Тематика докладов секций очень актуальна сегодня, охватывает важнейшие проблемы и новейшие научные достижения. В докладе С.А. Солодовой изучены источники сноса и условия образования базальной части айской свиты нижнего рифея (Южный Урал). Доклад М.Н. Зайцевой представляет исследования по изучению роли углерода в рудогенезе стратиформных месторождений Енисейского кряжа. В докладе Е.Г. Антроповой отражается информация о принципах построения трехмерных геологических моделей угольных месторождений и новый подход стратификации угольных пропластков.

Доклады, представленные на секцию «Геология нефти и газа. Современные методы поиска и разведки углеводородного сырья. Геоинформационные системы в геологии нефти и газа», освещают следующие направления: поиски и разведка залежей нефти и газа, геологическое строение отдельных месторождений и нефтегазоносных районов; литологические особенности, расчленение и корреляция нефтегазовмещающих толщ, закономерности размещения в них залежей углеводородов; геохимия нефти и газа; геохимические особенности рассеянного органического вещества и нефтей, геохимические преобразования органического материала в стадияльном литогенезе, геохимические методы поисков залежей нефти и газа; литолого-фациальный анализ, реконструкция палеогеографических и фациальных условий нефтегазовмещающих и нефтегазоматеринских отложений; изучение свойств пород-коллекторов и флюидоупоров: петрографического состава, петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств, прогнозирование пород коллекторов на территории нефтегазоносных площадей и месторождений нефти и газа; анализ эффективности геологоразведочных работ, применения и способов проведения гидроразрыва пласта; оценка нефтегазового потенциала и масштабов генерации углеводородов, критерии прогноза и перспективы нефтегазоносности отдельных толщ, территорий, регионов; геологическое моделирование. Следует отметить активное участие в работе секции иногородних студентов и молодых ученых.

Работа секции «Геология стратегических металлов» была многоплановой. Доклады касались широкого спектра проблем поисков, оценки и освоения минерально-сырьевой базы радиоактивных, редких и благородных металлов в разных регионах мира (Российская Федерация, Казахстан, Монголия, Индия, Габон, Гайана). Председатель секции В.А. Домаренко открыл заседание обзорным докладом «Стратегическое минеральное сырье России. Проблемы и перспективы». Все остальные доклады представлены молодыми исследователями из России, Казахстана и Монголии. Традиционно значительная часть выступлений посвящена геолого-экономической оценке и разработке месторождений урана. Отдельные работы касались проблем прогнозирования, поисков и разведки благороднометалльного оруденения. Представительная серия докладов посвящена геохимии редких элементов в углях России, Казахстана и Монголии. В частности, в докладе аспиранта А.В. Вергунова представлены результаты исследования вулканогенной пирокластики в угольных пластах Минусинского бассейна и Кузбасса как источника обогащения углей группой редких элементов-примесей. В докладе магистранта Абраева Д.Е. рассмотрена минералогия и геохимия монацитовых россыпей Индии, а в сообщении магистранта Габитова Р.В. – такого уникального образования, как природный ядерный реактор Окло в Габоне.

Аспирант Кенесбаев Б.К. сделал обзорный доклад по минералого-геохимическим особенностям лампрофиров Алтае-Саянской складчатой области.

Доклады секции «Гидрогеология и инженерная геология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях» посвящены вопросам поисков и разведки подземных вод, оценке гидрогеологических условий месторождений твердых полезных ископаемых, гидрогеологии нефти и газа, инженерно-геологических методов исследования, геодинамики процессов и явлений, геотехнике, подсчету запасов подземных вод. В 2019 г. много работ посвящены геоинформационным системам в гидрогеологии и инженерной геологии и компьютерному моделированию.

На секции «Гидрогеохимия и гидрогеоэкология Земли. Геоинформационные системы в гидрогеоэкологии» обсуждались вопросы геохимии поверхностных, подземных, в том числе, минеральных и термальных вод, рассматривались поисковые гидрогеохимические, гидрогеоэкологические проблемы. Председатель секции Е.М. Дутова открыла заседание обзорным докладом «Сибирская гидрогеохимическая школа и ее роль в подготовке кадров». Все остальные доклады были представлены молодыми исследователями из России, Казахстана и Алжира. Следует отметить достаточно высокий уровень исследований и культуру представления материалов студентов и молодых ученых.

В представленных на подсекцию 1 «Проблемы и перспективы развития земельно-имущественных отношений, землеустройства и единого государственного реестра недвижимости» секции «Землеустройство, государственный кадастр недвижимости и вопросы земельно-имущественных отношений» докладах отражены вопросы необходимости использования геоинформационных систем, обоснования градостроительных решений, кадастровой оценки земельных участков и объектов капитального строительства, прогнозирования и планирования урбанизированных территорий и транспортной инфраструктуры, вопросы, связанные с государственным кадастровым учетом земель и зон с особыми условиями использования территории, а также регистрацией прав на объекты недвижимости, с нормативно-правовым регулированием землеустроительной и кадастровой деятельностью и разрешением судебных споров.

В рамках работы подсекции был организован круглый стол с участием директора ООО «Ваш партнер» Перемитина Игоря Сергеевича, представителем саморегулируемой организации Ассоциации «Объединение кадастровых инженеров» по Томской области инженером по согласованию ЗАО «Томскгипрозем» Шаненковой Дарьей Олеговной и других представителей производства. Основная задача круглого стола – обсуждение современных тенденций развития земельно-имущественных отношений и реализация практических навыков у студентов.

Тематика докладов, представленных на подсекцию 2 «Мониторинг земель и экология землепользования» была интересной и актуальной как в региональном, так и в международном аспектах. Она включала решение острых научных и практических проблем в области землеустройства, кадастра и мониторинга земель. Среди рассмотренных вопросов были: экология землепользования, исторические аспекты развития земельных отношений; прогнозирование использования земель; экологические проблемы в промышленных и нефтегазодобывающих районах; экологические проблемы сельскохозяйственного землепользования; способы оценки нарушенных земель; анализ влияния снежных отвалов и твердых коммунальных отходов на состояние земель; анализ пространственных характеристик земельных участков; классификация земельных угодий с учетом их ценности; установление причин деградации земель; система мониторинга земель, а также дистанционные и автоматизированные способы изучения состояния земель. В работе подсекции приняли участие бакалавры, магистранты, аспиранты и выпускники аспирантуры ТПУ из ВУЗов дальнего, ближнего зарубежья и г. Томска. Дискуссии с участием преподавателей ТПУ и ТГУ, сотрудников администраций Томска и Новосибирска переросли в выработку стратегий и планов совместных исследований. Особый интерес вызвал пленарный доклад, посвященный анализу тематики, методов и результатов, представленных в диссертациях по специальности 25.00.26 «Землеустройство, кадастр и мониторинг земель».

Доклады, представленные на секцию «Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений», освещают вопросы геолого-физической характеристики месторождений нефти и газа, современный подход и опыт разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, технологии и техники добычи нефти и газа в осложненных условиях. Представлены современные подходы к проектированию и усовершенствованию сооружений, технологических схем, к модернизации процессов добычи, сбора и подготовки нефти и газа при разработке нефтяных и газовых месторождений. Эксплуатация скважин сопряжена с такими осложняющими факторами, как солеотложения, асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразование, в докладах секции рассматриваются основные методы борьбы с осложнениями, приводится оценка их эффективности и направления дальнейшей работы по поиску и внедрению эффективных технологий. Высокая обводненность добываемой продукции остается в настоящее время одной из наиболее актуальных проблем эксплуатации скважин, в статьях рассмотрены особенности проблем избыточных водопритоков, базовые проблемы, приводящие к преждевременному обводнению, способы их определения и методы решения, а также современные методы и технологии регулирования процесса разработки и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения, в результате исследований выявлен положительный эффект рассматриваемых технологий и даны рекомендации по использованию той или иной технологии для получения наилучшего эффекта. Отдельную проблему представляет эксплуатация малодобитного фонда скважин, системный подход к анализу эксплуатации скважин, позволяющий осуществлять постоянный автоматизированный контроль параметров работы скважины, своевременно реагировать на изменения условий эксплуатации малодобитных скважин, исключать нежелательные режимы работы и предотвращать отказы оборудования, позволит сформировать стабильную положительную динамику динамику роста наработки оборудования, это указывает на эффективность проделанной работы в докладах и перспективность тиражирования представленного анализа в будущем.

Актуальность докладов, представленных на секцию «Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности» заключается в решении прикладных и научных задач. Представленные доклады посвящены вопросам сжигания перспективных органоводугольных топлив на основе отходов угле- и нефтепереработки, экспериментальным исследованиям процесса горения гелеобразных топлив. Молодые ученые, аспиранты, магистранты и студенты использовали новейшие методы исследований: методы высоко скоростной видеорегистрации, панорамные оптические методы трассерной визуализации («Particle Image Velocimetry», «Particle Tracking Velocimetry», «Stereo Particle Image Velocimetry», «Interferometric Particle Imaging»), «Shadow Photography», «Planar Laser Induced Fluorescence». Также на секции были заслушаны и обсуждены доклады, посвященные анализу действующих систем электроснабжения для предприятий, осуществляющих разработку и эксплуатацию нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Помимо рассмотрения и анализа современного состояния технологического и электроэнергетического процессов предложены способы и методики, способствующие бесперебойному электроснабжению этих районов, проведены исследования в части автоматики и релейной защиты.

Доклады, представленные на секцию «Угледородное сырье» посвящены получению, исследованию и использованию различных угледородных систем. Магистрантами, аспирантами и молодыми учеными при выполнении научных работ использовались современные физико-химические методы исследования различных микро- и мезопористых цеолитных материалов, модифицированных металлами, оксидами и сульфидами металлов: цинка, галлия, никеля, хрома, ванадия, олова и гетерополисиодинениями молибдена, вольфрама и других металлов: ИК-Фурье-спектроскопия, рентгенофазовый анализ с помощью дифрактометра ShimadzuXRD-6000, дифференциальный термоанализ на базе прибора синхронного термического анализа NETZSCHSTA 409 (Германия), электронно-микроскопические исследования на растровом электронном микроскопе VEGA1LMU (Чехия) с системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа. Кислотные и каталитические свойства различных модифицированных цеолитных систем исследованы на специальных установках: термодесорбционные и проточные автоматизированные каталитические установки. Также использованы различные современные физико-химические методы исследования нефтеполимерных смол, тяжелых фракций нефти, нефтяных остатков (гудроны, битумы, нефтяные парафины), применение новых интеллектуальных программных комплексов, газовой хроматографии, термодесорбции, катализа и др.

Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований с использованием различных физико-химических методов и технологий: химическая переработка природных и попутных нефтяных газов (ПНГ) на модифицированных цеолитных катализаторах в низшие олефины, ароматические углеводороды; переработка прямогонных бензинов нефти и газовых конденсатов в высокооктановые бензины на модифицированных цеолитсодержащих катализаторах; получение различных модифицированных нефтеполимерных смол с улучшенными характеристиками из жидких продуктов пиролиза; моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа, промышленной сепарации и ректификации, каталитического риформинга, дегидрирования и алкилирования, гидрирования и других процессов превращения углеводородов; переработка тяжелых фракций нефти и нефтяных остатков: битумов, гудронов и нефтяных парафинов в различные ценные продукты.

Доклады, представленные на подсекцию «Химические технологии подготовки и переработки горючих ископаемых» посвящены вопросам переработки нефти, газа, горючих сланцев и других горючих полезных ископаемых с использованием метода математического моделирования. Они освещают следующие направления: совершенствование технологии переработки нефти и газа, закономерности химических превращений в процессах переработки нефти и газа в моторные топлива и биоразлагаемые ПАВ в производстве синтетических моющих средств, анализ применения присадок для улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив, разработка расчетных методов определения антидетонационных свойств бензинов, анализ влияния присадок на структурно-механические свойства модельных водонефтяных эмульсий. В представленных докладах отражены результаты самостоятельных авторских исследований, полученные в результате обобщения фактического материала, аналитических исследований с применением современных методов, таких как метод математического моделирования, квантово-химические методы, хроматография, ИК-спектроскопия, энергодисперсионная рентгенофлуоресцентная спектрометрия.

На секции «Комплексное использование минерального сырья» были представлены работы по получению материалов различного назначения из отечественного, для авторов исследований, природного сырья. Значительные запасы сырья для получения бетонов разведаны на юге Дальнего Востока. Аспирантом ТПУ Ш.М. Шарфеевым проведена модификация ванадием активированного природного циркона, что позволяет получать синие и зеленые пигменты с различными цветовыми характеристиками. Студентами показана возможность использования серпентинитовой породы Уральского региона (Орско-Халиловское месторождение) для получения расклинающих материалов (пропантов), применяемых при добыче трудноизвлекаемых нефти и газа методом гидроразрыва пласта. Глина Евсинского месторождения (Новосибирская область) пригодна в качестве основного сырьевого компонента для получения керамических изделий. Согласно результатам исследований студентов ТПУ университета Н.П. Сергеева, Ю.А. Стариковой и Н.В. Пашенко, керамические материалы с повышенной прочностью могут быть получены на основе огнеупорного глинистого сырья северо-запада европейской части России и Украины. Традиционно в секции широко представлены работы по переработке техногенных видов отходов. Использование техногенного сырья позволяет не только улучшать характеристики материалов, но и решать проблему обезвреживания и утилизации многотоннажных отходов различных производств.

Отходы некоторых производств активно вводятся в технологии строительных материалов различного назначения. Студентами ТПУ А.А. Халатовым, А.Е. Поповой и В.В. Кабановой установлено, что благодаря

введению в тампонажные растворы алюмосиликатной микросферы, являющейся частью золошлаковых отходов, образующихся на тепловых электростанциях, повышаются прочностные свойства тампонажных растворов, их температурная стойкость и сохраняется объем в процессе твердения. Таким образом, часть золошлаковых материалов может быть эффективно использована в качестве облегчающего наполнителя для тампонажных материалов, используемых при цементировании нефтяных и газовых скважин. Опасным отходом бурения скажин является буровой шлам, который аспирантом ТПУ В.Р. Галеевым предлагается использовать для изготовления строительного камня, применяемого в дорожном строительстве. Молодым ученым Ташкентского химико-технологического института (Республика Узбекистан) М.А. Мухамедбаевой флотоотходы обогащения свинцово-цинковой руды используются для получения цемента марки «400».

Аспирантом ТПУ В.И. Семеновой под руководством д.т.н., профессора О.В. Казминой предложен способ переработки отходов полупроводниковой промышленности, содержащих арсенид галлия. Гранулирование GaAs содержащих отходов с использованием растворов жидкого стекла в качестве связующего позволяет не только снизить класс опасности отходов с I до IV, но и получить радиопоглощающий материал, который может быть использован в качестве облицовочного материала для безэховых камер и для обеспечения электромагнитной совместимости различной аппаратуры.

Переработка техногенных отходов может проводиться не только традиционными химическими и физико-химическими методами, но методами биотехнологических производств. В работе студента А.С. Сидорович (Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург) представлены исследования по переработке техногенных отходов с использованием биотехнологий. Воздействие бактерий на пиритный огарок позволяет осуществить биовыщелачивание серы, следовательно, расширить область применения побочного продукта сернокислотного производства.

Доклады, представленные на подсекцию «Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа» полностью отражают проблемы комплексного физико-математического и численного моделирования явлений гидро-газодинамики и теплообмена в гомогенных и гетерогенных неоднородных сплошных средах (смесях жидкостей и газов, твердых и пористых телах, частицах) при нелинейных эффектах, обусловленных устойчивыми и переходными явлениями вихревой, тепловой и энтропийной природы, а также изменениями механических и теплофизических свойств объектов исследования, представляющих собой открытую термодинамическую систему типа «внешняя среда-рабочее тело-ограничивающая стенка/поверхность аппарата, породы, деталей оборудования, конструктивным элементом которого является трубопровод».

В рамках рассмотренных задач молодыми учеными и студентами: 1) критически оценены достижения в прогнозах аэро- и гидродинамики, тепло- и массообмена в одно и многофазных потоках по замкнутым и открытым сетям (трубам, каналам, трубопроводам, целям, разломам, трещинам); 2) обсуждены альтернативные подходы создания новых технологий и средств повышения энергоресурсоэффективности оборудования для нефтегазовой и химической отраслей промышленности, энергетической и экологической безопасности РФ; 3) даны рекомендации по внедрению в практику прикладных исследований подходов и методик прогноза явлений, интенсифицирующих транспортировку углеводородных сред.

Актуальность работ, представленных на секцию «Экономика минерального и углеводородного сырья», заключается в решении научных и практических проблем профессиональной деятельности в области экономики минерального и углеводородного сырья. В представленных докладах отражены комплексные исследования в сфере управления, организации производства и менеджмента в нефтегазовой отрасли; предложены алгоритмы по стратегическому развитию газотранспортной системы, дана оценка инвестиционных проектов крупных нефтегазовых компаний; проведен анализ финансового состояния основных нефтегазовых компаний России.

На секции «Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках)» обсуждались результаты исследований студентов и молодых ученых в разных областях: геологии, геоэкологии, геохимии, охрана и защита окружающей среды и т.д. В представленных докладах авторами были продемонстрированы собственные методики для оценки экологического состояния территорий городов, а иностранные участники смогли сравнить экологическую ситуацию в городах России и в городах своих стран.

Доклады в подсекции «Проблемы межъязыковой профессиональной коммуникации в условиях глобализации» рассматривают актуальное для настоящего времени явление глобализации и ее влияние на специфику профессионального общения, без которого невозможно международное сотрудничество и научное развитие. Проблематика докладов затрагивает различные стороны межъязыкового взаимодействия, являющегося следствием глобализации, обращая внимание на особенности этого процесса в аспекте межкультурной коммуникации, современного и конкурентоспособного образования, а также профессионально-ориентированного обучения. В фокусе исследований оказываются вопросы многонационального общения в рамках политики открытости и вхождения в мировую образовательную среду в техническом вузе и проблемы толерантности, академической мобильности. Английский язык на современном этапе выполняет функцию основного средства межъязыкового общения, в том числе, в профессиональной и научной сферах, современные подходы, позволяющие овладеть этим средством, также являются предметом анализа многих докладов. Межъязыковая коммуникация приводит к столкновению разных культур; специфика, различия и точки соприкосновения разных языков также вызывают интерес и рассматриваются в докладах. Особенности функционирования английского языка и реализации профессионального общения в сфере геологии, горного и нефтегазового дела, освещенные в ряде работ, имеют особую актуальность в логике образовательных и воспитательных задач Инженерной школы природных ресурсов и Томского политехнического университета, основной целью которых является формирование профессиональной личности специалиста, способного грамотно осуществлять профессиональное и научное сотрудничество и достойно представлять инженерное сообщество в пределах России и на международном уровне.

Учитывая финансовые трудности в стране, редакционная коллегия, в целях поддержки научной молодежи, как правило, публикует материалы большинства представленных докладов. Критерием отбора служит 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 секций и пленарных заседаний 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, магистрантам, аспирантам, молодым ученым и специалистам, проводящим исследования в данных научных направлениях.

Обилие тем и динамичный график работы секций сделали заседания интересными, познавательными и, безусловно, полезными для подготовки высококвалифицированных специалистов.

Редакционная коллегия симпозиума выражает благодарность администрации Национального исследовательского Томского политехнического университета (ректору ТПУ, профессору П.С. Чубику), руководству Инженерной школы природных ресурсов ТПУ (директору ИШПР ТПУ А.С. Боеву), финансовая поддержка которых способствовала проведению симпозиума и изданию данного сборника.

Оргкомитет симпозиума

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

БОЛЬШИЕ ВЫЗОВЫ – ЭФФЕКТИВНЫЕ ОТВЕТЫ

П.С. Чубик, профессор, врио ректора

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



В феврале 2019 г. Ассамблея Томского политехнического университета одобрила Программу развития ТПУ до 2023 года. Главной целью программы действий коллектива Томского политехнического университета на грядущие пятилетие является обеспечение устойчивого развития и дальнейшего повышения конкурентоспособности ТПУ в стране и в мире. Для дальнейшего роста Томскому политехническому университету предстоит найти ответы на ряд вызовов. По аналогии со Стратегией научно-технологического развития России мы называем их Большими вызовами.

Какие это вызовы и каковы пути их преодоления?

Вызов 1. Дальнейшее повышение качества приема на первый курс и в магистратуру.

Проблемы и угрозы для развития университета в этом направлении вызваны сложной демографической ситуацией в стране; необходимостью постоянного повышения среднего балла ЕГЭ, зачисляемых на 1 курс (роста пороговых минимальных баллов по ЕГЭ как вузу-участнику Проекта 5-100); уменьшением числа сдающих ЕГЭ по физике; оттоком части наиболее талантливых выпускников томских школ, в том числе Лицея при ТПУ, в столичные вузы.

В настоящее время отсутствует устойчивая мотивация при выборе абитуриентами направления подготовки и вуза, обусловленная действующими правилами приема (возможностью подачи заявлений в 5 вузов и на 3 направления в каждом из них), вариативностью образовательных траекторий при обучении в бакалавриате.

Наблюдаются слабые базовые фундаментальные знания у большинства первокурсников, недостаточные для получения качественного инженерного образования; низкая сохранность обучающихся в бакалавриате; недостаточно высокий конкурс на отдельные направления магистерской подготовки; слабый уровень базовых знаний у абитуриентов ТПУ – граждан иностранных государств; массовый отток выпускников некоторых направлений бакалавриата ТПУ в магистратуру столичных вузов.

Эти проблемы несут в себе угрозу невыполнения государственных заданий по приему на 1 курс и, особенно, в магистратуру; снижения КЦП, объема государственной субсидии на выполнение государственного задания «Образование» и размерности университета по числу студентов, преподавателей и другим показателям; падения качества подготовки инженеров и их востребованности работодателями.

Для решения вышеназванных проблем и предотвращения угроз «дорожной картой» по реализации Программы предусмотрен ряд мер, для осуществления которых разработан проект «Образование».

Ключевые мероприятия проекта «Образование»:

Мероприятие 1.1. Формирование ориентированной на школьников «цифрового поколения» системы выявления, поддержки и раннего развития STEMPh-компетенций

Комплекс мер по данному направлению деятельности предусматривает создание цифровой приемной комиссии, работающей с потенциальными абитуриентами и их родителями в режиме 24/7/12, развитие Интернет-лица ТПУ, реализацию проекта «Опорные школы ТПУ», развитие образовательного волонтерства (индивидуальной работы студенческих команд в социальных сетях со школьниками - потенциальными абитуриентами ТПУ), создание онлайн-среды для «Юных инженеров» через интерактивные курсы, школы, мобильные приложения (игры), разработку МООС для школьников по физике (Ph) и математике совместно с лидерами российского онлайн-образования (Яндекс, Сбербанк и др.) и т.д.

Мероприятие 1.2. Повышение привлекательности магистерских программ ТПУ как лучшего способа инвестирования в развитие собственного интеллектуального потенциала

В этом направлении предполагается расширить количество уникальных междисциплинарных магистерских программ, создать сетевые магистерские программы уровня «двойной диплом» с ведущими столичными вузами страны (проект «Через ТПУ в МГУ и СПбГУ»), привлечь российских и иностранных студентов для обучения на совместных образовательных программах ТПУ и ведущих мировых университетов организовать индивидуальную волонтерскую работу студенческих команд в социальных сетях с обучающимися в бакалавриате вузов страны и мира - потенциальными магистрантами ТПУ и др.

Мероприятие 1.3. Развитие ТПУ как центра подготовки инженерной элиты для стран Азии

Реализация этого мероприятия влечет за собой повышение требований к уровню подготовки иностранных студентов, поступающих в ТПУ; переход к целевому рекрутингу иностранных студентов на

конкретных рынках под конкретные программы, расширение числа магистерских программ, в том числе программ уровня «двойной диплом» с зарубежными вузами-партнерами, на английском языке; фокусировку на обучении групп иностранных студентов по целевым квотам Минобрнауки России для создающих за рубежом «объекты внешнеэкономического сотрудничества» российских госкорпораций и компаний; увеличение числа иностранных студентов из стран Азии в рамках включенного обучения (входящей мобильности) и др.

Мероприятие 1.4. Повышение качества подготовки и сохранности контингента студентов через индивидуализацию образования, персонализацию образовательных траекторий и командную проектную деятельность

Предусмотрены формирование цифрового профиля компетенций (цифрового портфолио) обучающихся и программ их адаптивного (индивидуального) обучения; обучение в Школе базовой инженерной подготовки по междисциплинарным модулям; создание современной цифровой образовательной среды, обеспечивающей индивидуализацию образования и персонализацию образовательных траекторий; сокращение доли обязательных курсов и модулей до 60 %, остальное - на индивидуальный выбор студента; переход к практике подготовки и защиты командных (групповых) междисциплинарных выпускных квалификационных работ.

Мероприятие 1.5. Повышение экономической эффективности реализации образовательных программ

Предусматривается обеспечение набора, в том числе в магистратуру, полнокомплектных групп численностью не менее 18 человек с персонализацией образовательных траекторий за счет большого вариативного компонента; переход к формированию штатного расписания ППС и бюджета Школ и отделений на основе численности контингента студентов, стоимостных групп направлений подготовки, уровня образования, качества приема, количества платных студентов, а также соотношения численности преподавателей и студентов; диверсификация направлений и программ магистерской подготовки с фокусировкой на реализацию приоритетных национальных проектов и на преодоление существующих технологических барьеров;

ВЫЗОВ 2. Эффективное воспроизводство научно-педагогических кадров высшей квалификации

Проблемы и угрозы:

Слабая мотивация выпускников магистратуры к поступлению в аспирантуру, низкие:

- ✓ конкурс в аспирантуру
- ✓ эффективность аспирантуры
- ✓ ответственность научных руководителей аспирантов за результаты работы и отсутствие должного контроля за ней
- ✓ доля аспирантов из числа граждан зарубежных государств
- Непривлекательная для абитуриентов тематика научных исследований, предлагаемая научными руководителями аспирантов
- Отсутствие у большей части внешних абитуриентов задела по предлагаемой тематике научных исследований
 - ✓ Недостаточное число докторов наук - научных руководителей аспирантов, сетевых аспирантских программ, программ с двойным руководством и обучающихся в PhD-докторантуре ведущих зарубежных вузов
- Трансформация для ТПУ системы присуждения ученых степеней в самостоятельную и необходимость адаптации к ней

Угрозы:

- Снижение остроты требований ППС ниже лицензионных требований
- Старение основного персонала
- Угроза будущему ТПУ.

В качестве ответа на этот вызов разработан проект «Молодые ученые», цель которого состоит в повышении эффективности аспирантуры, остроты научно-педагогических работников, увеличении числа молодых ученых, в том числе докторов наук, а также эффективных научных руководителей аспирантов

Ключевые мероприятия проекта «Молодые ученые»:

Мероприятие 2.1. Формирование целостной системы привлечения и отбора в аспирантуру наиболее подготовленных и мотивированных абитуриентов

Реализация данного мероприятия предусматривает развитие ранней системной коммуникации, прежде всего, с магистрантами других университетов страны и мира: целевой рекрутинг на научных конференциях, конкурсах, совместных проектах, научных онлайн-площадках, в социальных сетях и др. (проект «Научные скауты»); рост числа и качества молодежных научных мероприятий, проводимых на базе ТПУ и ориентированных на привлечение талантливых внешних участников; повышение привлекательности и междисциплинарности тематик диссертационных работ; создание всех необходимых условий для проведения аспирантами своих научных исследований и работы в коллективах научных лабораторий ТПУ с оплатой труда и др.

Мероприятие 2.2. Увеличение числа и обеспечение роста эффективности работы научных руководителей аспирантов

Планируется увеличение числа научных руководителей аспирантов за счет предоставления права руководства всем НПР ТПУ, имеющим ученую степень и ученое звание, а также не менее 3 статей за последние 3 года в журналах, индексируемых в базах данных Scopus и WoS, развития программы постдок как аналога докторантуры, расширения практики научного руководства подготовкой диссертаций с ведущими зарубежными университетами (одна защита – две степени); проведение учета результативности научного руководства аспирантами не только при избрании на вакантные должности НПР, но и при решении вопросов о зарубежных командировках и стажировках, предоставлении творческого отпуска, приобретении нового научного оборудования; представлении к университетским, ведомственным и государственным наградам и др.

Мероприятие 2.3. Увеличение числа интегрированных магистерско-аспирантских программ, в том числе реализуемых совместно с РАН, по междисциплинарным научным направлениям

Работа в этом направлении предполагает разработку системы дополнительного стимулирования обучающихся на интегрированных магистерско-аспирантских программах; введение необходимых минимальных требований к магистерской диссертации выпускника исследовательской магистратуры; создание в ТПУ среды, обеспечивающей рост междисциплинарности научных исследований; определение ключевых партнеров в РАН и организация реализации с ними совместных интегрированных магистерско-аспирантских программ; введение положения об обязательном ежегодном выступлении аспирантов с научными докладами о ходе подготовки диссертации на совместных научных семинарах Школ ТПУ с приглашением ведущих ученых РАН.

Мероприятие 2.4. Организация результативной работы новой сети диссертационных советов ТПУ по реализации права самостоятельного присуждения ученых степеней

Намечено реализовать позиционирование системы самостоятельного присуждения ученых степеней как одной из ключевых характеристик ведущего университета, междисциплинарности как главной особенности сети диссертационных советов ТПУ; осуществить формирование совместных междисциплинарных диссертационных советов с РАН; ввести практику приглашения в состав диссертационных советов ТПУ ведущих иностранных ученых и реализовать возможность защит диссертаций на английском языке, в частности, выполненных в рамках научного сотрудничества с ведущими зарубежными университетами.

Вызов 3. Соответствие профессионального уровня научно-педагогических работников, управленческого и иного персонала всё возрастающим требованиям

Проблемы и угрозы:

- Высокая доля преподавателей:
 - ✓ практически не занимающихся наукой
 - ✓ слабо знающих реальное производство
 - ✓ обеспечивающих дисциплины, по которым ими не ведутся исследования
 - ✓ не выполняющих эффективный контракт
 - Слабые:
 - ✓ цифровые компетенции
 - ✓ владение английским языком
 - ✓ участие в инициировании инноваций и экспертизе нововведений
 - Недостаточная профессиональная квалификация управленческого персонала в части управления проектами, финансами, кадрами
 - Медленная и болезненная адаптация персонала, прежде всего, ППС к изменениям и нововведениям
- Угрозы:*
- Снижение:
 - ✓ качества подготовки специалистов, финансового менеджмента, содержания имущественного комплекса, сервисных услуг
 - ✓ производительности труда, уровня научных исследований и разработок
 - ✓ степени интернационализации университета
 - Трудности с реализацией необходимых (постоянных) изменений

С целью обеспечения соответствия профессионального уровня научно-педагогических работников, управленческого и иного персонала всё возрастающим требованиям, разработан **проект «Кадры»**

Ключевые мероприятия проекта «Кадры»:

Мероприятие 3.1. Введение дополнительных квалификационных требований к НПР ТПУ:

Предусматривается повысить качество выполнения учебной нагрузки; проведение исследований по обеспечиваемым дисциплинам; внедрение цифровых компетенций, развитие транснационального сотрудничества (устойчивых связей с коллегами из ведущих мировых научно-образовательных центров), регулярные повышение квалификации и стажировки на производстве.

Мероприятие 3.2. Формирование системы непрерывного повышения квалификации основным персоналом и работниками сервисных служб ТПУ

Планируется реализация модульного, с использованием онлайн-курсов, принципа повышения квалификации, базирующегося на индивидуальном цифровом профиле компетенций; разработка и реализация программы адаптации для вновь принимаемых сотрудников, проведение онлайн-курсов «Преподаватель высшей школы», «Разработка MOOK», «Цифровой ГТО» и др.

Мероприятие 3.3. Обеспечение привлекательности ТПУ как работодателя для ведущих российских и зарубежных ученых и молодых перспективных исследователей

Предусмотрены отказ от привязки учебной нагрузки к структурному подразделению и переход на общеуниверситетское штатное расписание ППС; обеспечение постоянного развития научной инфраструктуры; введение свободноконфигурируемого эффективного контракта; минимизация внутривузовской бюрократии (волокиты, конфликтов, дублирования, «императивизма», расточительства); открытый доступ к учебной, научной, библиотечной, информационной, спортивной и иной университетской инфраструктуре.

Мероприятие 3.4. Формирование в ТПУ нового кадрового «ядра перемен»

Будет обеспечены меры по реформатированию кадрового резерва не под позиции ННР и АУП, а под проекты и задачи; формированию индивидуальных траекторий развития с помощью «Планировщика развивающих действий» и тестирования способностей (SHL-тест); развитию карьерного наставничества

ВЫЗОВ 4. Нарращивание объема доходов из внебюджетных источников

Проблемы и угрозы:

- Резкая дифференциация ННР и структурных подразделений по уровню научных исследований и разработок, качеству программ профессиональной переподготовки и повышения квалификации, а также востребованности тех и других реальным сектором экономики
- Низкие:
 - ✓ качество заявок на участие в конкурсах НИР и НИОКР
 - ✓ доля преподавателей, вовлеченных в исследования и разработки
 - ✓ эффективность управления исследованиями и разработками
 - ✓ доля магистрантов и аспирантов, выполняющих НИОКР с оплатой труда
- Слабые:
 - ✓ связь ППС с реальным сектором экономики
 - ✓ позиционирование разработок и результатов исследований
 - ✓ коммерциализация результатов интеллектуальной деятельности
 - ✓ экосистема развития предпринимательства, в частности, отсутствие роста числа МИПов, созданных с участием ТПУ
 - ✓ кооперационные связи между учеными и разработчиками внутри и вовне университета, в том числе в Томском консорциуме научно-образовательных и научных организаций
 - ✓ работа с регионами СФО и других федеральных округов
- Снижение количества студентов-граждан Российской Федерации и незначительное количество иностранных граждан, обучающихся по договорам с полной компенсацией затрат

Угрозы:

- Утрата:
 - ✓ позиций в национальных и мировых университетских рейтингах
 - ✓ уникального имиджа ТПУ как центра не только фундаментальных, но и прикладных научных исследований
 - ✓ утрата связи с реальным сектором экономики и, как следствие, снижение востребованности выпускников
- Снижение:
 - ✓ возможностей по привлечению и удержанию талантов
 - ✓ привлекательности ТПУ как работодателя и Томска как места для получения образования и проживания
- Сложности с получением заказов на крупные междисциплинарные проекты и их выполнением

С целью обеспечения устойчивого финансового положения университета, наращивания объема доходов из внебюджетных источников разработан проект «Финансовая устойчивость»

Ключевые мероприятия проекта:

Мероприятие 4.1. Развитие модели «Открытые инновации» для проведения НИОКР в режиме открытого взаимодействия с внутренними и внешними источниками знаний и компетенций для получения прорывных результатов и инновационных решений

Формирование среды «Открытых инноваций» предполагается осуществить за счет активного участия в стратегических альянсах по совместной разработке новых продуктов, технологий, рынков и услуг, включая НОЦ

мирового уровня, консорциумы центров компетенций НТИ, технологические платформы, региональные консорциумы и инновационные кластеры; создания цифровой коммуникационной площадки как интегратора уникальных технологических компетенций университетов, научных организаций, корпораций и малого бизнеса; развития инжиниринговых центров, инжиниринговых услуг, услуг по трансферу технологий, защите интеллектуальной собственности и др.; проведения открытых конкурсов инновационных проектов; усиления взаимодействия с институтами развития. Намечено внедрить систему проектного управления инновационной деятельностью с целью повышения эффективности расходования привлеченных средств, качества проектов и минимизации рисков их невыполнения.

Мероприятие 4.2. Повышение конкурентоспособности инновационных разработок университета на внутреннем и внешнем рынках

Предусмотрен следующий комплекс мер: создание системы доведения разработок ТПУ до востребованного рыночного продукта, переход к профессиональной работе по «продажам» разработок ТПУ: создание сети агентов ТПУ по «продажам» на целевых рынках, МИП «TPU Global» как эксклюзивного дилера технологий и разработок ТПУ, снижение сроков вывода инновационной продукции на рынок посредством внедрения сквозных цифровых технологий ее проектирования и производства; разработка привлекательных и востребованных программ повышения квалификации, состоящих из индивидуального набора коротких практико-ориентированных онлайн-модулей; наращивание экспортного потенциала ТПУ (магистерские программы, MOOK, программы повышения квалификации на английском языке; глобально конкурентоспособные разработки; стартапы на площадке ТПУ с иностранным участием и капиталом и др.)

Мероприятие 4.3. Стимулирование развития предпринимчивости и технологического предпринимательства

Предполагается повысить интерес к предпринимательской деятельности через обязательные для изучения всеми студентами университета дисциплины «Предпринимчивость» и «Инженерное предпринимательство»; обеспечить подготовку технологических предпринимателей в Школе инженерного предпринимательства (ШИП) ТПУ через специальные магистерские программы, курсы повышения квалификации, онлайн-курсы и другие современные форматы обучения; создать в ТПУ среду для генерации технологических стартапов путем расширения практики защит выпускных квалификационных работ в виде стартапов, вовлечения членов Совета бизнес-партнеров ШИП в процесс покупки стартапов и лицензий, создания спин-офф компаний и др.; активизировать участие ТПУ через Бизнес-инкубатор «Полигон инженерного предпринимательства» в федеральных акселерационных программах по продвижению высокотехнологических разработок (GenerationS, ФРИИ и др.); увеличить число малых инновационных предприятий и занятых в них,

Мероприятие 4.4. Наращивание фонда целевого капитала ТПУ

Предусматривается создание экосистемы Фонда целевого капитала ТПУ, объединяющей сообщества сотрудников, выпускников разных лет, промышленных партнеров, бизнес-партнеров, студентов, абитуриентов, а также родителей тех и других под брендом «TPU COMMUNITY»; усиление роли Ассоциации выпускников ТПУ; создание Кодекса меценатов ТПУ с описанием стимулов для оказания благотворительной помощи университету; формирование в рамках Фонда целевого капитала ТПУ долгосрочных проектов с возможностью их целевого финансирования со стороны доноров; разработка различных фандрайзинговых продуктов в виде программ или проектов, реализуемых на постоянной или циклической основе и т.д.

Вызов 5. Усиление результативности кооперационных связей внутри университета и вне его - с ведущими российскими и зарубежными вузами, научными организациями и организациями, действующими в реальном секторе экономики.

Проблемы и угрозы:

- Доминирование формальных («спящих», не работающих) соглашений, соглашений со слабыми партнерами и с малой для ТПУ пользой, малочисленных по числу обучающихся и экономически затратных сетевых (совместных) образовательных программ
- Слабые:
 - ✓ научные коммуникации, в том числе с российскими учеными, включая ученых РАН
 - ✓ коммуникации с бизнес-партнерами
 - ✓ коммуникации руководителей с коллективами на уровне университета и отдельных школ
 - ✓ результативность служебных командировок
- Низкая оценка ТПУ в мировых университетских рейтингах по показателю «Академическая репутация»
- Отсутствие устойчивых кооперационных связей с университетами из топ-100

Угрозы:

- Снижение уровня и качества научных исследований и привлекательности ТПУ для талантов и инвесторов
- Ухудшение позиций ТПУ в мировых университетских рейтингах
- Дальнейшее снижение объема внебюджетных доходов
- Потеря репутационного капитала ТПУ

Ключевые мероприятия:

Мероприятие 5.1. Формирование командной корпоративной культуры на принципах вовлеченности, причастности и открытости

Планируется создание и обеспечение работы платформы «Открытый ТПУ», предусматривающей обсуждение и экспертизу авторизованными сотрудниками и студентами ТПУ проектов, решений, внутренних нормативных актов; развитие разносторонних (вертикальных и горизонтальных) внутренних коммуникаций, введение, начиная с 2019 г., ежегодного общего плана на все 10 Школ по выполнению программных показателей развития ТПУ и привлечению средств от приносящей доход деятельности (ПДД) и др.

Мероприятие 5.2. Стимулирование заинтересованного участия сервисных служб в развитии трансфера знаний и технологий

Намечено реализовать распределение части накладных от ПДД в фонд оплаты труда сервисных подразделений, задействованных в реализации проектов; формирование под крупные проекты ТПУ команд сопровождения из числа сотрудников сервисных служб (правовой отдел, планово-финансовый отдел, бухгалтерия, контрактная служба, отдел правовой охраны результатов интеллектуальной деятельности, службы главного инженера и др.); введение практики формирования премиального фонда сервисных подразделений в прямой зависимости от выполнения общеуниверситетского плана по достижению программных показателей развития ТПУ и привлечению средств от ПДД.

Мероприятие 5.3. Всестороннее использование потенциала Советов индустриальных партнеров Инженерных школ для целей развития университета

Будет обеспечено проведение каждой Школой ТПУ два раза в год собраний Совета индустриальных партнеров в формате «клубных встреч» (один раз в ТПУ на базе Школы, один раз - на базе одного из членов Совета) для совместного обсуждения перспектив развития Школы, экспертизы реализуемых ею образовательных и научных проектов, формирования новых проектов и др. Планируется ежегодное проведение общего заседания Советов индустриальных партнеров Школ ТПУ в формате стратегической сессии с обсуждением достигнутых результатов, новых вызовов, новых совместных проектов, планов на очередной год и др.

Мероприятие 5.4. Реализация политики взаимной выгоды в развитии партнерских отношений с зарубежными научно-образовательными центрами

Предполагает целенаправленное инициирование и развитие связей с университетами, входящими в топ-100 мировых институциональных и предметных рейтингов; приоритетную поддержку установления и развития научных и образовательных связей, в том числе через академическую мобильность студентов и НПП, с ведущими научно-образовательными центрами Азии; организацию и проведение летних и зимних школ, стажировок и других мероприятий для студентов и молодых ученых из приоритетных для интересов ТПУ зарубежных научно-образовательных центров.

Вызов 6. Превращение имущественного комплекса университета из центра расходов в центр доходов

Проблемы и угрозы:

- Десять учебных корпусов являются объектами культурного наследия (памятниками истории и культуры) народов Российской Федерации с особыми требованиями и повышенными затратами на их эксплуатацию
- Целый ряд объектов университета построены хозяйственным способом и характеризуются низким качеством (высокой степенью износа)
- Разнотипное и разновозрастное недвижимое имущество требует существенных затрат на содержание инженерных сетей, услуги ЖКХ и охрану
- Земельные участки ТПУ имеют территориальную разбросанность, нередко – обременения и практически не могут быть вовлечены в цели развития основного университетского кампуса
- Отсутствуют свободные земельные участки под новое строительство
- Научное оборудование имеет низкую загруженность, контроль за его работой децентрализован и не носит регулярного характера
- Нет системности в работе центров коллективного пользования, в обучении операторов научного оборудования, приобретении необходимых расходных материалов, обосновании закупок нового оборудования

Угрозы:

- Недвижимое имущество, характеризующееся разным возрастом, исторической ценностью, качеством и степенью износа, при избытке площадей и отсутствии необходимых затрат на содержание может прийти в упадок со всеми отсюда вытекающими негативными последствиями для целей развития университета

- Неэффективное использование особо ценного движимого имущества (установок, приборов и оборудования) снижает его окупаемость, возможности приобретения нового и апгрейда имеющегося оборудования, качество исследований и привлекательность ТПУ как научного центра и т.п.

С целью повышения эффективности использования и обновление имущественного комплекса университета разработан проект «Социальная и научная инфраструктура»

Ключевые мероприятия проекта:

Мероприятие 6.1. Централизация управления имущественным комплексом университета

Предусматривает:

- Создание эффективной системы управления недвижимым имуществом
 - ✓ Учет загрузки и анализ эффективности использования помещений
 - ✓ Нормирование площадей и затрат на их содержание
 - ✓ Формирование восстановительных фондов подразделений
 - ✓ Отказ от не востребованного недвижимого имущества
- Формирование единой системы управления научным оборудованием
 - ✓ Развитие инфраструктуры научных исследований и разработок, инновационной деятельности, в том числе уникальных научных установок (Исследовательского ядерного реактора, Испытательного стенда для газификации угля и др.)
 - ✓ Учет загрузки и анализ эффективности использования научного оборудования
 - ✓ Обеспечение доступности научного оборудования для обучающихся и исследователей, в том числе внешних
 - ✓ Создание открытой цифровой платформы «Научное оборудование ТПУ»
 - ✓ Техническое обслуживание и снабжение научных лабораторий расходными материалами
 - ✓ Резервирование средств для обновления научного оборудования

Мероприятие 6.2. От «Интеллектуального здания» к «Умному кампусу»

Планируется создание централизованной информационной системы мониторинга и управления объектами университетской инфраструктуры, включающей в себя внедрение систем автоматизированного управления локальными подсистемами зданий, сооружений, объектов инженерной инфраструктуры; разработку и внедрение системы комплексного управления параметрами зданий на основе математических и цифровых моделей; повышение безопасности объектов инфраструктуры и эффективности расходования ресурсов за счет управления на основе предиктивной аналитики; внедрение мобильных приложений и веб-сервисов кампуса ТПУ. Будет введена единая кампусная карта с целью идентификации студентов и сотрудников; контроля и учета доступа на объекты кампуса, к библиотечным, информационным, спортивным и другим ресурсам университета. Предусматривается создание современной среды для самостоятельной и групповой работы на базе НТБ: открытие читального зала с круглосуточным режимом работы; создание комфортных многофункциональных зон и пространств, внедрение системы бронирования аудиторий для групповой работы и проектной деятельности; расширение доступа к внешним информационным ресурсам, базам данных и знаний и др.

Мероприятие 6.3. Новые возможности для нового строительства

Работа в данном направлении предполагает изучение возможностей реализации инфраструктурных проектов: через государственно-частное партнерство; участие в Федеральных целевых программах и программах промышленных партнеров; привлечение банковского сектора для строительства и реконструкции и другие механизмы. Намечено строительство общежития для обменных студентов (для входящей мобильности), 2-ой очереди Научного парка, Промышленного парка; реконструкция НТБ, продолжение модернизации Исследовательского ядерного реактора до уровня «Нейтронной фабрики».

Вызов 7. Укрепление позиций ТПУ в национальных и мировых университетских рейтингах

Проблемы и угрозы:

- Слабая динамика продвижения в рейтинге QS
- Низкие:
 - ✓ академическая репутация ТПУ, зависящая в основном от уровня и масштабов исследовательской деятельности
 - ✓ доля иностранных экспертов, голосующих «за» академическую репутацию ТПУ
 - ✓ доля статей, опубликованных в соавторстве с иностранными учеными
 - ✓ цитируемость публикаций НПР ТПУ
 - ✓ позиции в мире в базовой для ТПУ предметной категории «Engineering & Technology»
- Неустойчивая численность работающих в ТПУ иностранных ученых
- Стагнация в расчете на 1 НПР:
 - ✓ объема доходов от промышленных партнеров
 - ✓ в целом доходов от исследований
 - ✓ числа защит диссертаций
- Недостаточно высокая публикационная активность

Угрозы:

- Исключение ТПУ из числа вузов-участников Проекта 5-100 или переход в третью группу участников этого Проекта с существенно меньшим объемом государственной поддержки
- Утрата университетом репутации и привлекательности для талантов и инвесторов, а также зарубежных партнеров
- Снижения позиций ТПУ в мировых университетских рейтингах за счет роста соотношения студенты: ННР

С целью повышения академической репутации и укрепление позиций ТПУ в национальных и мировых университетских рейтингах разработан проект «Глобальная конкурентоспособность»

Ключевые мероприятия проекта:

Мероприятие 7.1. Сохранение сильнейших конкурентных преимуществ ТПУ в мировых университетских рейтингах

Предусматривает сохранение существующего соотношения численности студентов и преподавателей; интенсивное развитие программ входящей академической мобильности для увеличения доли иностранных студентов и углубления интернационализации университетской среды

Мероприятие 7.2. Продолжение политики концентрации усилий и наращивания качественных результатов на приоритетных для ТПУ предметных рейтингах

Намечен комплекс мер по стимулированию публикаций в журналах, индексируемых в базе данных Scopus, по приоритетным для ТПУ предметным областям: физика, химия и инжиниринг; целевой поддержке и увеличению числа Исследовательских школ как «точек роста» научной продуктивности ТПУ; переходу к оценке научной продуктивности структурных подразделений, научных групп и отдельных ученых по статьям в журналах Q1, в соавторстве с зарубежными учеными, в соавторстве с индустриальными партнерами; стимулированию ученых, для которых ТПУ является основным местом работы, к публикациям в журналах топ 1 % мировых журналов по цитированию; учету реальных коллаборационных связей ННР с ведущими российскими и зарубежными научно-образовательными центрами при прохождении по конкурсу на вакантные должности, при решении вопросов о зарубежных командировках и стажировках; при выделении финансирования на внутривузовские проекты, приобретение нового научного оборудования и др.

Мероприятие 7.3. Организация системного присутствия ТПУ в «пространстве» зарубежных партнеров

Предусматривает целевую поддержку расширения исходящей академической мобильности студентов и ННР ТПУ с ведущими университетами, научно-образовательные связи с которыми подтверждены совместными программами, проектами и опубликованными статьями; развитие тандемов «ведущий зарубежный ученый - ученый ТПУ» с целью формирования в университете новых научных групп с глобально конкурентоспособными результатами; проведение совместных мероприятий с университетами-партнерами; повышение эффективности зарубежных командировок.

Мероприятие 7.4. Проведение на площадке ТПУ глобально значимых научно-образовательных мероприятий

Планируется проведение на площадке университета саммитов ТНЕ и (или) QS, а также заседаний рабочих групп и генеральных ассамблей международных ассоциаций, членом которых является ТПУ; оказание целевой финансовой, организационной и информационной поддержки проведения в ТПУ крупных сетевых международных научно-образовательных мероприятий (форумов, конгрессов, конференций), а также узкоспециализированных мероприятий по приоритетным тематикам с участием экспертов мирового уровня; развитие сотрудничества с томскими университетами и институтами СО РАН для консолидации ресурсов с целью проведения масштабных научно-образовательных мероприятий мирового уровня

ВЫЗОВ 8. Ускорение цифровизации всех сфер деятельности университета

Проблемы и угрозы:

- ✓ слабые:
 - использование в учебном процессе виртуальной и дополненной реальности, технологий геймификации
 - участие в создании MOOC
 - вовлеченность обучающихся в процесс обучения, в том числе из-за отсутствия нормативно сопровождающего трудоустройство выпускников ТПУ портфолио (цифрового профиля компетенций)
 - тьюторская поддержка (коммуникации между преподавателями и студентами)
 - цифровая дисциплина сотрудников, прежде всего, преподавателей
- Отсутствие цифровой платформы «Открытые наука и инновации» и, как следствие, закрытость проектов НИР и НИОКР для контроля внутри и вне университета

- Низкая рентабельность традиционных программ ДПОУ, особенно при востребованной в настоящее время адаптации их под индивидуального слушателя
- Слабая прогнозно-аналитическая деятельность и, как следствие, неизбежные ошибки при принятии решений и недоверие к ним
- Острый дефицит разработчиков Информационно-программных комплексов (ИПК), архитекторов и идеологов цифровых данных и информационных систем при наличии в ТПУ Инженерной школы информационных технологий и робототехники

Угрозы:

- Отток талантов в другие вузы с реализованным процессом индивидуализации обучения, персонализации образовательных программ и современными технологиями обучения
- Потери бюджетного финансирования из-за низкой сохранности контингента студентов и внебюджетного – от слабой востребованности программ ДПОУ и снижения объемов НИР и НИОКР
- Снижение доверия персонала к руководству университета из-за частых ошибочных решений

Ключевые мероприятия проекта «Цифровизация»:

Мероприятие 8.1. Расширение использования цифровых технологий и платформенных решений в управлении университетом путем создания единого Ситуационного центра ТПУ

Предусматривается развитие онлайн-мониторинга основных бизнес-процессов университета и системы, обеспечивающей оперативное принятие правильных управленческих решений; активное развитие методов накопления и аналитики данных в цифровых форматах и повышение на этой основе качества прогнозной деятельности; развитие системы электронного и онлайн-документооборота, минимизация оборота бумажных документов и университетской бюрократии, увеличение скорости принятия решений; формирование единого цифрового пространства для обеспечения унификации данных информационно-программных комплексов и систем; повышение надежности и безопасности информационных систем университета и уменьшение влияния при вводе в них данных человеческого фактора и др.

Мероприятие 8.2. Создание цифровой среды для обеспечения индивидуализации образования

Предусмотрены: динамическое формирование цифрового профиля компетенций обучающихся и оценка их индивидуальных способностей; внедрение системы независимой оценки компетенций обучающихся, в том числе с применением онлайн-прокторинга; создание онлайн-конструктора образовательных программ, позволяющего формировать персональные образовательные траектории с учетом индивидуальных способностей обучающихся (слушателей), требований работодателей, образовательных и профессиональных стандартов и др.; переход к модульным, самостоятельным онлайн-курсам (включающим оценку компетенций), позволяющим строить персональные образовательные траектории; оптимизация распределения учебной нагрузки и учебных потоков, автоматизация онлайн-сопровождения процесса обучения; переход к цифровому методическому обеспечению всех учебных дисциплин, перевод всех лекций в онлайн-форматы, организация мониторинга и оценки самостоятельной работы студентов; внедрение в обучение симуляторов виртуальной реальности (VR); открытие студии виртуальной реальности для разработки, пилотной эксплуатации и апробации обучения с применением VR-тренажеров и др.

Мероприятие 8.3. Интеграция массовых открытых онлайн-курсов (МООК) мирового уровня в повседневную образовательную практику ТПУ и разработка собственных МООК с размещением их на международных платформах образования

Планируется реализовать внедрение в учебный процесс онлайн-обучения, возможность изучения обучающимися минимум одной дисциплины в семестр в онлайн-формате с использованием МООК федеральных и мировых онлайн-платформ; разработку МООК в сетевом взаимодействии с ведущими университетами-партнерами, входящими в топ-200; оценку экономической и содержательной целесообразности производства и эксплуатации собственного онлайн-контента или покупки/аренды его у других производителей; размещение собственных онлайн-курсов на платформах открытого образования федерального и международного значения, популяризация через онлайн-курсы научно-образовательного потенциала и бренда ТПУ

Мероприятие 8.4 Развитие системы аналитики образовательной деятельности, в том числе онлайн-обучения

Будет выполнен комплекс мер по развитию электронных систем учета и отображения результатов учебной деятельности: журнал, ведомость, зачетная книжка, документооборот, расписание, цифровое портфолио (цифровой профиль компетенций) и др.; использование учебной аналитики для повышения качества образования, выявления индивидуальных способностей обучающихся, прогнозирования динамики успеваемости и результатов обучения, оценки качества учебных и контролирующих материалов и др.; внедрению в практику ТПУ новых образовательных технологий: СМС-обучения, геймификации, микрообучения, прокторинга и др.; проведению исследования о применимости новых образовательных технологий к подготовке инженеров

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

Заключение

В силу специфики вуза и образовательного процесса ожидаемые результаты от наших совместных усилий по реализации ключевых мероприятий, направленных на преодоление стоящих перед университетом больших вызовов, являются отложенными на несколько лет. Но есть полная уверенность в том, что выполнение намеченного гарантированно обеспечит ТПУ устойчивое развитие на длительную перспективу.

| Показатель | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|------|------|------------------|------------------------|-------------------------------------|
| Средний балл ЕГЭ студентов вуза, принятых для обучения по очной форме обучения за счет средств федерального бюджета по программам бакалавриата и специалитета | 79,0 | 80 | 80,5 | 81 | 81,5 |
| Соотношение ППС : студенты | 1:8 | 1:8 | 1:8 | 1:8 | 1:8 |
| Доля иностранных студентов, обучающихся на основных образовательных программах вуза, в общей численности студентов, % | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 |
| Доля зарубежных НПР, включая российских граждан – обладателей степени PhD, проработавших на кампусе не менее 4-х месяцев, в общей численности НПР ТПУ, % | 1 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Объем доходов из негосударственных источников, млн руб. | 2600 | 2800 | 3000 | 3200 | 3400 |
| Объем средств, полученных от приносящей доход деятельности, млн руб. | 3600 | 3800 | 4000 | 4200 | 4400 |
| Количество публикаций в изданиях Q1 и Q2, индексируемых в базах данных Web of Science и Scopus, с исключением их дублирования | 580 | 620 | 670 | 730 | 800 |
| Эффективность аспирантуры ТПУ, % | 25 | 30 | 35 | 40 | 50 |
| Доля ППС, имеющих ученую степень, в общей численности ППС ТПУ, % | 75 | 78 | 82 | 86 | 90 |
| Развитие кампуса | | | капремонт НТБ | капремонт общежитий | Научный парк, новое общежитие |

САТПАЕВ К.И.: ПУТЬ ОТ ВЫПУСКНИКА ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ДО АКАДЕМИКА

Языков Егор Григорьевич, профессор, д.г.-м.н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Национальный исследовательский Томский политехнический университет сегодня готовится отметить свое 125-летие. За свою историю, насыщенную событиями и свершениями ТПУ подготовил более 165 000 инженеров, специалистов практически для всех отраслей промышленности. ТПУ входит в тройку лучших технических вузов России.

В состав ТПУ входят 7 инженерных школ, 2 исследовательских школы и 1 школа базовой инженерной подготовки. В состав ТПУ входят 21 учебный корпус. В вестибюле Горного корпуса, в котором провел свои студенческие годы К.И. Сатпаев, занимает почетное место его мемориальная доска. На первом этаже расположена посвященная ему аудитория, в которой висит портрет Каныша Имантаевича. В 2008 г. в Томске на Аллее геологов установлен бюст К.И. Сатпаеву.



Каныш Имантаевич Сатпаев – крупнейший ученый в области геологии, основатель и первый президент Академии наук Казахстана, первооткрыватель месторождений марганца и медно-рудного месторождения Казахстана, один из знаменитых выпускников Томского политехнического университета.

Имя академика Каныша Имантаевича Сатпаева, выдающегося ученого и общественного деятеля ныне известно всему миру. Его именем названы многие предприятия, учебные заведения, улицы, ледники и вершины гор. Одна из малых планет во Вселенной носит имя Сатпаева.

Каныш Имантаевич родился 31 марта (12 апреля) 1899 г. в Баянаульском районе Павлодарской области. С 1909 по 1911 гг. Каныш Сатпаев учился в аульской школе. В 1911 г. поступил в русско-киргизское училище в городе Павлодар, которое окончил в 1914 году с отличием. После окончания училища Каныш Сатпаев, несмотря на возражения отца Имантая, отправился на обучение в учительскую семинарию в Семипалатинске. В 1918 году, сдав экзамены экстерном, он получил диплом об окончании семинарии. Параллельно с учёбой Сатпаев работал учителем естествознания двухгодичных педагогических курсов в Семипалатинске.

В связи с обострением болезни он был вынужден оставить работу и учебу и вернуться в родной аул.

В 1920 г. Сатпаев был назначен первым в Баянауле председателем Казкультпросвета (отдел по проведению культурно-просветительной работы среди трудящихся), созданного с укреплением советской власти. Тогда же постановлением Павлодарского ревкома он был назначен народным судьёй 10-го участка Баянаульского района.

«...Помню, как сразу же после установления советской власти в Сибири председатель первого в Павлодаре уездного ревкома П.В. Поздняк вызвал меня в Павлодар и... определил на работу в Баянаул председателем только что учреждённого там 10-го участка народного суда...» — вспоминал К.И. Сатпаев во время своего 50-летнего юбилея.

Решающую роль в судьбе Сатпаева сыграла его встреча с профессором Томского технологического института М.А. Усовым в Баян-Ауле в середине 1921 г.

Крупнейший специалист в области геологии и петрографии, выпускник горного отделения Томского технологического института 1908 г., профессор и декан горного факультета института М.А. Усов, в связи с необходимостью курортного лечения в 1921 г. совершил поездку в Казахстан.

При участии своего студента А.А. Ермакова, М.А. Усов для отдыха и лечения остановился в ауле Сатпаевых, расположенного рядом с Баян-Аулом. В чудесном живописном месте с горами, лесом и реками, расположенными среди степи, произошла встреча М.А. Усова с Канышем Сатпаевым. С первого знакомства Каныш понравился Усову. Молодой человек, 22 лет от роду, получил домашнее образование и служил народным судьёй в Баян-Ауле, он был умен, начитан, любознателен. С большим интересом Каныш слушал рассказы профессора о геологическом прошлом Казахстана, о громадных богатствах, которые лежат в его недрах и которые нужно разведать и поставить на службу народу. Но для того, чтобы это сделать, необходимы знания и опыт, таких специалистов готовят в Томском технологическом институте на горном факультете.

Серьезно увлекшись геологией Каныш, решил оставить службу в суде и поехать учиться в Томск. С большим трудом ему удалось получить необходимые документы об увольнении со службы, а в губнаобразе направление на учебу в Томский технологический институт. Тем временем М.А. Усов вынужден был уехать, не дождавсь Каныша, наказав его родителям, чтобы тот приехал в Томск прямо к нему домой.

Вскоре Сатпаев отправился в Томск, т.к. в институте уже начинались занятия. Добрался он до Томска вместе со студентами томских вузов, которым на станции в Семипалатинске выделили теплушку. Первой улицей Томска, которую увидел Каныш – была улица Бульварная. По обеим сторонам ее виднелись жилые деревянные дома, расположенные за массивными заборами в глубине усадьбы. Каныша, несмотря на позднюю осень, поразил зеленый наряд города, обилие растительности.

На перекрестке двух улиц: Бульварной и Садовой, на пригорке возвышалось великолепное здание Томского технологического института. В институте Сатпаев узнал, что профессор Усов живет в одном из институтских корпусов, пристроенных к зданию горного факультета. Встретили его Усовы весьма радушно и тотчас поселили в приготовленную для него комнату. Успешно сдав вступительные экзамены, Каныш стал студентом горного факультета Томского технологического института.

Началась учеба, Каныш познакомился с самим институтом и расположенным рядом университетом. Институт состоял из ряда прекрасных, величественных зданий, сразу покорял своим внешним видом, своей монументальностью, вселяя чувства почтения и восхищения. В главном корпусе института размещалась вся администрация, ряд учебных лабораторий и кабинетов. Каждый факультет имел свой корпус. В непростые годы учился Сатпаев, после Гражданской войны здания института сильно пострадали. Было выведено из строя паровое отопление, выбиты многие стекла, Каныш еще раз поблагодарил отца за то, что тот заставил его взять с собой меховую одежду, теперь она его здорово выручала, особенно в холодные дни в неотапленных аудиториях.

Незабываемое впечатление на Сатпаева произвела библиотека института и университета. Никогда в своей жизни он не видел столько книг. Он подолгу засиживался в читальном зале, много занимался в учебных лабораториях. Студент Сатпаев отличался большим усердием и скромностью, старательно и с неослабным вниманием конспектировал каждую лекцию, а затем самостоятельно стремился осмыслить ее содержание.

На первом курсе для всех студентов, независимо от выбранной специальности читали общеобразовательные дисциплины. Василий Иванович Шумилов читал курс аналитической геометрии, дифференциального интегрального исчисления. Лекции по физике читал профессор Борис Петрович Вейнберг. Ученик Д.И. Менделеева, Вейнберг был энциклопедически образованным человеком, специалистом в разных областях науки. В 1910 г. он организовал первый в Сибири аэрокружок, в 1913 г. создал с учениками и сотрудниками первую в мире действующую установку электрической дороги на магнитной подвеске.

Из-за трудных бытовых условий учебы, сырого и холодного климата Томска Каныш заболел и вынужден был оставить учебу, вернуться домой для восстановления сил и поправки здоровья. В течение года он самостоятельно занимался по учебникам, которые благодаря М.А. Усову и сокурсникам прихватил с собой.

В октябре 1923 г. Каныш восстановился в число студентов Томского технологического института. Приехав в Томск, Каныш снял себе комнату в двухэтажном деревянном доме на улице Белинского рядом с институтом, при этом он постоянно общался со своим главным учителем М.А. Усовым. Лекции Усова были насыщены глубоким научным материалом, хорошо иллюстрированы. Каждая его мысль и слово подкреплялись доказательствами. В каждой лекции М.А. Усова мысль о неразрывной связи теории с практикой красной нитью проходила через все его положения и подтверждалась многими примерами из собственной практики.

Курс кристаллографии и минералогии Сатпаев слушал у профессора А.В. Лаврского. Лаврский был прекрасным лектором, обладал первоклассной дикцией и использовал на лекциях богатейший иллюстративный материал минералогических коллекций института.

Хорошую память оставил о себе преподаватель черной и цветной металлургии Н.П. Чижевский. Он был не только крупнейшим металлургом мира, но и одновременно крупнейшим специалистом в области металлургического топлива. Чижевский учил студентов основной сущности металлургических процессов. Со знаниями, полученными на лекциях и занятиях профессора Н.П. Чижевского, можно было начинать работу на любом металлургическом заводе.

На всю жизнь запомнил студент Каныш Сатпаев тот подъем, тот пафос, с которым его друзья по институту готовились к предстоящей защите дипломных проектов. В институте Сатпаев подружился со своим однокашником по специальности Константином Радугиным. Он был ровесником Каныша, но судьба его была иной. В самом начале войны он был мобилизован в Красную армию и только после окончания войны демобилизован. Из армии был направлен в Томский технологический институт. По окончании института он прошел путь от ассистента до профессора, заведующего кафедрой, стал первооткрывателем крупных месторождений марганцевых руд.

В те же годы в институте учились земляки Каныша по Казахстану: Омар Толыбаев и Таисия Кошкина. В дальнейшем, Таисия Алексеевна Кошкина стала не только добрым другом и супругой Каныша Имантаевича, но и крупным исследователем недр Казахстана, крупным геологом. А Толыбаев пошел по другому пути, он не стал геологом, а стал крупным государственным деятелем.

Весной 1926 г. К.И. Сатпаев с большим успехом защитил свой проект и получил звание горного инженера. Первым его поздравил М.А. Усов, занимавший должность проректора института по учебной работе. Он и подписал диплом горному инженеру К.И. Сатпаеву.

Тепло распрощавшись со своими учителями, со своими друзьями по институту, многочисленными знакомыми Каныш Имантаевич в конце мая 1926 г. уехал из Томска в Казахстан. Впереди его ожидала новая жизнь, открывающаяся возможности к раскрытию всех его талантов.

В 1926 году, окончив институт и получив квалификацию горного инженера, Каныш Сатпаев был направлен в Атбасарский трест цветных металлов на должность начальника геологического отдела, а в 1927 г., избран членом правления данного треста.

В ведении Атбасарского треста находилось медное месторождение и недостроенный медеплавильный завод в посёлке Карсакпай. Специалисты, занимавшиеся месторождением, и руководство завода относились к перспективе развития добычи меди в регионе очень скептически. Каныш Сатпаев, как главный геолог треста, осмотрел местность и пришел к выводу, что в районе Джекказгана имеются огромные запасы меди, которые прежде не были обнаружены. Колоссальных усилий потребовалось К.И. Сатпаеву чтобы убедить руководство треста и Геолкома начать в регионе широкие исследовательские работы. Впоследствии оказалось, что Джекказганское медное месторождение было на тот момент крупнейшим в мире по прогнозируемым запасам.



За открытие Джезказганского месторождения Каныш Сатпаев в 1940 г. был удостоен высшей награды страны — ордена Ленина.

В 1941 г. К.И. Сатпаев был переведен на работу в Алматы, он был назначен директором Института геологических наук и заместителем председателя Президиума казахского филиала Академии наук СССР (КазФАН СССР).

Вскоре после начала Великой Отечественной войны, в августе 1941 года, немецкая армия захватила основные месторождение марганца в Советском Союзе, что практически полностью остановило добычу марганца в СССР. Встал критический вопрос о поиске новых марганцевых месторождений.

Впервые Каныш Сатпаев увидел марганцевые проявления Джезды, в Джезказганской области, ещё в 1928 г. Вспомнив об этом, он организовал геологоразведочный отряд в целях изучения местности на наличие марганца. По его поручению предварительные расчёты были составлены в кратчайшие сроки и отправлены в Наркомат чёрной металлургии.

Сатпаев добился того, чтобы вопрос об открытии рудника подняли в ЦК КП(б) Казахстана. Руководство Казахстана признало правоту Каныша Иммантаевича и сообщило о своём решении ГКО, который, в свою очередь, учитывая огромный дефицит марганца в стране, поручил построить в Джезды рудник и начать выдавать руду уральским заводам. Поручение было выполнено в течение сорока дней, и 12 июня 1942 г. Джездинский рудник начал давать марганец. Этот день считается официальным днём рождения рудника. К 1943 г. рудник выдавал 70,9 процента марганцевых руд страны.

В 1942 г. Сатпаеву присудили Сталинскую премию за монографию «Рудные месторождения Жезказганского района», обобщавшую исследования, полученные им за 15 лет изучения региона. В 1942 г. Высшая аттестационная комиссия присвоила геологу степень доктора геолого-минералогических наук. Летом 1943 г. Каныш Иммантаевич был избран членом-корреспондентом Академии наук СССР и утверждён в должности председателя Президиума КазФАН СССР.

В 1945 году, учитывая быстрые темпы развития КазФАН СССР, его руководитель Сатпаев был награждён вторым орденом Ленина. Также он был удостоен ордена Отечественной войны 2-й степени.

Каныш Сатпаев начал задумываться над созданием в Казахстане Академии наук ещё в 1944 г. регулярно совершал командировки в Москву, где доказывал необходимость организации Академии наук КазССР в Совете баз и филиалов АН СССР, отделе науки ЦК КПСС и Академии наук СССР. В период с 1944 по 1946 гг. было создано 11 новых научно-исследовательских институтов.

1 июня 1946 г. в здании театра оперы и балета им. Абая состоялась официальная церемония открытия Академии наук КазССР. Два дня спустя, 3 июня, на первом общем собрании Академии, состоявшемся в зале заседаний Президиума Верховного Совета КазССР, К.И. Сатпаев был избран её академиком и президентом.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик АН Казахской ССР, академик АН СССР, первый президент Академии наук Казахской ССР, выдающийся организатор науки Казахстана, первооткрыватель Улутуа-Джесказганского месторождения меди, был награжден 4 орденами Ленина, Сталинской и Ленинской премиями, Орденом Отечественной войны 2-й степени.

В его честь именем К.И. Сатпаева названы:

- Институт геологических наук Академии наук Казахстана.
- Город Сатпаев в Карагандинской области (до 13 сентября 1990 г. — город Никольский).
- Канал имени Каныша Сатпаева (с 22 сентября 1999 г.).
- Малая планета 2402, открытая астрономом Н.С. Черных. По желанию первооткрывателя названа именем Сатпаева.

• Минерал сатпаевит с химической формулой $6Al(OH)_3 \cdot 3v(O_2OH) \cdot 2v\{O(OH)_2\}$, обнаруженный в ванадиевых месторождениях. Цвет от канареечно-жёлтого до шафранно-жёлтого, блеск матовый, перламутровый.

- Экибастузский инженерно-технический институт.
- Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева (с 22 сентября 1999 г.).
- Улицы и школы во многих городах Казахстана.
- Премия в области естественных наук Академии наук Казахстана.
- Ледник Сатпаева на северном склоне хребта Джунгарский Алатау, откуда берёт начало река Лепсы.
- Аул в Баянаульском районе Павлодарской области.

Литература

1. Лозовский И.Т., Сипайлов Г.А. Студенческие годы Каныша Сатпаева в Томске. Томск, – Изд-во ТПУ, 1999. 135 с.
2. Интернет-статья
http://ru.wikipedia.org/wiki/%D1%E0%F2%EF%E0%E5%E2,%CA%E0%ED%FB%F8_%C8%EC%E0%ED%F2%E0%E5%E2%E8%F7.
3. Материалы фонда К.И. Сатпаева Музейного комплекса ТПУ.

С е к ц и я 10

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

ЭЛЕМЕНТЫ-ПРИМЕСИ УГЛЯХ МОНГОЛИИ

Б. Баттушиг

Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент наметилась активизация исследований металлоносности и геохимии угольных месторождений мира, обусловленная возросшими требованиями к экологической безопасности топливной энергетики и поисками новых сырьевых источников благородных и редких металлов.

В настоящее время назрела необходимость проведения таких исследований и для угольных месторождений на территории Республики Монголия. Монголия позиционирует себя как страна с экологически чистой территорией. Но при этом на большинстве тепловых электростанций, в котельных и частных домах сжигается уголь с неустановленным содержанием потенциально опасных элементов. На многих угольных месторождениях Монголии на участках гипергенного окисления угля также установлены проявления и месторождения урана. Некоторые угли обогащены германием, скандием, редкоземельными элементами и могут рассматриваться как потенциальное сырье для извлечения этих ценных металлов. Другие угли обогащены мышьяком, сурьмой, цинком и другими токсичными металлами и по этой причине не могут быть использованы в качестве безопасного топлива.

В данной работе показаны результаты изучения элементов-примесей в углях разных месторождений Монголии.

Монголия обладает большими ресурсами каменного и бурого угля. По разным оценкам они составляют от 100 до 150 млрд. тонн. Распределение ресурсов по территории страны достаточно равномерное. На территории Монголии выделяют 15 угольных бассейнов, в пределах которых известно более 200 проявлений и месторождений каменного и бурого угля (Бат-Эрдэнэ, 2004, Erdenetsogt et al., 2009). Угли в целом мало- и среднесернистые, с широкими вариациями по зольности и марочному составу. Основная часть углей — энергетические, но имеются крупные запасы коксующихся углей. Добыча угля в Монголии ведется открытыми горными выработками, но крупных разрезов пока не много. В настоящее время уровень добычи превысил 15 млн. т. В настоящей работе исследованы 18 месторождений: каменного угля (возраст): Могойн-Гол, Сайхан-Ово, Баянтэг (J₁₋₂), Хундулун, Маньт, Хуренгол (P₂), Тавантолгой (P), Хартарвагатай, Зээгт (C₂₋₃), Хотгор (C₁₋₂) и бурого угля: Баганур, Увур-Чулуут, Тугрикнуур, Шивэ-Ово, Алаг-Толгой, Чандгантал, Адун-Чулун (K₁), Шарынгол (J₂).

Опробование и лабораторно-аналитические исследования: Всего было отобрано 550 пробы угля из исследованных месторождения. Опробование выполнено в угольных разрезах бороздовым методом с длиной борозды от 0,1 до 2,0 м., в зависимости от поставленной задачи. Лабораторные исследования включали определение зольности, влажности проб и анализ содержания 28 элементов методом инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА). ИНАА используется в качестве основного метода количественного определения элементов-примесей в углях. Анализы сделаны в ядерно-геохимической лаборатории кафедры геохимии и геоэкологии Национального исследовательского Томского политехнического университета (аналитики А.Ф. Судыко Л.В. Богутская). Лаборатория функционирует на базе исследовательского и ядерного реактора ИРТ-Т НИИ ядерной физики при ТПУ, являющегося единственным в Сибири. Лаборатория имеет аккредитацию в системе Госстандарта России. Данный метод обладает рядом существенных преимуществ при анализе углистых пород и углей в сравнении с другими традиционными методами (Ruch et al., 1977; Gluskoter et al., 1977). В связи с тем, что отсутствует химическая пробоподготовка, исключаются погрешности в связи с привнесом и удалением элементов совместно с реактивами. Истирание и дробление проб требуется только для того, чтобы стандартизировать процесс упаковки и взвешивания проб на этапе перед их облучением. Поскольку аналитический сигнал снимают с ядер химических элементов, то химическое и физическое состояние пробы не оказывает влияние на результаты анализа. Плотность потока тепловых нейтронов в канале облучения составляет $2 \cdot 10^{13}$ нейтр./см²·с. Облучение проб проводится в течение 20 часов. Измерение выполняется с помощью многоканального амплитудного анализатора импульсов (фирма KANBERRA) с детектором из чистого германия (марка GX-3018) с разрешением 1.8 КэВ по линии Co⁶⁰ 1333 КэВ с эффективностью регистрации 30%.

Результаты анализа фиксировались в базе данных. Затем обрабатывались с использованием программ «Statistic», в электронных таблицах «EXCEL» и др. При оценке среднего содержания преимущественно рассчитывали средневзвешенное по мощности и, в случае необходимости, по зольности содержание элементов в золах углей и углях по сечениям опробования.

Угля Монголии характеризуется повышенным по отношению Кларку содержаниями большинства изученных элементов. Содержание Карбонского, Пермского и Мелового возраста отличается Юрского возраста. Общее особенностью углей Монголии является повышение содержания в ней радиоактивных элементов преимущественно урана. На территории урановый отношения около 0,5. На территории известно ураноносный угли и даже уран-угольный месторождений (Адун-Чулун). Месторождение Шарын гол высокой содержания скандия

углях юрского возраста составляет средним 12,4, а в золах углей около 100г/т, что позволяет рассматривать их как угли перспективны для создания по производству по изучению редкометалла из золы угля.

Здесь же отмечено аномальными содержаниями редко-земельных элементов. Некоторые месторождения такие как Адун-Чулун могут рассматриваться как комплексное уран-редкоземельные породы. Наличие юрских отложений повышенного содержания мышьяка и углях Монголии в целом повышенных уровни накопления урана требует проведения специализированных экологических исследований для выявления угли не приводное для энергетических использования. Опробование выполнено под руководством и непосредственным участием В.С.Машенкина.

Таблица

Среднее содержание элементов-примесей в углях Монголии

| Элементы | Среднее значение, г/т | | | | Элементы | Среднее значение, г/т | | | |
|----------|-----------------------|------|---------|---------------|----------|-----------------------|-------|---------|---------------|
| | Карбон и Перм | Юра | Мелевой | Угля Монголии | | Карбон и Перм | Юра | Мелевой | Угля Монголии |
| Na (%) | 0,05 | 0,21 | 0,14 | 0,12 | La | 14,1 | 33,3 | 12,3 | 17,7 |
| Ca (%) | 0,33 | 0,96 | 1,62 | 0,97 | Ce | 33,0 | 77,3 | 25,1 | 39,8 |
| Sc | 3,07 | 12,4 | 4,06 | 5,53 | Nd | 11,2 | 69,8 | 6,81 | 20,3 |
| Cr | 7,06 | 48,4 | 24,2 | 22,9 | Sm | 2,79 | 6,67 | 1,98 | 3,34 |
| Fe (%) | 0,95 | 1,90 | 1,68 | 1,44 | Eu | 0,53 | 1,34 | 0,46 | 0,68 |
| Co | 11,8 | 34,2 | 11,5 | 16,6 | Tb | 1,00 | 1,35 | 0,32 | 0,81 |
| Zn | 51,7 | 121 | 56,5 | 90,4 | Yb | 1,40 | 4,18 | 1,16 | 1,92 |
| As | 7,64 | 67,5 | 10,6 | 23,4 | Lu | 0,23 | 0,62 | 0,16 | 0,29 |
| Br | 8,48 | 6,99 | 6,24 | 7,28 | Hf | 2,00 | 1,53 | 0,99 | 1,50 |
| Rb | 15,3 | 17,3 | 14,5 | 15,4 | Ta | 0,35 | 0,31 | 0,20 | 0,28 |
| Sr | 165 | 529 | 360 | 322 | Au | 0,005 | 0,008 | 0,01 | 0,008 |
| Ag | 0,33 | 0,40 | 0,11 | 0,28 | Th | 4,01 | 9,81 | 4,56 | 5,51 |
| Sb | 0,33 | 2,79 | 0,98 | 1,27 | U | 5,74 | 14,1 | 10,5 | 9,45 |
| Cs | 1,39 | 2,84 | 1,27 | 1,66 | Ad ряд. | 18,5 | 12,9 | 15,6 | 15,7 |
| Ba | 328 | 562 | 226 | 340 | | | | | |

Юра- Na, Ca и Fe ниже Кларка, но As, Co и U относительно выше Кларка. Это плохо для экологии и здоровья человека.

Меловой- Na, Ca, Fe, Nd, Sm, Eu, Tb, Lu, Hf и Ta ниже, а Sr, Au и U относительно выше.

Среднее значение угля Монголии- Na, Ca, Fe и Ta не особенные, а другие элементы относительно высокие. Sc, Cr, Br, Rb, Sb, Cs, La, Nd, Sm, Eu, Yb, Lu, Hf и Au не выше чем 2 раза.

В целом угли Монголии характеризуется повышенным содержанием большинства изученных химических элементов по сравнению с угольным Кларком. Угли юрского возраста отличается от угли других возрастов более высокими уровнями накопления Sc, Cr, Zn, As, Sr, Ba и группы редко-земельных элементов отличается повышением содержанием вплоть до образования комплексных редкометалло-угольных месторождений.

Повышение содержания урана углях Монголии согласуется общее радиогеохимические специализация территории и требует радиоэкологического контроля угля продукты.

Карбон-Пермского возраста- уголь хороший и безопасно для экологии и здоровья человека, можно использовать в ТЭС, в котельных и частных домах. Юра- богатый чем другие. Co, Zn, As, Sc, Nd и U выше Кларка. U месторождения Шарынгол относительно высокое содержание.

Меловой- уголь богатый U, Au и Sr, но безопасно для экологии.

Литература

1. Бямба Ж., Бат-Эрдэнэ Д. Монгольская геология и полезные ископаемые. Том 5. Улан-Батор, 2009.
2. Маринов Н.А., Хасин Р.А., Хурц Ч. Геология Монгольской народной республики. Том 3. – Москва, 1977.
3. Юдович Я.Э., Кетрис М.П., Ценные элементы-примеси в углях. - Екатеринбург, 2006.
4. Активационный анализ. Методология и применение. – Ташкент: Изд-во "ФАН", 1990. – 244 с.
5. Erdenetsogt B.-O., Lee I., Bat-Erdene D., Jargal L. Mongolian coal-bearing basins: Geological settings, coal characteristics, distribution, and resources //Int. J. Coal Geol., 2009. - V. 80, № 2, 1.- P. 87-104
6. Gluskoter H.J., Ruch R.R., Miller W.G., Cahill R.A. et al. Trace elements in Coal: Occurrence and Distribution// Ill. Geol. Circ. 1977. -№ 499. – 154 p.
7. Ruch R.R., Cahill R.A., Frost J.K., Camp L.P., Gluskoter H.J. Survey of trace elements in coals and coal-related materials by neutron activation analysis // Journal of Radioanalytical Chemistry, 1977. Vol. 38. – P. 415 – 424.

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ УГОЛЬНЫХ БАССЕЙНОВ ЮЖНО-ГОБИЙСКОЙ
ПРОВИНЦИИ МОНГОЛИИ И СОДЕРЖАНИЕ В НИХ РЕДКИХ ЭЛЕМЕНТОВ**

Б. Баттушиг

Научный руководитель - доцент В.А Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на территории Монголии выделяются 2 части – западная Монголия и восточная Монголия, и 15 угольных бассейнов. Это Хархираа, Монгол-Алтай, Южный Хангай, Умнугоби, Их Богд, Онон гол, Чойр-Нялга, Чойбалсан, Тамсаг, Сухэбатор, Дорногоби, Дундгоби, Баян-Улгий, Алтай, Орхон-Сэлэнгэ. В пределах этих бассейнов известно более 200 проявлений и месторождений каменного и бурого угля.

В Южно-Монгольской герцинской складчатой системе ранне-среднепалеозойскому геосинклинальному этапу развития отвечают три структурно-диформационные зоны субширотного простирания. Из них Южно-Монгольский геосинклинальный прогиб прослеживается через всю территорию исследований и характеризуется зелено-каменными терригенно-вулканическими образованиями среднего палеозоя и обилием гипербазитов. В нем выделяется протяженная Гоби-Хинганская зона, выполненная преимущественно отложениями девона и нижнего карбона.

Верхнепалеозойские осадочно-вулканогенные, преимущественно континентальные, образования выполняют в Южно-Монгольской системе наложенные орагенные впадины и прогибы.

Гоби-Хинганская структурно-формационная зона ограничивается с севера зоной долгоживущего Сайхандуланского разлома, с юга – зоной Цэций-уул Бага-уулского разлома. Вдоль этих зон в пределах изученного района развиты соответственно Цогтцэцийская и Цэций-уулская мезозойские впадины. В бортах этих впадин обнажаются различные формационные комплексы девона и нижнего карбона. В пределах изученной территории наблюдается постепенное сужение зоны с запада (90-100 км) на восток (60-70 км). В строении зоны участвуют селэнскамагная дабазовая, кремнисто-сланцевая и глинисто-кремнистая формации силура-раннего девона, туфогенно грауваковые, кремнисто-алевролитовые формации средне-верхнего девона, образующие нижний структурный комплекс. Песчано-алевролитовая, морская, базальт-андезитовая, вулканогенно-терригенная формация раннего карбона образует второй структурный комплекс.

Наземная андезит-дацитовая и риолит-дацитовая формации позднего карбона ранней перми представляют третий структурный комплекс, а континентальная угленосная моласса верхней перми – четвертый структурный комплекс. Границы между структурными комплексами фиксированы размывом и региональными угловыми несогласиями. Интрузивные образования в строении зоны играют незначительную роль. Они представлены гранит-лейкогранитовой формацией ранней перми. Характерной особенностью зоны являются многочисленные большей частью долгоживущие разломы. Среди зеленокаменных верхнесилурийско-девонских образований появляются тела гапербазитов и габбро. Нередко гипербазиты совместно с ассоциирующими с ними диабазами, габброидами и кремнистыми породами полого подвинуты на каменноугольные терригенные и терригенно-вулканогенные образования, а в отдельных случаях образуют небольшие шарьяжные перекрытия.

Внутренняя структура Гоби-Хинганской зоны в значительной мере определяется разноориентированными разрывными нарушениями, среди которых первостепенную роль играют протяженные субширотные и северо-восточные, часто ветвящиеся, крутопадающие разломы. Наиболее крупные разломы принадлежат к категории долгоживущих.

В пределах поля развития палеозойских пород широко развиты субширотные ветвящиеся в восточном направлении разломы, в большинстве случаев крутопадающие. Линейные тектонические клинья сложены как нижними зеленокаменными спилито-диабазовыми, так и туфогенно-грауваковыми, кремнисто-сланцевыми формациями. Внутри тектонических блоков наблюдаются крутые моноклинали, узкие складки с крутыми углями с относительно крутыми крыльями (40-50°) и пологим залеганием слоев в ядрах замыканий структур (до 25°).

Большинство разломов, ограничивающих линейные тектонические клинья, представляют собой вертикальные сбросы. Крутые взбросы и надвиги отмечаются не только вдоль границ наложенных впадин, но и среди линейных тектонических структур.

В различных частях зоны наблюдаются пологие надвиги и небольшие шарьяжные перекрытия, что придает этой области покровно-чешуйчатый характер. Выходы в осевой части зоны силурийско-раннедевонских, а на северных и южных флангах преимущественно нижнекаменноугольных отложений определяют в целом антиклинальную структуру, ось которой погружается в восточном направлении. К своду этого антиклинального понятия приурочены многочисленные субвулканические и гипабиссальные интрузии ранней перми. Ниже приводится характеристика собственно складчатых и складчато-глыбовых структурных элементов Гоби-Хинганской зоны.

Южно-Гобийский бассейн делится на 3 части: Тавантолгой, Гурвантэс- Нарийн сухайт, Номгон-Цагаантолгой.

Часть Тавантолгой: В этой части находится месторождение Тавантолгой пермского возраста. Общая площадь месторождения 750-800 км². Верхняя формация (1000 м) состоит из органического вещества (до 40 %) и аргиллита, его толщина 110 м. Перерывно находятся горизонты гравелита, песчаника, алевролита, аргиллита и угля. Угольный горизонт находится в верхней формации. Нижняя формация (550 м) состоит из зелено-серого конгломерата, гравелита и песчаника. Часто встречаются алевролиты, аргиллиты и туфопесчаники. Тавантолгойская провинция находится в структуре Улааннуурской депрессии. Длина структуры 50 км, ширина 15 км. В Улааннуурской депрессии находятся синклинальные складки, которые называются Тавантолгой, Ухаахудаг, Цанхи, Бортолгой. Антиклинальная складка – Цанхи, Цанхи уул, Гуя уул и Бага уул.

Часть Номгон: в этой части пермского возраста находятся депозиты Цагаантолгой, Будууний хяр, Нарийн ам и Эмгэнбулак. Нижняя формация (520 м) состоит из песчаного конгломерата (380 м) и песчаников. Верхняя формация (580 м) – песчаники с углем, алевриты и аргиллиты, иногда встречаются обломки древнего каменного дерева. Угольный горизонт находится в верхней формации.

Часть Гурвантэс: Часть находится в Ноёнсумской депрессии, ее длина 200 км, ширина 40-50 км. В нижней части угольного горизонта находится песчаник, алевритовый красноцветный конгломерат и алевритовый песчаник. В верхней части – гравелит, мелкий конгломерат, песчаник, и иногда встречается алеврит. В этой части пермского возраста находятся месторождения Гурвантэс, Хухдовын худаг, Ноён и др.

Тавантолгой – это месторождение каменного угля, которое находится на юге Монголии, в пустыне Гоби (запасы 9,5 млрд тонн, около 40 % из которых – высококалорийный коксующийся уголь).

Месторождение каменного угля Тавантолгой расположено в Умногоби (Южно-Гоби) на юге Монголии, в 100 км от города Даланзадгад.

В результате сравнения месторождения Тавантолгой с другими месторождениями по содержанию серы угля, выделению теплоты, наличию редких и нередких элементов.

Содержание серы 0.62%, выделение теплоты 7986 ккал/кг.

Выполнен Инструментальный Нейтронно-Активационный Анализ (ИНАА) на углях месторождения Тавантолгой.

Таблица

Среднее содержание элементов-примесей в углях Тавантолгой

| Элементы (г/т) | Zn | As | Rb | Sb | Cs | Ba | Th | Cr | Co | Br | Sr | Au | U |
|-----------------|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|------|-----|-------|------|
| Тавантолгой | 16,7 | 0,65 | 2,70 | 0,09 | 0,39 | 122 | 1,87 | 10,8 | 5,69 | 24,8 | 305 | 0,009 | 2,73 |
| Значение Кларка | 23,0 | 8,30 | 14,0 | 0,92 | 1,00 | 150 | 3,30 | 16,0 | 5,10 | 5,20 | 110 | 0,004 | 2,40 |

Территория Монголии выделено 15 угольных бассейнов. Южно-Монгольский геосинклинальный прогиб прослеживается через всю территорию, характеризуется зеленокаменными терригенно-вулканическими образованиями среднего палеозоя и гипербазиты. В нем выделяется протяженная Гоби-Хинганская зона, выполненная преимущественно отложениями девона и нижнего карбона. Верхнепалеозойские осадочно-вулканогенные, преимущественно континентальные, образования выполняют в Южно-Монгольской системе наложенные орагенные впадины и прогибы. В пределах изученной территории наблюдается постепенное сужение зоны с запада (90-100 км) на восток (60-70 км). В строении зоны участвуют селэнскамагная дабазовая, кремнисто-сланцевая и глинисто-кремнистая формации силура-раннего девона, туфогенно грауваковые, кремнисто-алевритовые формации средне-верхнего девона, образующие нижний структурный комплекс. Песчано-алевритовая, морская, базальт-андезитовая, вулканогенно-терригенная формация раннего карбона образует второй структурный комплекс.

Южно-Гобийский бассейн делится на 3 части: Тавантолгой, Гурвантэс и Номгон.

В результате исследований угля месторождения Тавантолгой:

Сера- 0,62%; Выделение теплоты \approx 7986ккал/кг; Элементы ниже Кларка, кроме кобальта, брома, стронция, золота и урана.

Литература

1. Маринов Н.А., Хасин Р.А., Хурц Ч. Геология монгольской народной респдублики. Том 3. – Москва., 1977. – С. 28-36.
2. Бямба Ж., Бат-Эрдэнэ Д. Монгольская геология и полезные ископаемые. Том5. – Улан-Батор, 2009. – С. 45- 84.
3. Исследование углей юго-восточной части Тавантолгойского месторождения. – Монголия, 1989. – С. 64- 78.
4. Отчет о результатах геологической съемки М1:50000, проведенной на территории района угольного месторождения Тавантолгой, Южно-Гоби в 1982-1983 годах. – Улан-Батор, 1984. – С. 15- 30.
5. Юдович Я.Э., Кетрис М.П., Ценные элементы-примеси в углях.- Екатеринбург, 2006.
6. Активационный анализ. Методология и применение. – Ташкент: Изд-во “ФАН”, 1990. – 244 с.
7. Erdenetsogt B.-O., Lee I., Bat-Erdene D., Jargal L. Mongolian coal-bearing basins: Geological settings, coal characteristics, distribution, and resources //Int. J. Coal Geol., 2009. - V. 80, № 2, 1. - P. 87-104
8. Gluskoter H.J., Ruch R.R., Miller W.G., Cahill R.A. et al. Trace elements in Coal: Occurrence and Distribution// Ill. Geol. Circ. 1977. -№ 499. – 154 p
9. Ruch R.R., Cahill R.A., Frost J.K, Camp L.P., Gluskoter H.J. Survey of trace elements in coals and coal-related materials by neutron activation analysis // Journal of Radioanalytical Chemistry, 1977. Vol. 38. – P. 415

РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ В ТОНШТЕЙНАХ МИНУСИНСКОГО БАСЕЙНА КАК КРИТЕРИЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА ИСХОДНОЙ ВУЛКАНОГЕННОЙ ПИРОКЛАСТИКИ

А.В. Вергунов

Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пирокластический материал в угле в большинстве случаев представлен в виде специфических прослоев, получивших в мировой геологической литературе название тонштейны. Они имеют преимущественно каолиновый состав, большую протяженность и используются для корреляции угольных пластов в границах месторождений и бассейнов, а также для выяснения периодичности и состава продуктов вулканической деятельности [1].

Так как пирокластический материал, который послужил исходным материалом для формирования тонштейнов, претерпел практически полное изменение, восстановить его первичный состав затруднительно. Для этих целей используются химические элементы, малоподвижные в зоне гипергенеза. К этой группе элементов относятся Al, Ti, Zr, Y, Nb [3].

Так же для этих целей широко используются нормированные по хондриту модели распределения РЗЭ в тонштейнах. Они позволяют установить состав исходного пеплового материала, а также оценить влияние процессов, протекающих во время преобразования прослоя.

Для более надежной диагностики исходного состава пирокластической были использованы титановый модуль (TiO_2/Al_2O_3), а также содержание радиоактивных элементов в исследуемых прослоях.

На рисунке в качестве примера приведены нормированные кривые распределения РЗЭ в тонштейнах Минусинского угольного бассейна. Тонштейны (Ар-17-17 и Ар-18-17) сформированные из кислой пирокластической характеризуются высоким содержанием легких РЗЭ и отрицательной европиевой аномалией $Eu/Eu^* = 0,30$ и $0,37$ соответственно (табл.). Дополнительным доказательством кислого состава служит низкое отношение TiO_2/Al_2O_3 (0,013 и 0,018), характерное для пеплов кислого состава [4]. А также высокое содержание Th (66 и 130 г/т) в прослое.

Таблица

Содержание РЗЭ в тонштейнах Минусинского бассейна

| №пробы | РЗЭ | ЛРЗЭ | ТРЗЭ | La/Yb | Eu/Eu* | Ce/Ce* | Th, г/т | U, г/т | TiO_2/Al_2O_3 |
|-----------|-------|-------|------|-------|--------|--------|---------|--------|-----------------|
| Ар-17-17 | 584,8 | 554,2 | 30,6 | 62,65 | 0,30 | 0,99 | 66 | 10 | 0,013 |
| Ар-18-17 | 514,8 | 478,1 | 36,7 | 31,31 | 0,37 | 1,05 | 130 | 24 | 0,018 |
| Ар-25-17 | 108,7 | 94,9 | 13,9 | 8,97 | 0,82 | 1,00 | 8,8 | 6,7 | 0,077 |
| Ар-34-17 | 343,4 | 289,5 | 53,8 | 12,13 | 0,62 | 1,00 | 34 | 1,1 | 0,007 |
| Ар-62-14 | 225,0 | 195,4 | 29,5 | 16,13 | 0,54 | 0,92 | 24 | 13 | 0,007 |
| Вбей-3-16 | 53,1 | 38,5 | 14,6 | 2,67 | 0,68 | 0,99 | 3,4 | 2,2 | 0,041 |

$Eu/Eu^* = 2EuN / (SmN + GdN)$; $Ce/Ce^* = 2CeN / (LaN + PrN)$;

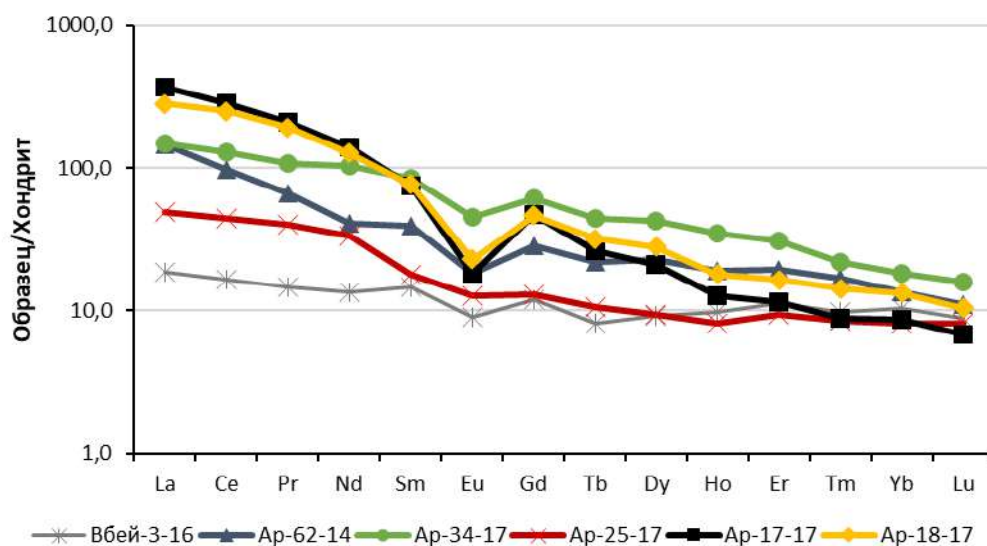


Рис. Нормированные кривые распределения РЗЭ в тонштейнах Минусинского угольного бассейна

Прослой (Ар-34-17 и Ар-62-14), образовавшиеся из кислой щелочной пирокластической, характеризуются отрицательной европиевой аномалией $Eu/Eu^* = 0,62$ и $0,54$ соответственно. Титановый модуль для обеих проб составляет 0,007. Содержание Th для этих проб составило 34 и 24 г/т соответственно.

Тонштейн (Вбей-3-16), вероятно образованный из пеплов щелочно-основного состава, характеризуется пологим графиком распределения РЗЭ. Европийская аномалия для данного тонштейна составляет $Eu/Eu^* = 0,68$, $TiO_2/Al_2O_3 = 0,041$, что характерно для щелочной или средней пирокластике. Содержание тория в данной пробе составляет 3,4 г/т.

Тонштейн (Ар-25-17), образованный из пеплов основного состава характеризуется пологим графиком распределения РЗЭ, с преобладанием легких РЗЭ над тяжелыми. Европийская аномалия для данного тонштейна составляет $Eu/Eu^* = 0,82$. TiO_2/Al_2O_3 для данного прослоя составляет 0,77, что характерно для пеплов основного состава. И низкое содержание Th – 8,8 г/т, характерное для средней и основной пирокластике.

Из анализа данных приведенных выше видно, что кислая и щелочно-кислая пирокластике характеризуется более значимыми содержаниями РЗЭ и Th.

Интенсивное преобразование пирокластике в агрессивной среде торфяника приводит к миграции химических элементов и обогащению ими близлежащих горизонтов торфа. Таким образом, в золе угля на контакте с тонштейнами образованными из пирокластике кислого и щелочно-кислого составов диагностируются высокие концентрации таких металлов, как РЗЭ – 0,4%, Zr – 1%, Nb – 416 г/т, Th – 290 г/т.

Высокие концентрации РЗЭ, Zr, Nb в углях, связанные с присутствием измененной пирокластике щелочно-кислого и кислого составов, встречаются в угольных бассейнах России, Китая, США, Австралии, Южной Америки и других регионов [2].

Проведенные исследования показали, что РЗЭ элементы позволяют надежно диагностировать состав измененной вулканогенной пирокластике, с применением дополнительных критериев.

Литература

1. Адмакин Л.А. Тонштейны – геохронометры древних эруптивных циклов // Доклады Академии наук СССР. – 1991. – Т. 320. – № 5. – С. 1194–1197.
2. Dai S., Ward C.R., Graham I.T., French D., Hower J.C., Zhao L., Wang X. Altered volcanic ashes in coal and coal-bearing sequences: a review of their nature and significance // Earth-Science Reviews. – 2017. V. 175. – P. 44–74.
3. Spears D.A. The origin of tonsteins, an overview, and links with seatearths, fireclays and fragmental clay rocks // Int. J. of Coal Geol. – 2012. – V. 94. – P. 22–31.
4. Spears D.A., Kanaris-Sotiriou R. A geochemical and mineralogical investigation of some British and other European tonsteins // Sedimentology. – 1979. – V. 26. – P. 407–425.

ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНАЯ ПОЗИЦИЯ И ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ЗОЛОТО-СЕРЕБРЯННЫХ РУД ВЕРХНЕ-БРЯНТИНСКОГО РУДНОГО УЗЛА (АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.А. Вильгельм

Научный руководитель - доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объект Верхне-Брянтинский территориально расположен в Тындинском районе Амурской области. С геологической точки зрения объект относится к Верхне-Брянтинскому потенциально серебро-золоторудному узлу в пределах Сутамо-Брянтинского потенциального серебро-золоторудного района (рис.1) и входит в состав Северо-Становой металлогенической зоны. С геолого-структурной позиции участок располагается в пределах Брянтинской вулcano-тектонической структуры, выполненной раннемеловыми вулканогенно-осадочными и субвулканическими образованиями, заложенной на архей-протерозойском фундаменте. Ранее АО «Русбурмаш» были проведены поисково-оценочные работы и выявлены ресурсы категории P_1 в размере 20 т золота и 140 т серебра. Их интерпретационная схема представлена на рисунке 2. Нами проведена переинтерпретация материалов предшественников, что как нам представляется в разы увеличит металлогенический потенциал района.

Для решения поставленной задачи были использованы: трехмерное моделирование рельефа местности, данные полевой магнитной съемки, результаты вскрытия коренных пород горными выработками и анализ вещественного состава рудовмещающих пород.

Не бывает дыма без огня, также, как и вулканогенно-осадочных пород без кратера. Обнаружение кальдеры обрушения, или палеократера на территории участка, стало бы очень благоприятным фактором для увеличения перспектив данного объекта, поэтому именно это и стало главным направлением для изучения.

Для этого в первую очередь был проведен анализ геоморфологических условий нахождения объекта при помощи космических снимков и трехмерного моделирования рельефа (рис.3). Целью было выявление элементов кольцевой формы (типичных для классических кальдер обрушения, или кратеров) в пределах зон распространения вулканитов.

В результате изучения была выделена положительно выраженная в рельефе кольцевая структура, подчеркнутая речной сетью. (Рис.3) Однако этот признак носит лишь косвенный характер и необходимо его подтверждение другими способами.

Для заверки выявленной кольцевой структуры были использованы данные магнитной съемки 1:10 000 масштаба. К сожалению, площадь покрытия магнитки захватывает не всю интересующую территорию, но большую ее часть.

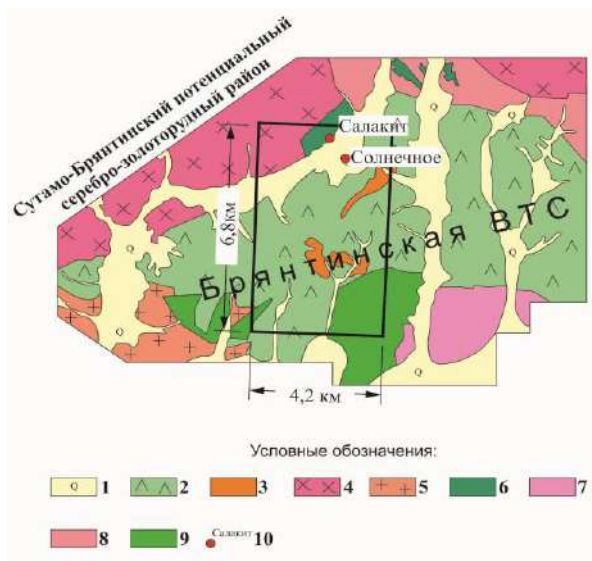


Рис.1. Схема геологического строения Сутамо-Брянтинского потенциально в серебро-золоторудного района: 1 - четвертичные отложения; 2 - сзгангринский вулканогенно-осадочный комплекс; 3 - сзгангринский субвулканический комплекс; 4 - тындинско-бакаранский интрузивный комплекс; 5 - позднестановой интрузивный комплекс; 6 - лучанский интрузивный комплекс (габбро, габбро-нориты и т.д.); 7 - Верхний Архей. Гудынская свита (гнейсы, кристаллослансы); 8 - древнестановой интрузивный комплекс (гранито-гнейсы); 9 - хорогочинский интрузивный комплекс (метагаббро); 10 - рудопроявления;

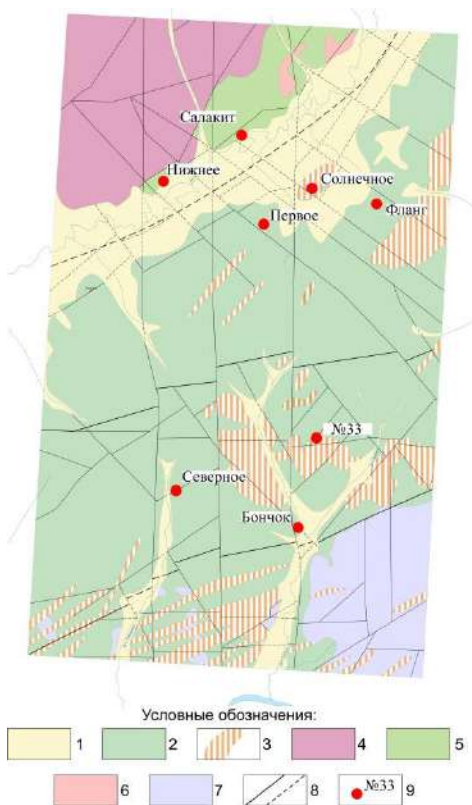


Рис.2. Геологическая схема Верхне-Брянтинской площади: 1-четвертичные отложения; 2-вулканогенно-осадочные породы, Сзгангринская свита; 3-субвулканические образования (андезиты, дациты, риодациты), Сзгангринская свита; 4-гранодиориты, Тындинско-Бакаранский комплекс; 5-габброиды, Лучанский комплекс; 6-гранито-гнейсы, Древнестановой комплекс; 7-габбро, Хорогочинский комплекс; 8-тектонические нарушения; 9- рудопроявления.

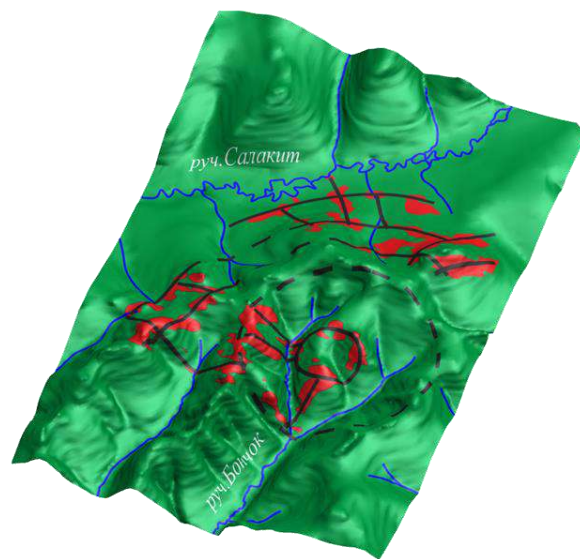


Рис. 3. Трехмерная модель рельефа Верхне-Брянтинской площади с нанесенными на нее положительными аномалиями магнитного поля (обозначены красным цветом) и речной сетью

Анализ данных магнитной съемки также позволил выделить структуры кольцевого и радиального характера по положительным магнитным аномалиям, которые неплохо сочетаются с геоморфологическими предпосылками наличия палеократера или даже кальдеры обрушения. Центры кольцевых структур по геоморфологическим и геофизическим данным совпадают. Ряд положительных аномалий магнитного поля заверен

горными выработками (скважины, каналы), которые вскрывают субвулканические тела кисло-щелочного состава, по данным силикатного анализа отвечающие дацитам и трахидацитам. Это позволило нам использовать положительные магнитные аномалии (в пределах Брянтинской ВТС) в качестве косвенного признака наличия субвулканических тел.

Для стратовулканов характерно наличие покровов андезитовых, дацитовых и риолитовых лав, однако, с учетом различной степени денудации они могут быть проявлены как в виде сохранившихся покровов, так и усеченных конусов субвулканических образований [3].

Необходимо отметить, что чаще всего именно кислая лава, являясь наиболее вязкой, закупоривает жерла вулканов, образуя некки. Этот факт хоть и косвенно, но также свидетельствует в пользу наличия палеократера в пределах исследуемой территории. Немаловажным фактом в пользу рассматриваемой позиции служит то, что в пределах намеченной предполагаемой кольцевой структуры целым рядом скважин вскрыты туфобрекчии, что свидетельствует о близлежащем источнике вулканогенно-осадочного материала.

Таким образом, нами рассмотрено несколько факторов, не противоречащих, а наоборот свидетельствующих за наличие палеократера в пределах рассматриваемой территории. И геоморфологические условия, и геофизические поля, и литологические предпосылки – все это положительно сочетается с нашей точкой зрения касательно потенциального наличия палеократера или даже кальдеры обрушения.

Литература

1. Вильгельм Е.А. Условия локализации и особенности вещественного состава золото-серебрянного оруденения участка «Солнечный» (Амурская область)// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск, 2016. – Т.1. – С.211-212.
2. Мельников А.В., Степанов В.А. Рудно-россыпные узлы Приамурской золотоносной провинции. Часть 3. Северная часть провинции. – Благовещенск: АмГУ, 2015. – 258 с.
3. Старостин В.И., Дергачев А.Л., Семинский Ж.В. Структуры рудных полей и месторождений. – Издательство Московского университета, 2002. – 171 с.

ГЕОХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ СТРАТИФИЦИРОВАННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОЗЕРА ПЕСЧАНОЕ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ АМУРО-ЗЕЙСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Е.С. Водина

Научный руководитель - доцент Д.В. Юсупов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность работы заключается в том, что химический состав донных отложений озера Песчаное вблизи трансграничной (Россия-Китай) территории, сформировавшихся в доиндустриальный период, позволяет установить региональные фоновые уровни содержания ряда элементов, данные о которых к настоящему моменту в этом районе отсутствуют.

Целью работы является определение содержания, распределения макро- и микроэлементов в донных отложениях озера Песчаное, сформировавшегося в условиях развитой оползневой активности в голоцене.

Урочище оз. Песчаное находится в южной части Амуро-Зейского междуречья в приустьевой, правобережной части долины р. Зей, в пределах административной границы г. Благовещенск (рис. 1).

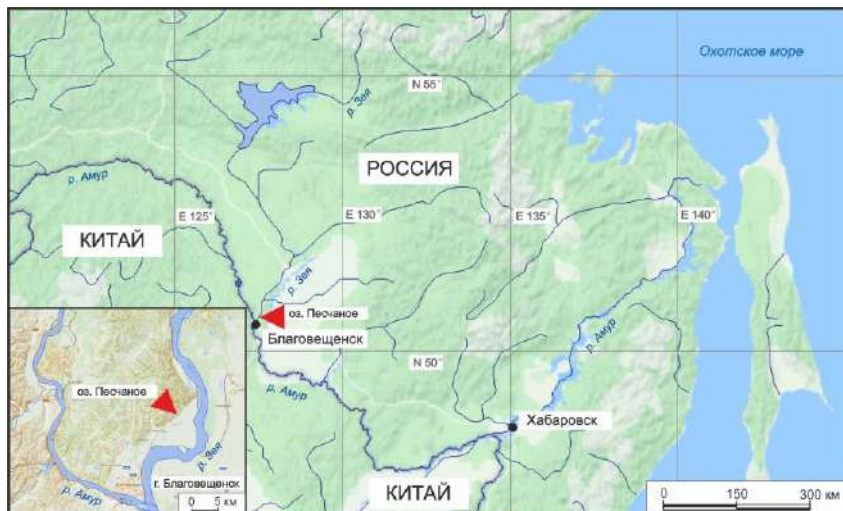


Рис. 1 Район исследования

Урочище слагают рыхлые отложения сазанковской и белогорской свит неоген-четвертичного возраста [3]. Сазанковская свита сложена каолинитизированными песками и алевролитами, глинами, гравийниками, галечниками,

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

линзами лигнитов. *Белогорская свита*, в отличие от сазанковской, практически не каолинизирована, характеризуется более тонкозернистым составом отложений и отсутствием лигнитов.

Урочище сформировалось в результате схода ряда палеоползней, представляет собой холмисто-грядовый ландшафт, образованный тремя параллельно ориентированными грядами и размещенными между ними котловинами, в одной из которых образовалось оз. Песчаное [5]. В настоящее время площадь зеркала оз. Песчаное составляет 850 м², максимальная глубина – 5,7 м, а средняя – 2,5 м и объем – 2 100 м³, отмечается локальное иссушение в северо-восточной и западной окраинах озера [4].

Отбор проб произведен в прибрежной части оз. Песчаное у уреза воды с помощью торфоразведочного бура ТБГ-1 с диаметром керна в 2,4 см, с интервалом отбора проб 5 см для верхнего метрового слоя и 10 см в нижележащих горизонтах. Глубина скважины составила 7,5 пог. м.

Для изучения материала добытого керна использовали ряд методов: радиоуглеродное датирование (данные получены в Киевской радиоуглеродной лаборатории), палинологический анализ (аналитик д.г.-м.н. Т.В. Кезина, АмГУ), рентгенофазовый анализ (ТПУ), минералогический анализ (аналитик Е.Н. Воропаева, ИГиП ДВО РАН), атомно-эмиссионный и масс-спектральный анализы (аналитик к.х.н. В.К. Карандашев, ИПТМ РАН).

Результаты радиоуглеродного датирования донных осадков озера с глубины 7 м, показали, что их абсолютный возраст составляет 4 162±186 лет. Эту дату относят к суббореальному периоду голоцена, и она может рассматриваться как время образования озера и приблизительная дата схода последнего оползня [2].

Донные отложения озера Песчаное характеризуются высокой величиной зольности. Ее разброс составляет от 40 до 90 % при среднем 60 %. Содержание минерального компонента увеличивается с глубиной.

Разрез донных отложений оз. Песчаное имеет следующее строение (сверху вниз): почвенно-растительный слой; торф с остатком видимых фрагментов растений (0–50 см); пелитовый и кремнеземистый сапропель (50–700 см); минерализованные отложения (700–750 см).

Спорово-пыльцевые спектры отражают состав растительности аналогичный современному. Следовательно, климатические показатели того времени были близкими к современным, но менее резкоконтинентальными, ближе к показателям Приморья [1, 6].

По данным рентгенофазового анализа кластогенной части изучаемый материал состоит в основном из альбита, микроклина, мусковита и кварца. Практически во всех пробах преобладает кварц.

В фракционном составе донных отложений преобладают (46–78 %) глинистые частицы; содержание песчаной фракции достигает 50%; алевроитовой – до 13%.

С помощью атомно-эмиссионного и масс-спектрального методов анализа, которые выступают как основные в данном исследовании, химические элементы сгруппированы по принципу схожести их распределения (рис. 2):

- *литофильные элементы*, которые в свою очередь подразделяются на две подгруппы: I подгруппа элементов (Na, K, Rb, Sr, Ba, Tl) отличается резко возрастающей концентрацией в интервале 730–740 см; II подгруппа (Li, V, Ga, Zr, TR) – концентрацией элементов, плавно увеличивающейся с глубиной.

- *халькофильные элементы* (S, Se, Mo, Zn, As, Cu), которые являются индикаторами смены окислительно-восстановительной обстановки на отметках 230 и 430 см.

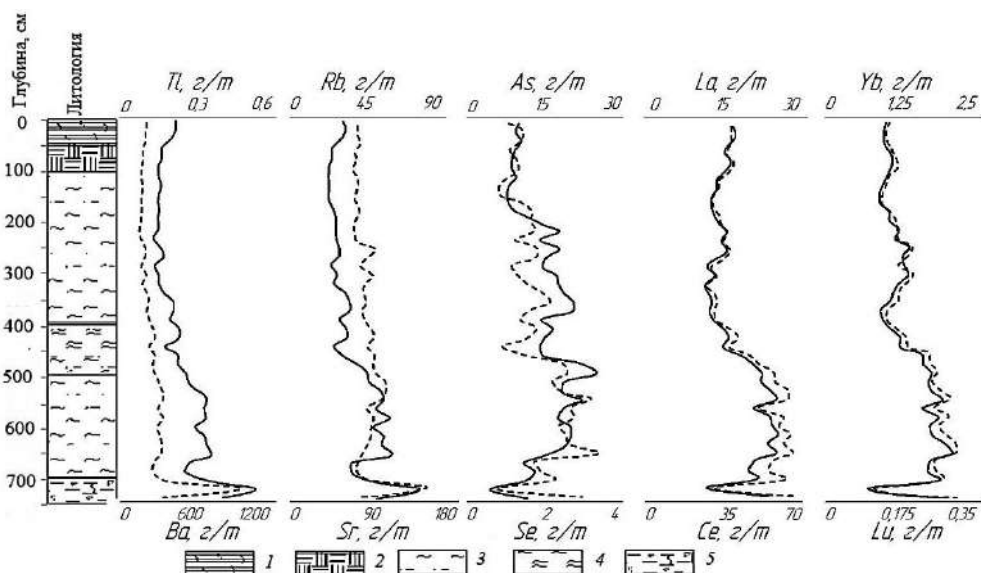


Рис. 2 Распределение содержаний некоторых элементов по разрезу толщи донных отложений.

Условные обозначения: сплошной линией обозначен элемент, который находится в верхней части графика, а пунктирной – в нижней. Литологическая колонка: 1 – почвенно-растительный слой; 2 – торф (0–50 см); 3 – сапропель кремнеземистый (100–400 и 500–700 см); 4 – грубо-пелитовый сапропель (400–500 см); 5 – минерализованные отложения (700–750 см).

Как видно из графиков распределение редкоземельных элементов (TR) в верхних горизонтах равномерное, далее с уменьшением доли органики наблюдается плавное увеличение концентрации примерно в 1,5 раза и затем снижение концентраций до исходных значений. Стоит отметить, что все TR распределены одинаково, что является следствием геохимического родства этих элементов в стратифицированной толще.

Таким образом, полученная геохимическая, палеогеографическая и палеоклиматическая информация позволила проследить изменения природной среды в позднем голоцене на юге Амуро-Зейского междуречья Дальнего Востока; взаимосвязь между элементным составом стратифицированных отложений озера, бассейна водосбора и окружающей средой. Полученные данные могут служить условным геохимическим фоном для болотно-озерных отложений данного района.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант № 12-05-31523).

Литература

1. Клименко В.В., Климанов В.А., Кожаринов А.В. Динамика растительности и климата Амуро-Зейского междуречья в голоцене и прогноз их естественных изменений // Известия АН. Серия Географическая, 2000. – № 2. – С. 42 – 50.
2. Трутнева Н.В., Елманова В.С., Юсупов Д.В., Скрипникова М.И., Кезина Т.В. Оползни и их проявление на территории Амурской области // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки, 2011. – № 55. – С. 86 – 96.
3. Филатов А.Г., Онищук В.С., Алексеев И.А. Особенности природных систем грядово-оползневой рельефа юга Амуро-Зейской равнины // Учёные записки БГПУ. – Т. 19. – Вып. 1. Естественные науки. – Благовещенск, 2001. – С. 126 – 142.
4. Филатов А.Г. Геоморфологическая характеристика урочища «озеро Песчаного» // География Амурской области на рубеже веков: проблемы и перспективы. Тезисы докладов областной научно-практ. конф. – Благовещенск: БГПУ, 1998. – С. 31 – 34.
5. Филатов А.Г. О современном состоянии природных комплексов урочища озера Песчаного // Тезисы докладов итоговой научно-практ. конф. преподавателей и студентов: В 2 ч. – Ч. 2. – Благовещенск: БГПУ, 1998. – 134 с.
6. Yu Shao-Hua, Zheng Zhuo, Kershaw P., Skrypnikova M., Huang Kang-You. A late Holocene record of vegetation and fire from the Amur Basin, far-eastern Russia // Quaternary International, 2017. – Vol. 432, Part A. – P. 79 – 92.

ЦЕННЫЕ И ТОКСИЧНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ-ПРИМЕСИ В УГЛЯХ САХАЛИНСКОГО УГОЛЬНОГО БАСЕЙНА

Я.А. Галатанова

Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов

Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.

Каменный уголь относится к осадочной породе биогенного происхождения. В нем содержится в среднем около 12% воды, 32% летучих веществ и от 75 до 95% углерода. В его состав также входят такие неорганические компоненты, как Fe, Al, Si, Mg, Ca, K, Na и различные элементы-примеси. В значительных количествах среди элементов-примесей могут накапливаться как ценные, так и экологически опасные элементы. Это говорит о том, что угольные месторождения могут рассматриваться не только в качестве топлива для энергетики, но также и как источник ценных металлов, в том числе редких и благородных.

Предметом исследования являются угли Тихменевского, Первомайского и Хандасинско-Семиреченского месторождений, расположенных на острове Сахалин. В настоящее время уголедобывающая промышленность на Сахалине активно развивается. В связи с выявлением на территории региона эндогенной золотой и ртутной минерализации, а также наличием на юге острова крупного германиевого месторождения, имеются основания для доизучения угольных месторождений с точки зрения содержания в них попутных ценных и токсичных элементов-примесей.

Цель исследования - изучение геохимии элементов-примесей в углях Тихменевского, Первомайского и Хандасинско-Семиреченского месторождений Сахалинского угольного бассейна.

Всего из угольных пластов и углевмещающих пород с исследуемых участков была отобрана 121 проба, в том числе 79 проб угля и 42 пробы из углевмещающих пород:

- на Тихменевском месторождении в 3 пластопересечениях отобрано 8 проб угля;
- на Первомайском месторождении (участок «Графский») из 3 пластопересечений отобрано 20 проб угля и 12 проб углевмещающих пород.
- на Хандасинско-Семиреченском месторождении Побединской угленосной площади в 8 пластопересечениях отобрана 51 проба угля и 30 проб углевмещающих пород.

Анализ содержания элементов-примесей в углях и углевмещающих породах выполнен инструментальным нейтронно-активационным методом в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования ТПУ (исполнитель А.Ф. Судыко), содержание Hg определяли методом беспламенной атомной абсорбции на приборе «РА-915+» с пиролитической приставкой «ПИРО-915» с использованием пакета программ RA915P в отделении геологии ТПУ.

**СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ
ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ**

Таблица

Среднее содержание элементов-примесей в углях Сахалинского бассейна, г/т

| Элементы | Первомайское | Хандасинско-Семиреченское | Тихменевское | Среднее по бассейну | Кларк для каменных углей* |
|----------|--------------|---------------------------|--------------|---------------------|---------------------------|
| Na, % | 0,03 | 0,32 | 0,08 | 0,14 | н.д. |
| Ca, % | 0,75 | 0,80 | 0,69 | 0,74 | н.д. |
| Sc | 10,1 | 12,3 | 8,0 | 10,1 | 3,0 |
| Cr | 24,6 | 29,6 | 34,9 | 29,7 | 17,0 |
| Fe, % | 0,62 | 1,25 | 0,71 | 0,86 | 1,0 |
| Co | 6,5 | 7,9 | 6,4 | 6,93 | 6,0 |
| Zn | 43,4 | 45,3 | 44,2 | 44,3 | 29,0 |
| As | 3,3 | 9,9 | 1,9 | 5,03 | 9,0 |
| Rb | 19,1 | 33,1 | 17,4 | 23,2 | 18,0 |
| Sr | 491 | 101 | 209 | 267 | 76,0 |
| Ag | <0,5 | <0,5 | <0,5 | <0,5 | 0,4 |
| Sb | 1,1 | 1,1 | 0,23 | 0,81 | 1,0 |
| Cs | 3,6 | 3,0 | 2,8 | 3,13 | 1,1 |
| Ba | 354 | 320 | 263 | 312,3 | 130 |
| Br | 5,9 | <0,99 | 0,98 | 2,3 | 6,0 |
| La | 9,3 | 14,7 | 7,5 | 10,5 | 11,0 |
| Ce | 20,4 | 32,2 | 19,9 | 24,16 | 23,0 |
| Nd | 8,7 | 14,9 | 8,9 | 10,8 | 12,0 |
| Sm | 2,06 | 3,52 | 1,95 | 2,51 | 2,2 |
| Eu | 0,47 | 0,83 | 0,52 | 0,6 | 0,43 |
| Tb | 0,37 | 0,65 | 0,31 | 0,44 | 0,31 |
| Yb | 1,32 | 2,44 | 1,22 | 1,66 | 1,0 |
| Lu | 0,17 | 0,37 | 0,18 | 0,24 | 0,20 |
| Au | <0,002 | <0,002 | <0,002 | <0,002 | 0,0044 |
| Hf | 1,9 | 2,9 | 1,3 | 2,03 | 1,2 |
| Ta | 0,23 | 0,33 | 0,15 | 0,23 | 0,30 |
| Hg | 0,053 | 0,066 | 0,107 | 0,07 | 0,10 |
| Th | 4,1 | 4,5 | 2,5 | 3,7 | 3,2 |
| U | 0,85 | 1,4 | 0,45 | 0,9 | 1,9 |

Примечание: н.д. – нет данных, * - по [3]

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что для Сахалинского бассейна помимо наличия здесь германиевого оруденения характерно повышенное содержание скандия, как и было ранее отмечено о возможной скандиенности [2]. Это заставляет задуматься над необходимостью количественной оценки ресурсов скандия и, возможно, организацией извлечения этого элемента, так как он является одним из наиболее перспективных попутных элементов для рентабельного извлечения из углей. Также в углях наблюдается повышенное содержание бария, гафния, хрома и стронция, содержание которых выше кларка, установленного для каменных углей. В Хандасинско-Семиреченском месторождении отмечены также повышенные содержания лантаноидов, Hf, Ta. Аномальное содержание золота в углях месторождений не установлено.

Распределение ртути на месторождениях Сахалинского угольного бассейна крайне неравномерно. В результате проведенных исследований было установлено, что среднее содержание ртути для месторождений близко к кларку, что говорит о безопасности углей данных месторождений по этому параметру.

Литература

1. Подолян В.И. Угольная база России. Том V. Книга 2. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока России (Республика Саха, СевероВосток, о. Сахалин, п-ов Камчатка) / Подолян В.И., Елисафенко Т.Н., Пензин Ю.П. – М.: Геоинформмарк, Геоинформ, 1999. – 638 с.
2. Arbutov S.I., Volostnov A.V., Mezhibor A.M., Rybalko V.I., Ilenok S.S. Scandium (Sc) geochemistry of coals (Siberia, Russian Far East, Mongolia, Kazakhstan, and Iran) // Int. J. Coal Geol. – 2014- Vol. 125 – P. 22–35
3. Ketris M.P., Yudovich Ya.E. Estimations of Clarkes for Carbonaceous biolithes: World averages for trace element contents in black shales and coals // Int. J. Coal Geol. – 2009. – V. 78. – P. 135 – 148.

РЕДКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ В УГЛЯХ ПЛАСТА 16 БЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.В. Еремеева

Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский «Томский политехнический университет», г. Томск, Россия

Термин «редкие элементы» не имеет строгого научного определения. В настоящее время принадлежность к группе редких элементов определяется не столько частотой встречаемости при аналитических исследованиях и содержанием в горных породах и рудах, сколько их поздним вовлечением в практическое исследование [1].

Угольные бассейны и месторождения могут различаться по уровню накопления химических элементов и характеру их распределения по латерали и в разрезе угленосных отложений [1, 2]. Эта зависимость содержания химических элементов в углях от особенностей геологического строения и состава пород области питания была выявлена еще на ранних этапах исследования геохимии углей. В целом, природа накопления редких элементов в углях достаточно детально изучена и выделены основные факторы, ответственные за формирование металлоносных углей [3].

Целью данной работы является изучение содержаний редких элементов, закономерностей их распределения и условий накопления в углях пласта 16 Бейского месторождения.

Бейское каменноугольное месторождение расположено в южной части Минусинского угольного бассейна в центральной части Южно-Минусинской межгорной впадины [1]. В административном отношении оно находится на территории Бейского и Алтайского районов Республики Хакасия. Район экономически развит. Ближайшие промышленные центры, расположенные в 45 км от участка – города Абакан и Саяногорск, имеют хорошо развитую инфраструктуру (железнодорожная ветка и асфальтированные автодороги).

Участок Аршановский, откуда были представлены материалы для исследований, расположен в западной части северного крыла Бейской мульды, которая имеет простое геологическое строение. Согласно «Классификации запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых, утвержденной приказом МПР РФ № 278 от 11.12.2006 г., данный участок приурочен к простой складчатой структуре с выдержанными элементами залегания продуктивных отложений и преобладанием в разрезе выдержанных угольных пластов с простыми горно-геологическими условиями разработки, относится к I группе.

Пласт 16 имеет сложное строение, состоит из 2-4 угольных пачек (16', 16'^а, 16, 16^б), характеризуется непостоянным количеством породных прослоев. Нередко пласт выклинивается, расщепляется, образуя угольные комплексы из 2–3 угленосных пачек. В стратиграфическом отношении пласт 16 относится к черноморской свите, к наиболее продуктивной из всего угленосного разреза верхней пачке. Основной характерной особенностью этого пласта является повсеместное распространение каолиновых горизонтов – тонштейнов, которые представляют собой преобразованные первично вулканогенные пирокластические туфы. Мощность таких горизонтов варьируется от 0,6 см до 3 см. Угли пласта малосернистые, средняя зольность (A^d) составляет 9,2 %.

Определение содержаний химических элементов проводилось методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ISP MS) и инструментальным нейтронно-активационным анализом (ИНАА). Полученные результаты определения содержания редких элементов в углях обрабатывались методами математической статистики и рассчитывались средние значения. Для оценки содержания редких элементов в угольном пласте была использована методика расчета средневзвешенного содержания с учетом мощности интервалов опробования [1]. Результаты исследований углей пласта 16 Бейского месторождения представлены таблице.

Таблица

Средневзвешенные содержания элементов-примесей в углях и золах угля пласта 16 Бейского месторождения

| Химический элемент | Содержание элемента, г/г | | Кларки элементов*, г/т | | Минимальные промышленные концентрации элементов**, г/т | | ПДК*** в углях токсичных элементов, г/т |
|--------------------|--------------------------|--------------|------------------------|-----------|--|-----------|---|
| | уголь | зола угля | уголь | зола угля | уголь | зола угля | |
| Be | 0,87 | 9,46 | 2,0 | 12 | 5 | 20 | 50 |
| P | 1279 | 13900 | 250 | 1500 | | | |
| Sc | 4,1 | 44,8 | 3,7 | 24 | 10 | 50 | |
| Ti | 500 | 5434 | 890 | 5300 | 1500 | 7500 | |
| Cr | 223 | 2418 | 17 | 120 | 1400 | 7000 | 100 |
| Mn | 171 | 1861 | 71 | 430 | 2000 | 10000 | 1000 |
| Co | 12,2 | 132 | 6,0 | 37 | 20 | 100 | 100 |
| Ni | 11,0 | 120 | 17 | 100 | 100 | 500 | 100 |
| Cu | 12,2 | 132 | 16 | 110 | 100 | 500 | |
| Zn | 20,5 | 223 | 28 | 170 | 400 | 2000 | 200 |
| Ga | 13,6 | 147 | 6,0 | 36 | 20 | 100 | |
| Ge | 2,6 | 28,5 | 2,4 | 18 | 30 | 150 | |
| As | 3,0 | 32,6 | 9,0 | 46 | | | 300 |
| Se | 10,9 | 118 | 1,6 | 10 | 1 | 5 | 1000 |
| Br | 0,49 | 5,28 | 6,0 | 32 | | | |
| Rb | 6,6 | 71,7 | 18 | 110 | 35 | 175 | |

**СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ
ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ**

| | | | | | | | |
|----|-------------|--------------|-------|-------|------|------|-----|
| Sr | 1009 | 10970 | 100 | 730 | 400 | 2000 | |
| Y | 6,36 | 69 | 8,2 | 57 | 15 | 75 | |
| Zr | 45,3 | 492 | 36 | 230 | 120 | 600 | |
| Nb | 3,0 | 33 | 4,0 | 22 | 10 | 50 | |
| Mo | 6,9 | 75,1 | 2,1 | 14 | 6 | 30 | |
| Ag | 0,12 | 1,3 | 0,1 | 0,63 | 1 | 5 | |
| Cd | 0,34 | 3,7 | 0,2 | 1,2 | 1 | 5 | 1,2 |
| In | 0,08 | 0,87 | 0,04 | 0,21 | 0,2 | 1 | |
| Sn | 2,5 | 26,9 | 1,4 | 8,0 | 20 | 100 | |
| Sb | 0,46 | 5,0 | 1,00 | 7,5 | 30 | 150 | 6 |
| Cs | 0,35 | 3,8 | 1,1 | 8,0 | 30 | 150 | |
| Ba | 493 | 5361 | 150 | 980 | | | |
| Hf | 1,2 | 12,6 | 1,2 | 9,0 | 5 | 25 | |
| Ta | 0,15 | 1,6 | 0,3 | 2,0 | 1 | 5 | |
| W | 0,5 | 5,4 | 0,99 | 7,8 | 30 | 150 | |
| Au | 0,001 | 0,010 | 0,004 | 0,024 | 0,02 | 0,1 | |
| Hg | 0,03 | 0,33 | 0,1 | 0,87 | 1 | 5 | 1 |
| Tl | 0,27 | 2,9 | 0,58 | 4,6 | 1 | 5 | 0,3 |
| Pb | 5,2 | 56,4 | 9,0 | 55 | 240 | 1200 | 50 |
| Bi | 0,33 | 3,6 | 1,1 | 7,5 | 1 | 5 | |
| La | 8,31 | 90 | 11 | 76 | 150 | 750 | |
| Ce | 16,2 | 176 | 23 | 140 | | | |
| Pr | 1,85 | 20,1 | 3,4 | 26 | | | |
| Nd | 6,87 | 74,7 | 12 | 75 | | | |
| Sm | 1,17 | 12,7 | 2,2 | 14 | | | |
| Eu | 0,33 | 3,59 | 0,43 | 2,6 | | | |
| Gd | 1,4 | 15,2 | 2,7 | 16 | | | |
| Tb | 0,22 | 2,39 | 0,31 | 2,1 | | | |
| Dy | 0,97 | 10,5 | 2,1 | 15 | | | |
| Ho | 0,28 | 3,04 | 0,57 | 4,8 | | | |
| Er | 0,5 | 5,43 | 1,00 | 6,4 | | | |
| Tm | 0,17 | 1,85 | 0,3 | 2,2 | | | |
| Yb | 0,6 | 6,52 | 1,0 | 6,9 | 1,5 | 7,5 | |
| Lu | 0,11 | 1,20 | 0,2 | 1,3 | | | |
| Th | 2,4 | 26,4 | 3,2 | 23 | | | |
| U | 2,2 | 23,8 | 1,9 | 15 | | | |

* По: [Юдович и др., 2006]. ** По: [Ценные и токсичные..., 1996], *** По: [Инструкция..., 1987].

Определение общих закономерностей накопления и распределения редких элементов в угленосных отложениях Минусинского бассейна затруднено значительными различиями геохимических свойств изученных элементов. Особенности состава областей питания Бейского месторождения и характер геологических процессов в период накопления и формирования углей обеспечили их своеобразную геохимическую специализацию.

Для геохимического спектра углей 16 пласта Бейского месторождения характерно повышенное по сравнению с угольным кларком [5] содержание элементов-сидерафилов (Ge, Sn, Sc, Cr, Co, Mo), редких литофилов (Zr, U), халькофилов (Ga, Se, Ag, Cd, In), а также Mn, Sr и Ba.

В разрезе угольно пласта распределение редких элементов крайне неравномерно. Отмечаются повышенные концентрации Sc, Cr, Ga, Ge, Sr, Zr, Mo, Ag, Cd, In и Sn в прикровельных и припочвенных его участках, а также на границе с породными прослоями в угольной пачке. Также высокие содержания Cr, Mn, Ga, Ge, Se, Sr, Ba и U отмечаются в тоштейнах и притонштейновых горизонтах.

Например, высокие содержания урана в притонштейновых горизонтах обусловлены, с одной стороны, наличием обогащенного им вулканогенного пирокластического материала кислого и щелочного состава, а с другой – его перераспределением с участием водных растворов.

Повышенные содержания редких элементов (Ga, Ge, Zr, Sr, Sc) обусловлено терригенным и вулканогенным материалом и сорбционным накоплением из водных растворов. Основную роль в накоплении элементов играет органическое вещество. Немаловажным фактором, обеспечившим высокие уровни накопления редких элементов, выступают палеофациальные условия угленакопления, обусловленные палеоклиматическими и палеотектоническими особенностями территории.

Золы углей характеризуются повышенными по сравнению с кларком уровнями накопления литофильных (Ti, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Hf, Mn, Ba, PЗЭ, U и Th), халькофильных (Ga, Se, Ag, Cd, In, Cu, Zn, Pb) элементов. Также отмечены высокие концентрации сидерофильных редких элементов: Sc, Cr, Ge, Co, Ni, Mo и Sn.

Высокие концентрации селена, стронция и молибдена в углях, Cr и Sr в золах углей могут рассматриваться как потенциально промышленные содержания.

Угли 16 пласта потенциально являются не токсичными, только хром превышает порог токсичности (табл). В то же время золы углей обогащены практически всеми тяжелыми элементами (Pb, Cd, Tl, Cr, Mn, Co, Ni, Zn). Это обстоятельство необходимо учитывать при решении вопросов утилизации золы.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 18-17-00004)

Литература

1. Арбузов С.И., Ершов В.В., Рихванов Л.П., Усова Т.Ю., Кяргин В.В., Булатов А.А., Дубовик Н.Е. Редкометалльный потенциал углей Минусинского бассейна. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2003. 347с.
2. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях. Екатеринбург: Изд-во УрО РАН. 2005. 655 с.
3. Ценные и токсичные элементы в товарных углях России: Справочник под ред. В.Ф. Черловского, В.М. Рогового и В.Р. Клера. - М.:Недра, 1996. – 238с.
4. Seredin, V., Finkelman, R., Metalliferous coals: a review of the main genetic and geochemical types, 2008. Int. J. Coal Geol. 76, 253–289.
5. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Ценные элементы-примеси в ископаемых углях. Екатеринбург: Изд-во УрО РАН. 2006. 538 с.

ОСОБЕННОСТИ ЛАМПРОФИРОВ АЛТАЕ-САЯНСКОГО РЕГИОНА

Б.К. Кенесбаев

Научный руководитель - профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Лампрофирами считаются породы ультраосновного, основного и среднего состава, порфировой или порфиоровидной структуры с вкрапленниками темноцветных минералов, как правило, биотита/флогопита, амфибола и пироксена, и полевыми шпатами в основной массе. Они обычно встречаются как дайки или небольшие интрузии и часто проявляют признаки гидротермальных изменений [1]. В российской классификации уточняется, что во вкрапленниках наряду с постоянно присутствующими слюдами и/или роговой обманкой могут содержаться клинопироксен (авгит, титан-авгит), оливин и мелилит. А среди основной массы, помимо полевых шпатов, могут присутствовать фельдшпатоиды

Лампрофиры Горного Алтая были изучены и описаны такими учеными как Ковалев В.П., Мельгунов С.В., Ножкин А.Д., Митропольский А.С., Оболенская Р.В. и др. Они представлены минеттами, камптонитами, вогезитами, мончикитами и керсантитами, последние менее распространены, но как правило, пространственно они разобщены [2,3,4].

Некки и трубки взрыва Северной Минусы локализуются по периферии Копьевского антиклинального поднятия. Ербинский неск расположен в 2 км южнее станции Ербинской на левом склоне долины реки Бюра и образует небольшую высотку среди вмещающих гранодиоритов Уйбатского плутона. В плане тело имеет овалообразную форму сечением 190x320 м; юго-западный контакт падает под углом 35-50° к центру некса [5].

Минеральный состав Ербинского некса (образец №4) более сложный, чем состав лампрофиров Горного Алтая (образец №16) (табл. 1). Основной отличительной чертой лампрофиров является содержание флогопита (биотита). В Ербинском нексе с помощью рентгенофазового анализа было определено две генерации флогопита. В породах Горного Алтая содержания флогопита достигают 50%.

Таблица

Минеральный состав лампрофиров Ербинского некса и Горного Алтая

| Ербинский неск | | Горный Алтай | |
|--------------------|------|--------------|------|
| Минерал | % | Минерал | % |
| Клинопироксен | 12,9 | Флогопит | 53,4 |
| Авгит | 12,9 | Авгит | 12,6 |
| Диопсид | 12,7 | Ортоклаз | 12,2 |
| Геденбергит | 9,2 | Кварц | 9,9 |
| Флогопит 2М1 | 7,7 | Кальцит | 5,1 |
| Флогопит 1М | 4,9 | Апатит | 3,5 |
| Пектолит | 7,4 | Каолинит | 3,3 |
| Форстерит (оливин) | 6,0 | | |
| Содалит | 5,2 | | |
| Фторопатит | 5,1 | | |
| Нефелин | 2,6 | | |
| Каолинит | 2,4 | | |
| Натролит | 2,3 | | |
| Канкринит | 2,2 | | |
| Кальцит | 1,8 | | |
| Пирит | 1,7 | | |
| Магнетит | 1,6 | | |
| Гранат | 1,2 | | |

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

В Ербинском некке ассоциация породообразующих минералов в ультраосновном-основном комплексе повышенной щелочности представлена оливином двух генераций, авгитом, флогопитом, нефелинами и продуктами его разложения, анальцимом, титаномagnetитом, пиритом, апатитом, гранатом, шпинелью, также присутствует содалит, натролит. Петрохимический состав рассматриваемых пород представлен от щелочных пикритов до трахитов. Содержание кремнезема в породах меняется от 36 до 60 % (рис.1). Породы обладают довольно высоким суммарным содержанием щелочей – точки составов располагаются вдоль условной границы между умеренно-щелочными и щелочными породами. Они лежат в одной области со слюдяными минеттами Erzgebirge (LD2a) и близки к слюдяному порфиловому переходному типу кенсантит/минетта (LD2c). Породы Ербинского некка отличаются от лампрофиров Горного Алтая и Германии более низкими содержаниями SiO_2 .

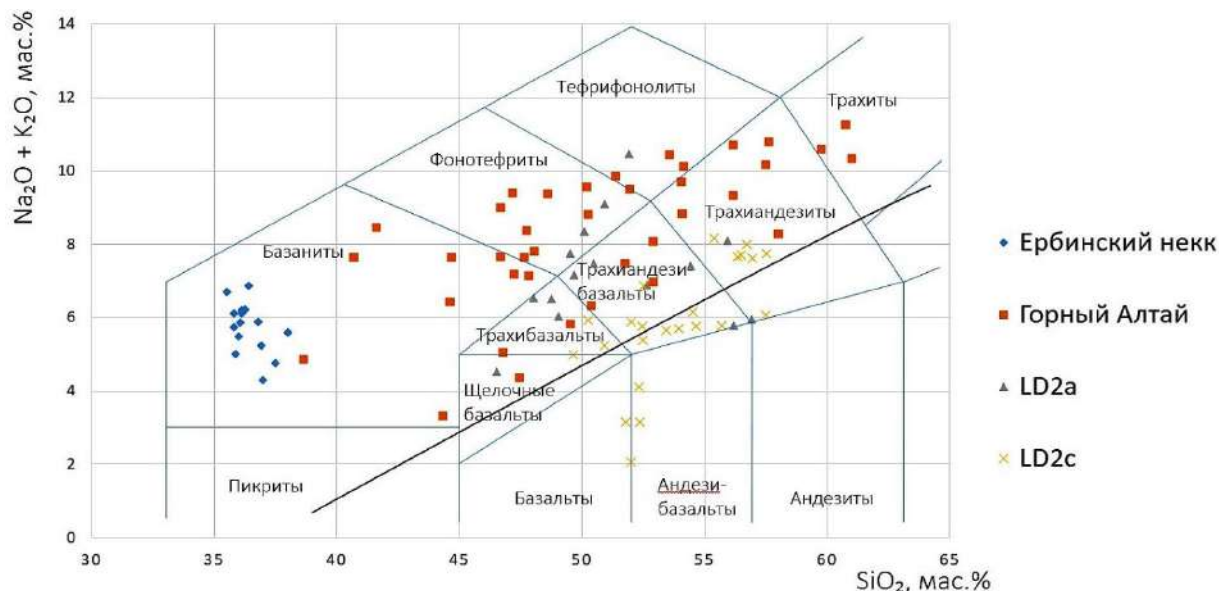


Рис. 1. Положение пород в координатах SiO_2 - K_2O+Na_2O .

По содержанию урана лампрофиры Алтае-Саянского региона сопоставимы с лампрофирами Германии (табл. 2, рис. 2). Данные по содержаниям элементов в породах получены посредством ИНАА. Торий-урановое отношение в породах колеблется от 1,6 до 6 в Ербинском некке и от 3 до 17 в Горном Алтае, что свидетельствует о различных процессах рудообразования в данных комплексах.

Таблица 2

Содержания урана и тория

| | U, ppm | Th, ppm | Th/U |
|---|------------------|--------------------|-----------------|
| Ербинский некк | 7,3 (2,8 – 10,9) | 21,5 (10,6 – 41,9) | 3 (1,6 – 6) |
| Горный Алтай | 9,3 (4,2 – 16,1) | 61,8 (18 – 136) | 6,6 (3 – 17) |
| LD2a (Слюдяные минетты, Erzgebirge) | 8,6 (1,6 – 14,6) | 50,7 (8,9 – 94,3) | 5,7 (4,1 – 6,5) |
| LD2c (Слюдяной порфиловый переходный тип кенсантит/минетта) | 7,9 (3,5 – 14,5) | 31,9 (13,1 – 58,1) | 4,1 (1,5 – 5,3) |

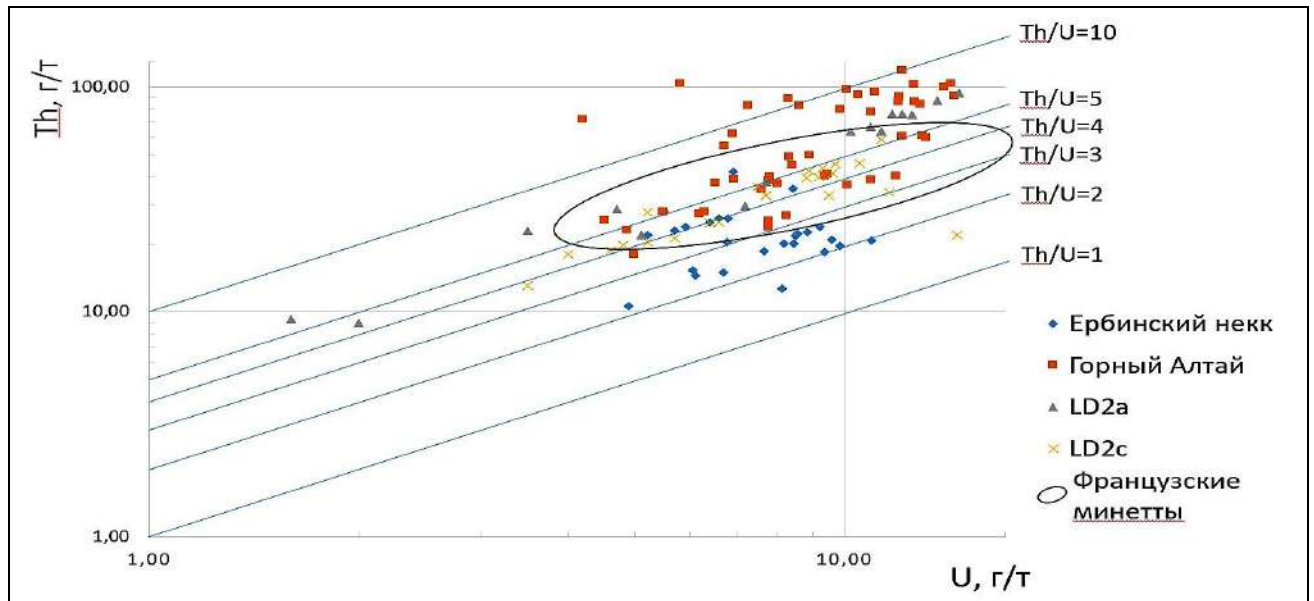


Рис. 2. Положение пород в полях U-Th

Из всех исследуемых пород лампрофиров Горного Алтая выделяются высокой ториеносностью, достигающей в некоторых образцах свыше 100 г/т [6]. Следует также отметить, что по уровню накопления урана и тория породы Ербинского некка соответствуют некоторым разновидностям лампрофиров Германии.

При помощи СЭМ в Ербинском некке были совершены находки галенита, (предположительно) пирохлора торий и уран содержащего. В образцах лампрофиров Горного Алтая найден циркон с торием и ураном.

Литература

1. Thomas Seifert, Metallogeny and petrogenesis of lamprophyres in the Mid-European Variscides. - IOS Press. – 2008. P – 305.
2. Ковалев В.П., Мельгунов С.В., Ножкин А.Д., Митропольский А.С. и др. Уран и торий в магматическом и метаморфическом петрогенезисе. – Новосибирск: Наука. - 1983. – 184 с.
3. Ковалев В.П., Мельгунов С.В., Ножкин А.Д., Митропольский А.С. и др. Уран и торий в магматическом и метаморфическом петрогенезисе. – Новосибирск: Наука. - 1983. – 184 с.
4. Оболенская Р.В. Чуйский комплекс щелочных базальтоидов Горного Алтая // Новосибирск: Наука. - 1971. – 141 с.
5. Рихванов Л.П., Ершов В.В., Сарнаев С.И., Геохимические особенности щелочных базитов и ультрабазитов Минусинского прогиба/ Геохимические ассоциации редких и радиоактивных элементов в рудных и магматических комплексах. – Новосибирск: Наука. – 1991. – С. 97-109.
6. Васюкова Е.А. Петрология и флюидный режим формирования лампрофиров чуйского комплекса (Юго-Восточный Алтай – Северо-Западная Монголия) / Е.А. Васюкова, отв. ред. А.С. Борисенко; Ин-т геологии и минералогии им В.С. Соболева СО РАН. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2017. – 158 с.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ КИМБЕРЛИТОВ ТРУБКИ АЙХАЛ (АЛАКИТ-МАРХИНСКОЕ КИМБЕРЛИТОВОЕ ПОЛЕ, РЕСПУБЛИКА САХА-ЯКУТИЯ)

А.Б. Кисленко

Научный руководитель - доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В докладе приводятся данные по вещественному составу кимберлитовой трубки Айхал [2, 4] на основе данных оптической микроскопии, рентгеноструктурного анализа и сканирующего электронного микроскопа Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа.

Трубка Айхал располагается в алмазоносном районе Алаakit-Мархинского поля Якутской алмазоносной провинции. Трубка приурочена к левому склону долины реки Сохолох-Мархинской и находится в 15 км от ее устья. Геологическое строение осложняется наличием многочисленных кимберлитовых даек.

Вмещающими породами трубки служат терригенно-карбонатные отложения нижнего палеозоя (Є3-S1). К ним относятся известняки среднего отдела силурийской системы, мергели и известняки кылахской свиты средне-верхнего отдела ордовикской системы, доломиты и песчаные известняки сохолохской свиты, глинястые доломиты и доломитистые известняки олдондинской свиты. Протяженность на поверхности по длинной оси 510 м при ширине 50 - 120 метров. Трубка детально изучена до глубины 630 метров.

Кимберлиты имеют зеленовато-серый цвет с нечетко выраженной брекчиевой текстурой, обусловленной присутствием мелких (2.1x0.7; 2x10 см) ксенолитов осадочных пород (примерно 7 - 14 %),

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

Особенности внутреннего строения кимберлитовой трубки Айхал обусловлены образованием симметричных и асимметричных реакционных афировых оболочек (2 - 4 мм) вокруг ксенолитов осадочных и метаморфических пород, включений серпентинитов и крупных вкрапленников (рисунок 1А). Порфировая структура на локальных участках обусловлена высоким содержанием удлиненных обломочных форм псевдоморфоз серпентина по оливину и флогопиту (рисунок 1Б).

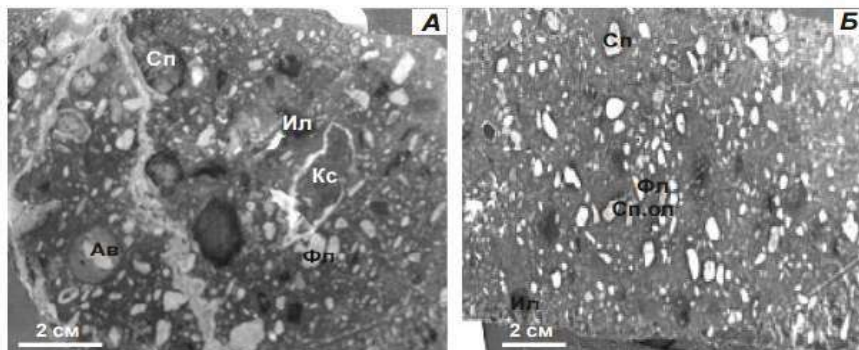


Рис. 1 - Текстурно-структурные особенности кимберлитов трубки Айхал

А – кимберлитовая брекчия с нечетко выраженной автолитовой текстурой; Б – кластопорфировая структура кимберлитов. Сокращенные названия. Кс – ксенолит; Ав – автолит; Сп – серпентинит; Сп.ол – серпентинизированный оливин; Фл – пластинки флогопита; Ил – ильменит. Образец 591.

Основная масса породы мелко-микрозернистая (0.005 до 0.1 мм) серпентин-флогопит, хлорит- апатитового состава с кристаллами пироба. Вкрапленники представлены зернами серпентинизированного оливина, пикроильменита, реже граната, их размеры варьируют от 0.1 до 0.5 мм.

Микроскопическое изучение показало, что состав кимберлитовой породы представлен флогопитом, серпентином, кальцитом, магнетитом, пиропом, оливином, хлоритом, шпинелью, цирконом, ильменитом (рисунок 2). Удлиненные пластинки слюды (5 - 10 %) размером 0.5x1.0 см. 0.3x0.7 см часто образуют гломеропорфиновые, крестообразные, секторальные сростания, хлорит отмечается в виде сферолитовых образований.



Рис. 2 - Кимберлитовая брекчия. Порфировая структура.

Сп – серпентинит, Ил – ильменит, Хл – хлорит, Ол – оливин. Образец 591. Увеличение x30. Николи II.

Детальный анализ, проведенный с помощью настольного порошкового дифрактометра Bruker D2 PHASER подтвердил наличие части описанных выше минералов, также выявил новые – кальцит (18.3 %), лизардит (группа серпентина) (30.7 %), магнетит (4.1 %), флогопит (20.7 %), пироп (6 %), перекристаллизованный оливин (7.7 %), шпинель (4.1 %), циркон (1.2 %), хлорит (7.2 %). На круговой диаграмме изображено наличие породообразующих минералов характерных для кимберлитовой трубки Айхал Алакит-Мархинского рудного поля (рисунок 3) [2]. Соотношение породообразующих минералов в кимберлитовой брекчии трубки Айхал характерно для большинства трубок Алакит-Мархинского кимберлитового поля [1, 4, 5].

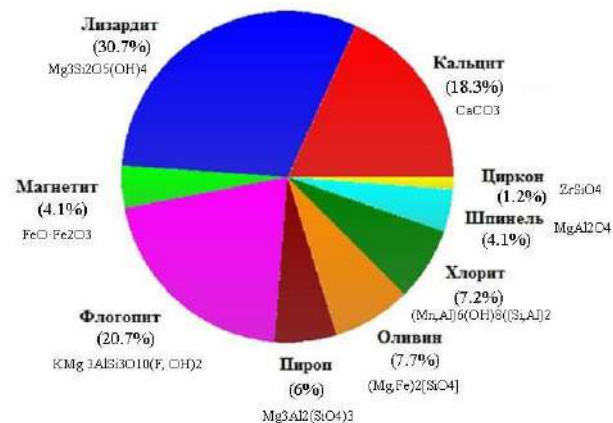


Рис. 3 – Кимберлитовая брекчия. Содержание минералов в породе. Образец 590.

Электронно микроскопические (ЭМ) исследования показали, что в породе присутствуют о присутствие таких элементов как: углерод (24.4 %), кислород (13.6 %), кремний (8.1 %), Неодим (3.1 %), серу (21.7 %), титан (3.9 %), магний (8.9 %), никель (7.8 %), железо (0.4 %), мышьяк (8.1 %) (рисунок 4, таблица 1).

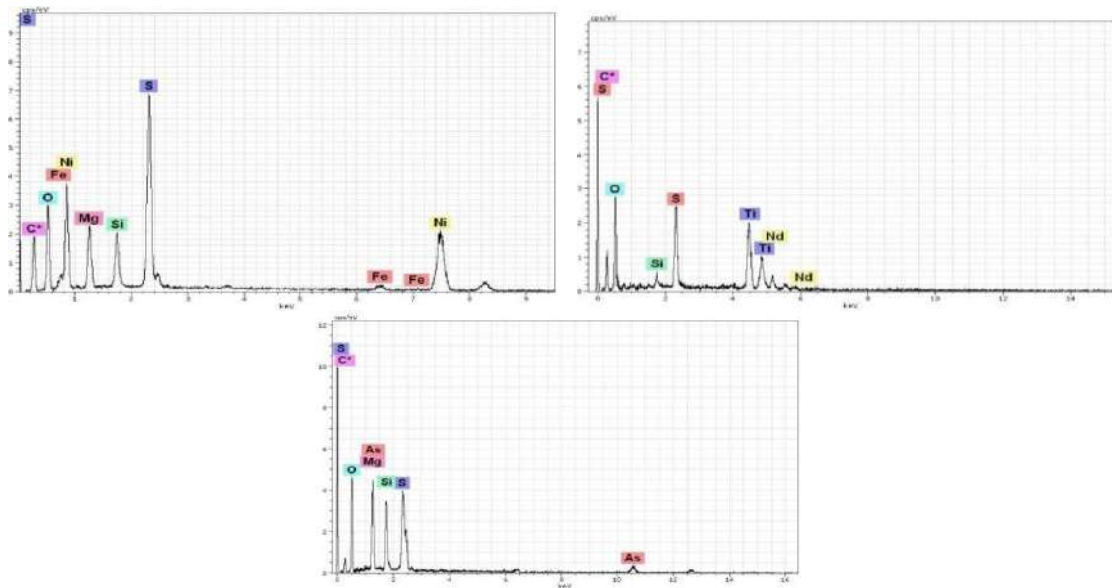


Рис. 4 – Графики наличия химических элементов в пробе по результатам ЭМ

Таблица 1

Содержания элементов

| № | C | O | Si | Nd | S | Ti | Mg | Ni | Fe | As | |
|---------|------|------|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 1 | 2 | 3.2 | 2.2 | 2 | 7 | - | 2.4 | 4 | 0.4 | 2.6 | |
| 2 | 6.5 | 2.8 | 0.5 | 0.4 | 5.8 | 2.1 | - | 2 | - | 0.6 | |
| 3 | 10.5 | 4.5 | 3.5 | - | 4 | 1 | 4.5 | - | - | 3 | |
| Среднее | 6.3 | 3.5 | 2.1 | 0.8 | 5.6 | 1 | 2.3 | 2 | 0.1 | 2.1 | |
| % | 24.4 | 13.6 | 8.1 | 3.1 | 21.7 | 3.9 | 8.9 | 7.8 | 0.4 | 8.1 | 100 |

Литература

1. Богатиков, О. А. Алмазонасность кимберлитов Зимнебережного поля (Архангельская область) / О. А. Богатиков. и др. // Журнал Геология рудных месторождений. – 2007. – 6. – С. 483-504.
2. Брахфогель Ф.Ф. Геологические аспекты кимберлитового магматизма северо-востока Сибирской платформы. Якутск, 1984. 128с.
3. Евстратов А.А. Базитовые вулканоструктуры северо-востока Тунгусской синеклизы (в связи с проблемой изучения алмазонасных «закрытых» территорий) // Строение литосферы и геодинамика / Под ред. Коробков И.Г. Иркутск: ИЗК СО РАН, 2015. С. 14-30.
4. Костровицкий, С. И. Минералогия и геохимия кимберлитов западной Якутии / С.И. Костровицкий. – Иркутск: Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, 2009. – 317 с.
5. Хмельков А.М. Основные минералы кимберлитов и их эволюция в процессе ореолообразования (на примере Якутской алмазонасной провинции) / А. М. Хмельков. — Новосибирск: АРТА, 2008. — 252 с.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ИХ РЕШЕНИЕ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ВСКРЫТЫХ ЗАПАСОВ УРАНА ДЛЯ ИХ МНОГОЭТАЖНОЙ ОТРАБОТКИ СПОСОБОМ ПОДЗЕМНОГО СКВАЖИННОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНЫЙ МЫНКУДУК

А.А. Мендыгалиев, Д.Т. Ерназарова

Научный руководитель - профессор Я.К. Аршамов

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Республика Казахстан

Месторождение Мынкудук является одним из крупнейших урановых объектов пластово-инфильтрационного типа в Шу-Сарысуейской провинции на территории Республики Казахстан. На востоке оно граничит с месторождением Акдала, а на западе с месторождением Инкай.

Практически все урановое оруденение на участке Центральный локализовано в мынкудукском продуктивном горизонте, в его пределах выделяются две основные залежи: залежь 10, самая крупная на

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

месторождении Мынкудук, протяженностью до 26,4 км, при ширине от 50 до 800 м, и залежь 8, длиной 8,8 км при ширине от 50 до 1300 м [1].

В настоящее время, существуют различные методические проблемы, связанные с подсчетом вскрытых и не вскрытых запасов урана для их многостадийной отработки способом подземного скважинного выщелачивания (далее - ПСВ). В связи с чем, был проведен анализ используемого метода и предложен вариант решения данных вопросов.

Первый подсчет запасов урана по месторождению Мынкудук был представлен в ГКЗ СССР в 1981 г. по результатам I-го этапа детальной разведки за период работ 1973-1981 гг. Подсчет, проведенный по категориям С₁ и С₂ с оценкой общих масштабов месторождения по состоянию на 01.01.81 г., был рассмотрен в ГКЗ и запасы урана в авторских цифрах утверждены протоколом. В 2010 г. выполнен «Отчет о результатах детальной разведки участка Центральный уранового месторождения Мынкудук с подсчетом запасов урана». По результатам отчета был разработан проект вскрытия запасов урана, проведено вскрытие геологических блоков урана технологическими блоками, подготовка запасов к добыче и начата их отработка способом подземного скважинного выщелачивания [1].

В связи с тем, что разведка и освоение руд такого типа проводится большим количеством исключительно вертикально пробуренных скважин, основными распространёнными методами подсчёта вскрытых запасов урана на месторождениях пластово-инфильтрационного типа являются среднеблочные методы геологических блоков и ячеек.

Что касается способа геологических блоков, то он используется также для подсчёта и утверждения в ГКЗ разведанных геологических запасов урана. Так как данный метод построен на вычислении среднеблочных параметров при общей площади блока в целом, то в данном методе для уменьшения влияния погрешности подсчёта вызванной неравномерностью сети используется объединение близкорасположенных скважин, а безрудные скважины учитываются уменьшением соответствующего коэффициента рудоносности, что для подсчёта вскрытых запасов не соответствует методическим рекомендациям инструкции по подземному скважинному выщелачиванию урана (Алматы 2006 г.) и, в связи с отличительными особенностями конфигурации технологических блоков, при ряде проблемных случаев является недостаточно точным методом для подсчёта вскрытых запасов урана, а также труднореализуемым в связи с намного большим количеством скважин, чем после разведки.

Аналогичные проблемы, связанные с неравномерностью сети, при использовании в подсчёте всех имеющихся скважин возникают и при использовании метода ячеек. При неизбежном, для данной стадии подсчёта запасов, наличии большей частоты скважин в области более богатых либо более бедных по метропроценту руд, происходит соответствующее завышение или занижение вскрытых запасов от их истинных значений. Более того, так как контуром технологических блоков служат закачные скважины, то равноценное участие их параметров в среднеблочных параметрах блоков также приводит к искажению количества запасов от фактических, поскольку площадь их области влияния фактически ниже центральных по месторасположению скважин. Особенно сильно подобные искажения сказываются на узких блоках.

Ещё одним важным минусом этих двух методов является их не предназначенность для подсчёта не вскрытых запасов урана, так как не вскрытые запасы имеются не в каждой скважине блока, то полностью нарушается используемая в подсчёте сеть, в связи с чем использование данных методов для данной цели становится не уместным.

Все перечисленные выше проблемы решаются при отказе от среднеблочных вычислений и использовании метода Болдырева с использованием способа ближайшего района (многоугольников, полигонов Воронова) позволяющим посчитать запасы по каждой скважине по площади области её влияния на блок независимо от равномерности сети скважин и контуров блока. На плане подсчета запасов каждую выработку соединяют с соседними вспомогательными прямыми линиями. Из середин этих линий восстанавливают перпендикуляры. Перпендикуляры, встречаясь друг с другом, замыкают вокруг каждой выработки многоугольник, все точки которого ближе к расположенной в центре его выработке, чем к любой другой выработке. Таким образом, весь подсчетный план расчленяется на многоугольники, а тело полезного ископаемого как бы преобразуется в группу сомкнутых многогранных призм, основанием которых являются указанные выше многоугольники, а высотой — мощность тела по выработке, находящейся в центре многоугольника. Общие запасы определяются простым суммированием запасов отдельных призм [2].

В одной из заказных научно-исследовательских работ выполненных силами филиала АО «Волковгеология» ЦОМЭ, от нас был приведён наглядный пример, что если на одну центральную откачную скважину с метропроцентом 0.5000, придётся 6 контурных закачных скважин с метропроцентом 0.0500, то среднеблочный метропроцент ячейки-блока составит 0,1143 и, при площади ячейки 3 000 м² и объёмном весе 1,7 т/м³ среднеблочным способом на общую площадь будет насчитано 5,8293 тонн урана, тогда как центральная скважина ячейки на самом деле будет иметь площадь влияния около 930 м² (31% блока-ячейки) и, отказавшись от способа среднеблочных расчётов при общей площади, при пересчёте используя способ многоугольников (Воронова), запасы блока-ячейки составят 9,6645 тонн урана, так как крайние закачные скважины входят в блок лишь той частью своей площадного влияния, которая направлена в направлении к откачной скважине (находится в контуре блока), а откачная скважина всей своей площадью влияния входит в блок. Поэтому для технологических блоков при подсчёте запасов урана наиболее предпочтительным является отказаться от среднеблочных вычислений при общей площади блока и перейти на способ многоугольников.

Раньше использование данного метода расчёта площадей было крайне трудновыполнимо из-за необходимости ручной рисовки многоугольников и ручного расчёта их площадей, но к сегодняшнему дню, благодаря развитию компьютерных технологий позволяющих выстраивать полигоны воронова за считанные секунды (например, в базовом функционале программы Mapinfo) данный метод стал не только самым точным, простым и удобным при подсчёте вскрытых запасов урана на месторождениях пластово-инфильтрационного типа, но также и самым быстрым и удобным в использовании, в связи с чем, в той же упомянутой выше НИР, нами было предложено использовать именно данный способ.

В ходе пересчета запасов, искажение, вызванное неравномерностью площадного влияния при среднеблочных параметрах вычисления для одного участка, обычно может составлять около 5-15%, чего можно избежать, используя способ подсчета по новой методике. Уменьшить погрешность можно также отойдя от некоторых инструктивных рекомендаций и объединяя скважины к заданной сети. В таком случае скважины объединяются так, чтобы их плановое расположение было как можно ближе к заданной сети и если расстояние между двумя и более скважинами не больше половины заданной сети, то такие скважины объединяются в одну, указывается их верхняя и нижняя границы рудных интервалов, складываются их суммарные метропроценты и мощности и делятся на количество скважин, а выведенный метропроцент делится на выведенную мощность для получения содержания урана.

При многоэтажной отработке руд данный метод становится ещё более востребован, в связи с необходимостью поэтажного расчета вскрытых запасов урана, когда площади и конфигурации этажей меняются на различных глубинах с каким-либо условным делением по проектной зоне циркуляции продуктивных растворов и любые среднеблочные вычисления становятся всё сложнее и погрешнее.

Многоэтажная отработка важна для прицельной подачи кислоты в интересующие рудные зоны, с целью уменьшения необходимого её количества на извлечение урана, но используемые среднеблочные вычисления сводят к нулю информацию о площадном поэтажном распределении продуктивности, тогда как предложенный метод позволяет видеть продуктивность каждой отдельной площади в заданных этажах (глубинах).

На основании проведенного исследования, установлено, что предлагаемая методика обладает целым рядом преимуществ перед используемыми ранее методами, среди которых: 1) более высокая точность подсчета; 2) простота подсчета; 3) возможность подсчета узких по площади блоков без площадного искажения; 4) отсутствие необходимости в среднеблочных вычислениях, объединении скважин и использовании коэффициента рудоносности без искажения количества запасов; 5) более быстрый расчёт при использовании современных компьютерных программных решений; 6) возможность вывода всех значений по каждой скважине, ячейке и любой выбранной конфигурации; 7) возможность подсчета не только вскрытых, но также и не вскрытых запасов по не вскрытым рудным интервалам; 8) возможность использования в подсчёте всех скважин, в том числе находящихся за пределами контуров блока, но оказывающих на него площадное влияние, в значении своего влияния.

Литература

1. Вершков А.Ф., Наталов А.Г. «Отчет результатах детальной разведки участка Центральный уранового месторождения Мынкудук с подсчетом запасов урана по состоянию на 01.01.2010г.» - Алматы, Т. 1, Книга 1 - 76с.
2. Подсчет запасов урановых месторождений/ Под ред. М.В. Шумилина, В.А. Викентьева – М.: «Недра», 1982 - 93 с.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ КОР ВЫВЕТРИВАНИЯ В ПРЕДЕЛАХ РУДОПРОЯВЛЕНИЯ КОНТАКТ (РЕСПУБЛИКА ГАЙАНА)

Т.Г. Макаревич

Научный руководитель - доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский «Томский политехнический университет», г. Томск, Россия

Республика Гайана, как и многие другие экваториальные страны, имеющие теплый гумидный климат, характеризуется развитием мощной коры выветривания, прослеживаемой на глубину до 30-40м.

Рассматриваемый участок – зона развития коры выветривания в пределах рудопроявления «Контакт», находится на контакте гранитной интрузии и амфиболитов относящейся к комплексу Younger Granitas и формации Куюни (PR1v+s) группы Мазаруни соответственно [4]. Для участка характерно развитие мощных кор выветривания, вплоть до развития латеритов.

Материалы для проведения исследования получены в ходе работы на участке Араматта-Юг. Исходным материалом для работы послужили образцы керна скважин 1031-1033 рудопроявления Контакт, Республика Гайана, базы данных по канавам и скважинам объекта, данные по ICP MS и пробирного анализа, а также фотодокументация керна.

Изучение кор выветривания проводилось методом рентгенофазового анализа с помощью порошкового дифрактометра D2 Phaser. Это позволило выявить состав и получить приблизительную оценку соотношению составляющих компонентов.

Типовой разрез профиля коры выветривания представлен на рисунке 1. Разрез проведен по буровому профилю на участке КТ2 по скважинам 1031-1033.

Зональность коры выветривания отчетливо заметна по изменению цвета кор с изменением глубины. Исходя из фотодокументации, мы можем выделить 4 хорошо различимые зоны: верхняя сильно ожелезненная латеритная кора красно-коричневого цвета, бесструктурная глинистая кора выветривания красно-оранжевого цвета, структурная глинистая кора выветривания желто-коричневого цвета и зона развития сапролитов (Рис. 1).

По основным зонам коры выветривания были отобраны пробы для изучения минерального и химического состава. Места отбора показаны на рисунке 1. Минеральный состав коры выветривания исследовался методом РФА. Исходя из полученных результатов выполнен пересчет минерального состава на химический. Также автор использовал данные ICP полученные по данным поисковым скважинам.

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

Химический состав профиля коры выветривания значительно варьируется от зоны к зоне в пределах колонки. На рисунке 2 представлен усредненный химический состав для основных компонентов вынесенный на схематический профиль латеритной коры выветривания.

Как видно из рисунка 2 и 3, в латеритной и бесструктурной глинистой коре выветривания остаются наиболее устойчивые к химическому выветриванию в окислительной среде элементы такие как Fe, Al и Ti [2]. При этом обогащение верхних частей профиля железом столь велико, что происходит образование пизолитов и, зачастую, железных кирас.

Изучение химического состава и статистическая обработка данных полученных по результатам ICP по профилю коры выветривания, также позволило выделить корреляцию латеритной коры с такими элементами как Cu, Ga, Sc, V, Co, Cr, Mn, Pb и Zn. Однако, судя по всему, данные элементы не образуют собственных минералов.

Также при помощи факторного анализа были выявлены основные различия ассоциаций элементов в зоне развития латеритной коры выветривания позволяющие, в случае необходимости, выделить на стадии геохимических поисков коры развитые по основным породам от тех, что развивались по кислым.

Для кор развитых по породам основного состава помимо присутствия повсеместно распространенных Al и Fe характерна следующая ассоциация элементов: Ni, V, Co, Cr, Sc, Cu; по кислым: Ga и Mo.

Как видно из рисунка 2 и 3, такие миграционно активные элементы как S, Ca, Na, Mg и K, характеризуют нижнюю часть профиля коры выветривания (зону развития сапролитов, структурную кору выветривания и, частично, нижнюю часть бесструктурной глинистой коры выветривания). Эти элементы начинают интенсивно вымываться кислыми водами с самого начала формирования коры и, зачастую, к верхним горизонтам полностью вымываются из породы [1, 3].

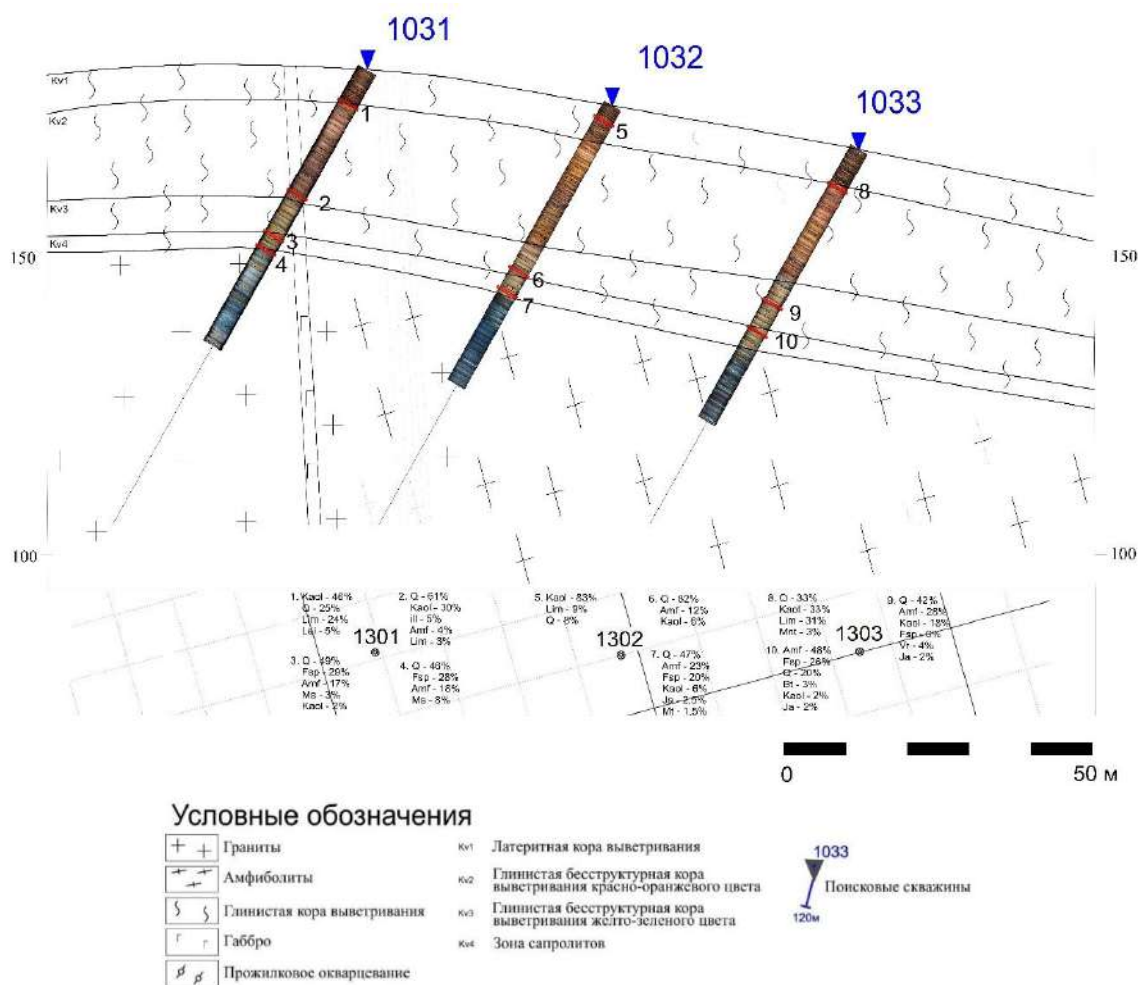


Рис. 1 Разрез профиля коры выветривания по буровому профилю 1301-1303

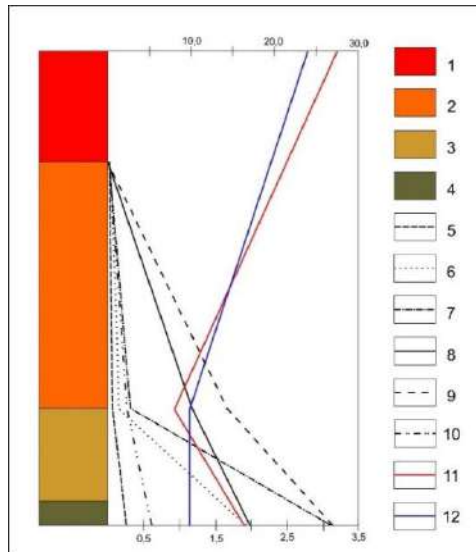


Рис. 2 Графики распределение основных компонентов на схематическом профиле коры выветривания. 1- верхняя сильно ожелезненная латеритная кора красно-коричневого цвета, 2 - бесструктурная глинистая кора выветривания красно-оранжевого цвета, 3 - структурная глинистая кора выветривания желто-коричневого цвета, 4 - зона развития сапролитов, 5 – Ca_2O , 6 – K_2O , 7 – Na_2O , 8 – CaO , 9 – MgO , 10 – SO_3 , 11- Fe_2O_3+FeO , 12 – Al_2O_3 .

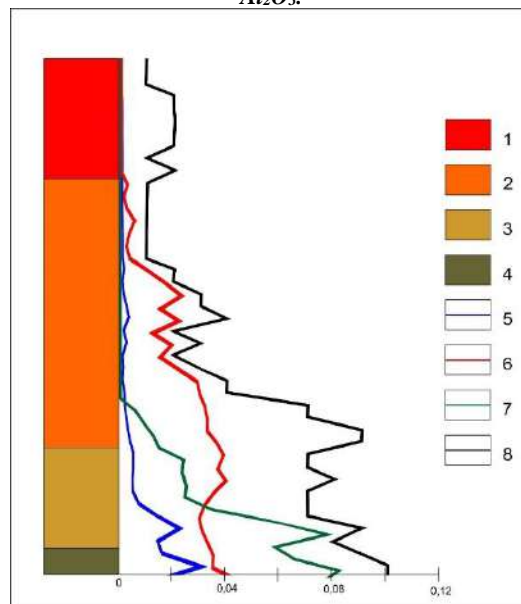


Рис. 3 Графики распределение Na, K, Ca и Mg в профиле коры выветривания. 1- верхняя сильно ожелезненная латеритная кора красно-коричневого цвета, 2 - бесструктурная глинистая кора выветривания красно-оранжевого цвета, 3 - структурная глинистая кора выветривания желто-коричневого цвета, 4 - зона развития сапролитов, 5 – Na, %, 6 – K, %, 7 – Ca, %, 8 – Mg, %.

Выводы:

По результатам проведенных работ можно сделать следующие выводы:

1. В толще коры выветривания рудопроявления Контакт отчетливо выделяются 4 зоны коры выветривания. Зоны выделяются как по окраске пород, так и по её составу.
2. Глинистые изменения по разным типам пород (гранитам, базитам) отчетливо разные и могут визуальнo диагностироваться по типам пород-протолитов начиная с глубины 10-20 м (зона сапролитов).
3. Существует отчетливая зональность распределения таких химических элементов как S, Ca, Na, Mg, K, Al и Fe.
4. Несмотря на внешнюю однородность зоны развития латеритов, различные типы пород имеют устойчивые ассоциации элементов в зоне развития латеритов (Для кор развитых по породам основного состава помимо присутствия повсеместно распространенных Al, Fe и Ti характерна следующая ассоциация элементов: Ni, V, Co, Cr, Sc, Cu, для пород по кислым: Ga и Mo.).

Литература

1. Бурмин Ю.А. Геохимия рудных кор выветривания. – М.: Недра, 1987. – 228 с., с ил.

2. Кора выветривания. Вып. 7: Миграция химических элементов при процессах выветривания/ Академия наук СССР (АН СССР), Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии (ИГЕМ). - Москва: Изд-во АН СССР, 1966. -230 с.
3. Перельман А.И. Геохимия элементов в зоне гипергенеза. М., - «Недра», 1972, 288с.
4. G Voicu, M Bardoux, M Jebrak. Structural, mineralogical and geochemical studies of the Paleoproterozoic Omai gold deposit, Guyana Article in Economic Geology 94(8):1277-1303 · December 2013

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕЙ ШУБАРКОЛЯ В КАЧЕСТВЕ ВОССТАНОВИТЕЛЯ КРЕМНИЯ

А.Д. Маусымбаева

Научный руководитель - В.С. Портнов

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

В качестве восстановителей могут применяться многие элементы. Наиболее широкое распространение находят углерод, кремний и алюминий. В зависимости от вида применяемого восстановителя способы производства ферросплавов подразделяются на силикотермические, алюмотермические и углетермические. Углетермический способ лежит в основе производства наиболее массовых (крупнотоннажных) ферросплавов: сплавов кремния, марганца и хрома. Надо отметить, что метод восстановления окислов углеродом является одним из лучших и экономичных. [6]

В качестве углеродсодержащего восстановителя используют древесный, бурый и каменный уголь, нефтяной, пековый или каменноугольный кокс, различные полукокс, древесные отходы и др. Углеродистые восстановители, применяемые при выплавке ферросплавов, должны обладать хорошей реакционной способностью, высоким удельным электрическим сопротивлением, соответствующим для каждого сплава химическим составом золы, достаточной прочностью, оптимальным размером куска, газопроницаемостью и термоустойчивостью, невысокой стоимостью. [1]

Как известно, реакционная способность восстановителя определяет скорость и температуру начала реакций восстановления. Под реакционной способностью углеродистого восстановителя понимают его химическую активность по отношению к определенной реакции, данному оксиду, которая зависит от размера, степени упорядоченности и характера упаковки кристаллов углерода, от плотности и пористости материала, характера его поверхности, адсорбционной способности по отношению к реагирующему газу, от содержания различных примесей и др. [1]

При использовании более реакционноспособного восстановителя снижается температура начала процесса, и, как следствие, уменьшается расход электроэнергии на единицу получаемого продукта. Обычно реакционная способность и электропроводность углеродистых материалов взаимосвязаны: восстановители, характеризующиеся высокой реакционной способностью, имеют большее электросопротивление. Высокое численное значение последнего позволяет развить высокую полезную удельную мощность процесса, необходимого для быстрого протекания реакций восстановления без энергетических потерь, что способствует увеличению производительности печи и снижению удельного расхода электроэнергии. [5]

В составе золы восстановителя должно быть минимальное количество вредных примесей, так как они в значительной степени переходят в готовую продукцию. Желательно, чтобы зола содержала высокое количество полезного элемента, например, кремнезема при выплавке ферросилиция, и минимальное количество шлакообразующих при использовании восстановителя в бесшлаковых процессах. Для восстановителя желательно невысокое содержание летучих веществ, отсутствие склонности к спеканию, что обеспечивает хорошее газовыделение на колошнике печи и облегчает ее обслуживание. При подготовке, дозировании и подаче шихты восстановитель должен давать минимальное количество мелочи, т. е. обладать достаточной механической прочностью. При увеличении количества мелочи ухудшается работа печей вследствие снижения газопроницаемости колошника. [1]

Древесный уголь является наилучшим восстановителем. Он содержит очень мало золы, обладает высоким удельным электросопротивлением, сильно развитой пористостью, высокой химической активностью. [2] Применение древесных отходов обеспечивает улучшение газопроницаемости и уменьшение спекания шихты, повышение электрического сопротивления шихты и снижение испарения восстановленных элементов, позволяет регулировать температуру в печи и дает возможность вести восстановление руд, имеющих температуру плавления значительно ниже температуры требуемой для восстановления.[1] Несмотря на преимущества древесного угля, он применяется в ограниченных размерах, что объясняется, главным образом, его дороговизной. Чаще применяется в смеси с другими восстановителями. [2]

Как сказано выше, углеродсодержащим восстановителем может служить и каменный уголь. Казахстан располагает большими запасами энергетических малосернистых и низкофосфористых углей, которые используются в основном как энергетическое топливо, но не как технологическое сырье для получения продуктов целевого назначения. Угли Шубаркольского месторождения каменные гумусовые, постоянного вещественного состава, малозольные, малосернистые, малофосфористые, «не соленые», склонные к самовозгоранию (таблица 1). В рядовом угле содержание золы до 12%, а зольность отдельных пачек составляла всего 3-6 %. Угли считаются высококалорийными, энергетическими, имеют низкое содержание серы (до 0,5%) и высокую теплотворную способность (от 5200 до 5700 ккал/кг) и при сгорании дают много тепла. Рабочая влажность угля составляет 14-15%, содержание летучих компонентов 43-44%. [3]

Таблица 1

Качество рядовых углей Шубаркольского месторождения

| № | Показатели | Угольные горизонты | | |
|---|---|--------------------|---------|--------|
| | | Верхний | Средний | Нижний |
| 1 | Зольность горной массы, % | 11,25 | 20,9 | 20,7 |
| | Зольность угольной массы, % | 5,7 | 11,2 | 12,5 |
| 2 | Влажность: максимальная | 15,3 | 13,2 | 14,9 |
| | Влажность аналитическая | 6,0 | 6,0 | 5,0 |
| 3 | Выход летучих веществ | 43,4 | 40,5 | 40,6 |
| 4 | Содержание серы | 0,40 | 0,83 | 1,08 |
| | фосфора | 0,013 | 0,009 | 0,032 |
| | гуминовых кислот | 3,48 | 1,93 | 1,77 |
| | битумов | 4,7 | 3,94 | 4,47 |
| | смол | 9,21 | 9,06 | 8,92 |
| | водорода | 5,35 | 5,22 | 5,26 |
| | углерода | 76,89 | 7,35 | 77,13 |
| 5 | Низшая теплота сгорания рабочего топлива МДЖ/кг | 21,99 | 19,79 | 19,59 |

В практике рудотермического способа получения кремния используют колумбийский уголь. [4, 7] Сравнение колумбийских и шубаркольских углей приведены в таблице 2.

Таблица 2

Сравнительная таблица характеристик каменных углей

| Показатели | Колумбийский уголь (ThyssenKrupp) | Шубаркольский уголь |
|--|-----------------------------------|---------------------|
| | Среднее содержание | |
| Класс крупности, мм | 10 - 30 | 10 - 50 |
| Влажность, % | 11,2 | 12,6 |
| Зольность, % | 1,0 | 2,68 |
| Летучие, % | 40,1 | 44,1 |
| Общая сера, % | 0,4 | 0,4 |
| Содержание углерода Ств, % | 59,3 | 53,21 |
| Реакционная способность по CO ₂ при 1000 °С, (Rco ₂) см ³ /г·с | 1,01 | 4,44 |
| Состав золы Fe ₂ O ₃ | 11,2 | 6,61 |
| Al ₂ O ₃ | 30,23 | 30,1 |
| CaO | 3,64 | 3,95 |
| TiO ₂ | 0,83 | 0,79 |
| В | 0,35 | 0,06 |

Каменный уголь из Колумбии, поставляемый компанией ThyssenKrupp, характеризуются низкой зольностью на уровне 1 % и большим выходом летучих веществ (40,1%). В соответствии с такими показателями, содержание фиксированного (твердого) углерода составляет 59,3 %. Этот уголь характеризуется высокой структурной прочностью и термической стойкостью, но имеет невысокую реакционную способность 1,01 – 1,09 см³/г·с., которая в четыре раза ниже Шубаркольских углей.

Шубаркольские угли имеют несколько завышенную зольность и выход летучих, и, низкое содержание углерода, при высокой реакционной способности, низких содержаниях Fe₂O₃ и В. Содержания оксидов Al, Ca, Ti, а также S близки.

Угли Шубарколя являются петрографически однородными, витринизированными. Содержание витринита составляет 80% от органической массы. Показатель отражения 0,6%. Качество углей W^r -15%, A^d -5 ÷ 15%, V^{daf} – 40 %, S^d - 0,5 %, C^{daf} – 76%, H^{daf} -5,5 %, Q^{daf} - 26 МДж/кг, Qⁱ – 22МДж/кг. [5] Исходя из вышеуказанных характеристик становится очевидным, что угли шубарколя возможно использовать в качестве восстановителя ферросплавов.

Литература

1. <https://metallurgy.zp.ua/> Восстановители.
2. <http://my-5.ru/> Углеродистые восстановители, применяемые в производстве ферросплавов.
3. <http://novikovv.ru/> Шубарколь – черная жемчужина Сары-Арки.
4. Ёлкин Д.К., Страхов В.М., Ёлкин К.С., Черевк А.Е. Исследования химической активности углеродистых восстановителей применительно к производству кремния // web-сайт: ferrosplav.su, 2012
5. Жарменов А.А. Комплексная переработка минерального сырья Казахстана. Астана: «Фолиант» 2003, том 10 – С. 213-221, 230, 234, 236.
6. Мизин В.Г. Углеродистые восстановители для ферросплавов. М.: «Металлургия» 1976. - 5с.
7. Школьников А.Р. и др. Производство кремния, 2011 г. – 269 с.

Секция 11

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПАРАМЕТРА РЕЖИМ РАБОТЫ ЗАЛЕЖИ, ПЕРСПЕКТИВА ЕГО ИЗУЧЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.И. Корнев

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность изучения параметра “режим работы залежи” с точки зрения энергетического состояния является ключевым при разработке месторождений углеводородов, особенно данный критерий важен при формировании объекта разработки.

Режим работы нефтяных залежей – это характер проявления движущих сил, которые обеспечивают продвижение флюидов к забоям эксплуатационных скважин. Сам режим устанавливается при разработке месторождений и определяется несколькими параметрами, главным из которых является давление пласта. Большинство величин имеют влияние на давление пласта. Тот в свою очередь определяет преобладающий вид энергии путем сравнения пластового давления с давлением гидростатическим, давление насыщение нефти газом и т. д. Пластовое давление позволяет сделать вывод о режиме работы залежи и найти необходимый вариант разработки месторождения. [2]

Показатели, формирующие основное понятие режима работы залежи: аномально высокие давления, взаимосвязь фильтрационно-емкостных свойств с энергетической характеристикой пластов и интерференция между скважинами на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения и Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Величина пластового давления определяется за счет основных факторов, которые зависят от типа флюидной системы. Первым выделим элизионные флюидные системы (ЭФС). Они обуславливаются движением углеводородов и подземных вод под контролем пластового давления. Такое давление чаще всего превышает гидростатическое. Действующая сила в данной системе – горное давление. А величина пластового давления предопределяется весом вышележащих слоев, степенью изолированности ЭФС, элизионными процессами и скоростью уплотнения пород. Геодинамические флюидные системы (ГФС) являются ещё одним из видов таких систем, в которых давление пластовое не равно гидростатическому давлению и как следствие не контролируется. Поэтому основные факторы, определяющие давление – это резонансные волновые процессы в геологической среде, вызванные деформационными, микросейсмическими, электрическими и магнитными полями. Причины, позволяющие определить давление в ГФС: напряжения в земной коре, которые формируют деформационно-напряженные зоны и депрессионные зоны (зоны разгрузки). [3] И как раз деформационно-напряженные зоны характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями. Они появляются вследствие наложения деформационных и высокочастотных волновых полей. Также выделяют закрытые, полужакрытые и открытые флюидные системы, во всех которых образуются аномально-высокие давления. Как результат, такие системы, где пластовое давление превышает горное давление, называются системы глубинного генезиса. Особенность таких систем – наложение двух аномалий: давление и температура. Помимо этого, величина пластового давления определяется как давление пласта, созданное в системе, и предельное давление, при превышении которого следует разрушение породы, то есть образуются горизонтальные и вертикальные трещины и как следствие увеличение объема емкостной системы. В результате этого давление пласта будет падать. Объектом изучения данного пункта было Уренгойское месторождение. Установлено, что залежь данного месторождения не является системой глубинного генезиса, так как температура в некоторых местах залежи понижается (не является аномальной) и относится к полужакрытым геостатическим элизионным флюидным системам. Эти условия подводят к следующему: давление зависит от степени уплотнения вмещающих пород-коллекторов глин и объема отжатой из них в песчаные тела воды. Также отмечается проявление геодинамической флюидной системы в некоторых районах толщи. Для определения пластового давления в зоне АВПД, к которому относится Уренгойское месторождение, был использован метод Хорнера:

$$P = \ln(T^* + t)$$

Где: T^* - усредненная продолжительность работы скважины до остановки; t – время с начала остановки. [3]

Таблица

Погрешность определения пластового давления методом Хорнера

| Пластовое давление в депрессионной зоне, Мпа | Давление насыщения, Мпа | Пластовое давление в зоне АВПД, Мпа | | Отклонение значений пластового давления, определенного по методу Хорнера от принятого, % |
|--|-------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--|
| | | замерное | определенное по методу Хорнера | |
| 20,6 | 21,3 | 60,43 | 61,823 | 1,74 |
| 20,6 | 22,6 | 60,756 | 62,396 | 0,83 |
| 23,3 | 23,2 | 60,973 | 62,324 | 0,94 |
| 28,6 | 24,7 | 61,495 | 62,324 | 0,94 |
| 29,2 | 25,9 | 61,934 | 62,917 | 0 |

По результатам, приведенные в таблице (табл.), изучим карту пластовых давлений ачимовской толщи (рис.1), где подтверждаем расположение зоны АВПД в Уренгойском месторождении, что обозначает замкнуто-упругий режим работы пласта, в тоже время как в депрессионной зоне идет переход от замкнуто-упругого режима к режиму растворенного газа.

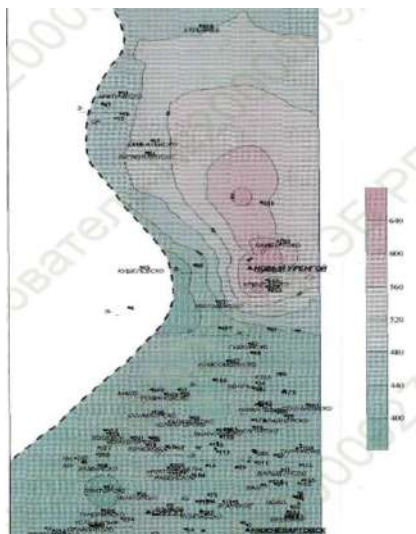


Рис. 1 Карта пластовых давлений ачимовской толщи Уренгойского МР

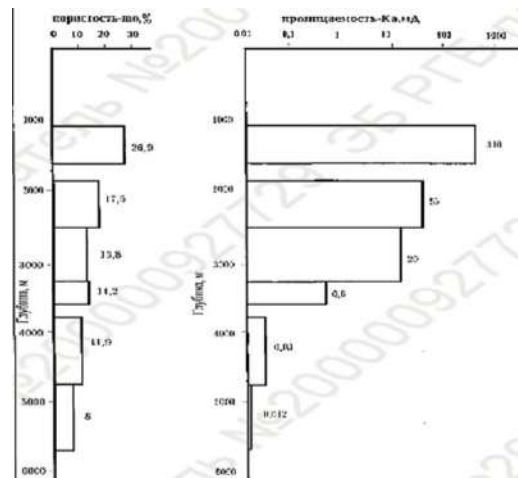


Рис. 2 Измерение пористости и проницаемости проницаемости песчано-алевритовых пород с глубиной

Стоит также исследовать фильтрационно-емкостные системы (ФЕС), которые играют важную роль при определении системы размещения скважин, режим разработки, рабочий режим эксплуатации скважин. Толща Уренгойского месторождения характеризуется клиноформным строением и сложена турбидитными, песчано-алевролитоглинистыми отложениями, косая тонкая слоистость, нарушена оползевыми текстурами, включениями обломков аргиллитов в виде гальки. Данные сведения позволяют составить гистограмму распределение пористости и проницаемости (рис 2).

Диаграмма показывает, что коллектор выдает низкие ФЕС (5 и 6 классы по А.А. Ханину). Из-за условия осадконакопления, размера зерен, степени сортировки, а также из-за вторичных процессов уплотнения, преобразования глинистых минералов и выщелачивания идут различия в ФЕС. Промышленная нефтегазоносность Ачимовской толщи имеет связь с трещинно-поровыми коллекторами и вторичными коллекторами порового типа. [3] По этим причинам можно судить влияние ФЕС на пластовое давление, а соответственно и на энергию пласта. Именно вторичные коллекторы являются причиной появления АВПД на месторождении и как следствие, образовали замкнуто-упругий режим работы залежи.

Рассмотрим ФЕС Ямбургское ГКМ. Она представлена континентальными песчано-алевролитовыми, часто слабосцементированными породами с подчиненными прослоями глин и пропластками угля. [1] Воспользуемся этой характеристикой, чтобы исследовать проницаемость пород рядом с ГВК (рис. 3).

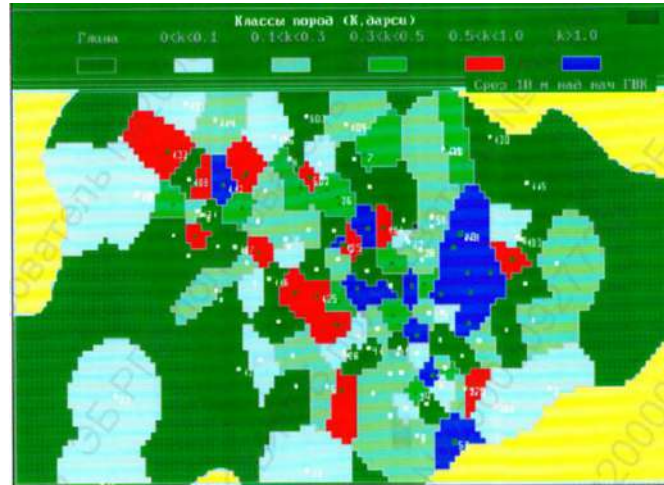


Рис. 3 Карта геологического разреза по классам пород (проницаемости) на расстоянии 10 м от поверхности ГВК сеноманской залежи Ямбургского ГКМ

В следствии влияния ГВК на пористость породы путем обводнения и разрушения структуры пород, заметно преобладание глин и класс пород с низким значением пористости. Хотя у самой толщи отмечается хорошие ФЕС, особенно высокое у песчаников и алевролитов. В целом отмечается по всему месторождению хорошие ФЕС. Так как обводнение определяет скорость подъема ГВК и является причиной падения пластового давления, определим время возможного обводнения скважин, которое можно определить через зависимость скорости подъема газ-водяного конденсата от проницаемости:

$$V=0,002+0,731 \cdot K_{пр} - \text{для пород с проницаемостью } < 500 \text{ мД}$$

$$V=0,048+0,153 \cdot K_{пр} - \text{для пород с проницаемостью } > 500 \text{ мД}$$

Так как сеноманская залежь Ямбургского МР имеют хорошую проницаемость (> 500 мД), то необходимо использовать вторую формулу. Благодаря этому можно составить графики литологического строения пласта по проницаемости пород, динамику подъема ГВК и падения пластового давления кустовых скважин (рис. 4).

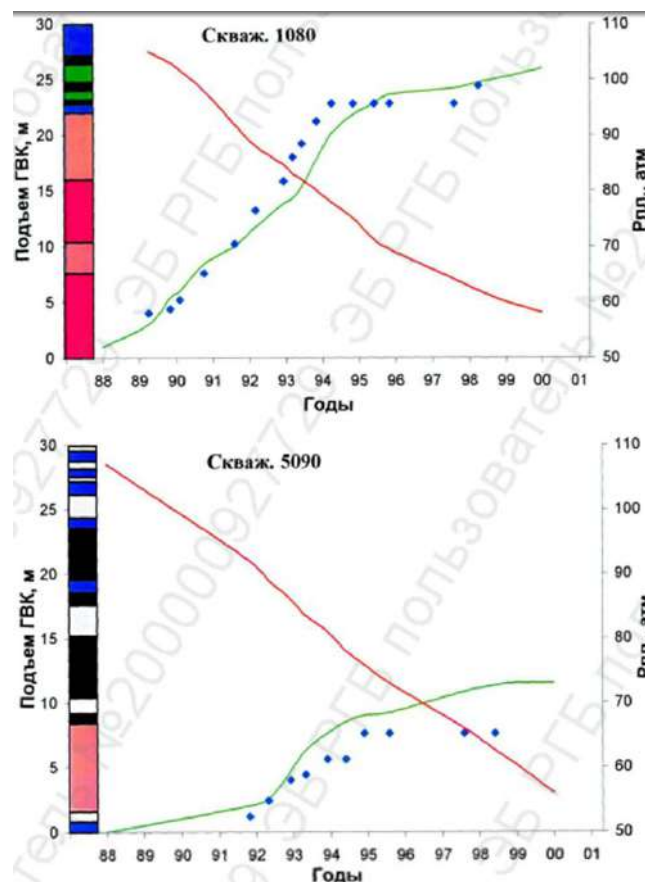


Рис. 4 Литологическое строение пласта, динамика подъема ГВК и падения пластового давления

По ним можно сделать вывод, что с увеличением проницаемости идет рост скорости подъема ГВК и как следствие ускоряется снижение пластового давления. Наблюдается изменение энергетической характеристики пласта из упруго - водонапорного в сторону водонапорного режима.

Ямбургское ГКМ вызывает интерес с точки зрения взаимодействия работающих скважин, пробуренных с поверхности на один продуктивный пласт или на разные, но гидродинамически связаны друг с другом пласты, т. е. интерференция между скважинами. Она определяется за счет расположения скважин и их количества. Интерференция напрямую влияет на скорость образования депрессионной воронки. Это явление депрессии, то есть перепада давлений в пласте, из-за чего пластовое давление падает со временем. Она начинает образовываться, начиная с пробуривания скважины. В дальнейшем эта воронка объединяется между воронками от каждой скважины, образуя одну большую депрессионную воронку. [4]. Чем ближе к эпицентру воронки, тем глубже сама воронка и ниже пластовое давление. При неправильном построении куста скважин, из-за интерференции, ускоряется процесс образования воронки, а значит и быстрее падает пластовое давление и режим работы залежи кардинально меняется с упругого на водонапорный режим.

Как итог, изучив данные показатели, которые влияют на основной параметр формирования режима работы залежи, а именно пластовое давление, можно произвести оценку энергетической характеристики пласта и спрогнозировать его дальнейшие изменения и какие методы позволят регулировать данный режим. В рассматриваемых примерах результаты исследований, приведенных выше, дали понять, что необходимо установить компенсированный отбор флюидов в Уренгойском месторождении для поддержания замкнуто-упругого режима работы залежи. В Ямбургском месторождении нужно уменьшить количество скважин в кусте для замедления процесса образования депрессионной воронки, то есть уменьшения количества интерферирующих волн, образующихся между скважинами, замедление роста ГВК и повышения пластового давления до приблизительно изначальных значений и как итог поддержания упругого режима пласта.

Литература

1. Кашпаров Ю.М. Обоснование рационального режима эксплуатации скважин при разработке залежей нефти и газа в сложнопостроенных коллекторах: автореферат дис. ... кандидата технических наук – Тюмень, 2001 г.
2. Коршунов А.Ю. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений – М.: Департамент разработки и лицензирования месторождений, 2002.
3. Пономарёв А.Н. Совершенствование методов обоснования рациональных режимов эксплуатации скважин в процессе разработки сеноманских залежей: автореферат дис. ... кандидата технических наук – Москва, 2000 г.
4. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – М.: Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2013.

ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ СМЕСИ: ПАВ, СОДЫ И ПОЛИМЕРА

В.А. Аманов

Научный руководитель - доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент развития нефтяной промышленности существует снижение эффективности разработки продуктивных пластов, с одной стороны, и повышением процента сложно-извлекаемых запасов углеводорода - с другой. В нашем государстве в течение долгих лет идет уменьшение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). В данный момент он составляет 28-33%. Одна из причин такого низкого КИН – снижение количества мероприятий по использованию новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН): газовых, микробиологических, химических, тепловых. На данном этапе для всех месторождений, также в их число входят месторождения с трудно извлекаемыми запасами, в качестве главным методом разработки является заводнение. Исходя из общемирового опыта без использования новых МУН и радикального увеличения эффективности заводнения побороть снижение нефтеотдачи будет нереально. Некоторые месторождения России, в том числе Тюменской области, находятся на поздней стадии разработки, характеризующиеся сложным строением и большим процентом остаточных запасов. Добыча запасов нефти на месторождениях может быть значительно увеличена за счет новых способов влияния на пласты.

Проект с инновационным подходом применения третичных методов увеличения нефтеотдачи, в котором используются технологии химического заводнения на основе трехкомпонентной смеси из анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера (АСП) рассчитан на 3 года разработки. В пласт, в котором уже прошло заводнение, закачивается раствор из трех химических реагентов. Сода пассивирует породу, ПАВ разбивает нефть на маленькие капли, создает густую эмульсию. Полимер выступает вытесняющим агентом. Все эти три компонента работают вместе и перед собой создают так называемый «эффект бульдозера» – нефтяной вал, который обеспечивает дополнительную добычу нефти и прирост КИН.

Необходимые условия для внедрения технологии АСП

| Характеристика | Идеальное значение | X месторождение | Предельное значение |
|------------------------------------|--------------------|-----------------|-----------------------|
| Остаточные запасы нефти, % | >40 % | больше 80 % | 20% |
| Вязкость нефти, мПа·с | 1,52-24,2 | 1,4 | 5 |
| Плотность нефти, кг/м ³ | 0,601-0,882 | 764 | 980 кг/м ³ |
| Температура пласта, °С | 47-73 | 77 | 95 |
| Минерализация воды, г/л | 12,5-200 | 16 | 271 |
| Порода | Песчаник | Песчаник | Карбонат |
| Проницаемость, мкм ² | 0,22-0,705 | 0,188 | 0,04 |

Рекомендуется производство лабораторных испытаний на образцах керна для подбора оптимальных реагентов и их химического состава с последующим опытным испытанием на одиночной скважине.

Закачку реагентов предлагается производить через водораспределительный блок (ВРБ) посредством постоянного дозирования. Заправку и обслуживание дозатора производить силами подрядной организации по химизации процессов добычи путем заключения дополнения к договору оказания услуг.

Закачка композиции в пласт осуществляется через нагнетательные скважины. Технология приготовления и закачки композиции с помощью установки УДР-32.

Подбирается композиция «ПАВ + сода + полимер», время гелеобразования которой при данной температуре больше или равно времени закачки ее в определенную зону пласта (50 м). Композиция подбирается на основании экспериментальных данных. Для этого готовятся образцы растворов, входящих в композицию с различными концентрациями полимера и сшивателя. Проводится тестирование данных композиций на определение времени гелеобразования при температуре 65°С. Время гелеобразования определяется с помощью прибора «Релаксометр».

Пусть время гелеобразования выбранной композиции при температуре 65°С составляет 37 суток (цифра выбрана не случайно, это время необходимо для продвижения гелевого экрана на расстояние 50 метров от забоя нагнетательной скважины в глубину пласта).

Кернодержатель с композицией помещается в термошкаф с температурой 65°С на 37 суток (время гелеобразования композиции). После чего через керн прокачивается вода при расходе, реализуемом в зоне установки гелевого экрана, с замером давления закачки. Начальным градиентом давления $\Delta P/l$ для полимерной композиции является давление, при котором начинается фильтрация воды через гель. [1]

Таким образом, предложен новый метод увеличения нефтеотдачи на основе трехкомпонентной смеси АСП X месторождению. Благодаря данному методу можно дополнительно добыть 90% остаточной нефти после заводнения.

Литература

1. Иванов Е.Н.; Кононов Ю.М. – Выбор методов увеличения нефтеотдачи на основе аналитической оценки геолого–физической информации // Геология нефти и газа: ежемесячный научно-технический и производственный журнал. – М., 2011. – № 12, – С. 149-154.

ОСОБЕННОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

И.В. Аникин

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство крупных месторождений России находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется снижением уровня добычи и ростом обводненности извлекаемого флюида. Значения текущих коэффициентов извлечения нефти (КИН) в большинстве случаев ниже проектных, следовательно, в пластах имеются слабо охваченные разработкой остаточные запасы. В таких условиях дальнейшее использование ранее эффективных систем воздействия ведет к потерям извлекаемых запасов. Вовлечение этих запасов в процесс дренирования с помощью методов регулирования позволит продлить экономически выгодную и технологически оптимальную эксплуатацию месторождений на поздней стадии разработки.

При выявлении расхождений проектных и фактических показателей разработки проводят геолого-технические мероприятия (ГТМ) для достижения планируемых уровней добычи нефти. Под регулированием разработки нефтяного месторождения следует понимать сочетание ГТМ, которое может быть проведено без изменения или с частичным изменением системы заводнения относительно проектной. При работе пласта на стационарном режиме образуется система движения вытесняющего агента по наиболее проницаемым частям пласта при этом низкопроницаемые зоны остаются непромытыми. Чтобы вовлечь в процесс дренирования неохваченные извлекаемые запасы нужно изменять гидродинамический режим фильтрации.

Основными методами регулирования разработки на поздней стадии являются:

1. использование повышенных давлений нагнетания воды;
2. метод изменения направления фильтрационных потоков;
3. применение циклического воздействия на пласт;
4. управление режимами эксплуатации скважин;
5. разукрупнение объектов разработки по коллекторским свойствам;
6. уплотнение сетки скважин;
7. ограничение притока попутнодобываемой воды.

При увеличении анизотропии свойств пласта и геологической неоднородности объектов коэффициент охвата пласта заводнением и КИН резко уменьшаются. По высокопроницаемым каналам закачиваемый агент прорывается к добывающим скважинам, а нефть застаивается в пропластках с низкой проницаемостью. Современные гидродинамические методы регулирования заводнения позволяют вовлечь в разработку зоны с затронутыми извлекаемыми запасами, но их применение успешно лишь в определенных геологических и физических условиях. В условиях высокой обводненности эти методы не обеспечивают полный охват пласта заводнением, что особенно влияет на эффективность применения этих методов на завершающих стадиях. В таблице приведены основные методы регулирования разработки заводнением в обводненных пластах. Приведенные методы обычно применяются комплексно.

Приведенные методы являются основными, вариации которых могут изменяться в широких пределах с применением других физико-химических методов повышения нефтеотдачи и методов интенсификации притока. Наиболее актуальными в условиях ограниченного финансирования являются технологии по повышению нефтеотдачи в уже существующем фонде скважин, т.е. применение гидродинамических и физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Безусловно, внедрение новых и оптимизация уже существующих методов регулирования разработки должны опираться на тщательный анализ процессов, происходящих в реальных пластах.

Таблица

Основные методы регулирования разработки, применяемые в условиях значительной обводненности

| Название метода | Критерии успешного применения | Влияние на коэффициент охвата | Обводненность, при которой применяется метод, % | Недостатки метода |
|--|--|---|---|--|
| Повышенные давления на линии нагнетания | возможность повышения давления нагнетания до 0,8-0,9 горного; проницаемость пласта $\geq 0,3$ мкм ² | повышение значений градиентов давления | $\leq 75-85$ | возможность разрыва пласта, приводящего к образованию трещин; не обеспечивается полный охват пласта на поздней стадии разработки |
| Форсирование отбора жидкости (ФОЖ) из пласта | наличие активной водонапорной системы; высокие значения продуктивности скважин и забойных давлений; поздняя стадия разработки с высокой обводненностью; скважины, не имеющие нарушения целостности колонны и цементного кольца | повышение значений градиентов давления | 75-90 | применение высокопроизводительных электронасосов, либо штанговых насосов, работающих с полной нагрузкой; перед применением необходимо проводить работы по выравниванию профилей притока и приемистости |
| Разукрупнение объектов разработки по коллекторским свойствам | высокие значения неоднородности пластов | уменьшение влияния неоднородности пластов | нет ограничения | применение метода только в геологически неоднородных пластах |
| Изменение направления потоков фильтрации | наличие резерва мощности насосных станций; наличие активной системы заводнения | увеличение охвата процессом фильтрации | $\leq 75-85$ | использование метода только на отдельных участках месторождения; применение метода теряет эффективность при длительном использовании |
| Циклическое воздействие на пласт | наличие маловязких нефтей; наличие мощных слоисто-неоднородных пластов, обладающих хорошей гидродинамической связью; гидрофильность коллекторов | изменение градиента пластового давления | 70-80 | |

**СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

| | | | | |
|--|--|---|--------------|---|
| Уплотнение сетки скважин, а также перевод нагнетательных скважин в ряды добывающих | наличие сетки скважин, обеспечивающей полное извлечение дренируемых запасов; возможность очагового заводнения; наличие обводненных и бездействующих скважин; высокая геологическая неоднородность объектов | повышение значений градиентов давления; перенос фронта вытеснения | $\leq 80-90$ | значительная стоимость; сокращение периода эксплуатации скважин вследствие быстрого продвижения фронта вытеснения |
| Ограничение притока попутной воды | низкая вертикальная проницаемость; наличие трещин пересекающих водоносные горизонты; высокопроницаемого пропластка; наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов | изменение направления движения потока закачиваемых жидкостей | > 70 | ограниченность метода в пластах с низкой анизотропией и в однородных изотропных пластах |

Современные методы регулирования процесса разработки, применяемые с учетом определенных геолого-физических условий, позволяют вовлечь в процесс дренирования остаточные извлекаемые запасы в невыработанных участках пласта, что повышает коэффициент охвата заводнением и коэффициент нефтеизвлечения в целом. Правильное представление геологического строения пластов эксплуатационных объектов позволит успешно решать проблемы доизвлечения остаточных запасов, что способствует повышению технико-экономической эффективности нефтедобычи.

Литература

1. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО "Недра- Бизнесцентр", 1999. – 285 с.
2. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб. - метод. пособие/ Юшков И.Р. Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
3. Васильев Д.М. Обоснование избирательной системы заводнения слабовыработанных обводненных пластов месторождений Нижневартовского свода: дисс. канд. техн. наук / Д. М. Васильев. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. 124 с.
4. Муслимов Р.Х. Решение фундаментальных проблем нефтяной отрасли России – основа масштабного перехода к инновационному развитию. Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 151-158
5. Жеребцов Е.П., Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов при заводнении пластов на поздней стадии разработки: дисс. канд. техн. наук / Е.П. Жеребцов - Альметьевск, 2000. - 236 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО КОЭФФИЦИЕНТА ДИКСТРА-ПАРСОНСА ДЛЯ
УЧЕТА ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В ДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ ПРИ ВЫБОРЕ
ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ**

Д.А. Балашов

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с тем, что в настоящее время добыча нефти по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции падает, которая вносит огромный вклад в добычу нефти из терригенных коллекторов, остаются перспективными провинции, которые характеризуются немалыми долями запасов в карбонатных коллекторах, такие как Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Прикаспийская и Восточно-Сибирская НПП. Уже намечен курс на активное вовлечение в добычу незатронутых участков этих провинций, что приведет к потребности детальной оценки месторождений с карбонатным порово-трещиноватым коллектором.

Полноценное моделирование таких объектов требует внедрения в модели более сложных связей для учета двойной среды, что является достаточно трудозатратным. Поэтому возникает необходимость в более простых способах учета двойной фильтрации с помощью аналитических подходов.

В работе была оценена применимость модифицированного коэффициента Дикстра - Парсонса для учета влияния трещин в 2Д гидродинамическом симуляторе на синтетическом элементе пятиточечной системы разработки.

В первую очередь необходимо получить модифицированный коэффициент (V_{dp}), который рассчитан на профиле проницаемости с учетом проницаемости раскрытых трещин. Для этого необходимо определить густоту трещин (Γ). При работе с реальными месторождениями сделать это можно с помощью микросканера. Для синтетической модели, используемой в работе, густота трещин составляет 50 шт/м с раскрытием трещин, равным 0.001м (δ). Скорость фильтрации флюида по трещине может быть рассчитана по формуле Буссинеска, соединяя которую с уравнением Дарси, абсолютная проницаемость трещины может быть рассчитана как:

$$k_{\tau} = \frac{\phi_{\tau} \cdot \delta^2}{12} = \frac{\Gamma \cdot \delta^3}{12} = 4.17 \text{ Д,} \quad \text{где } \phi_{\tau} = 0.05$$

Таким образом, профиль проницаемости на метр без учета трещин и с их учетом будет выглядеть как на рис. 1.

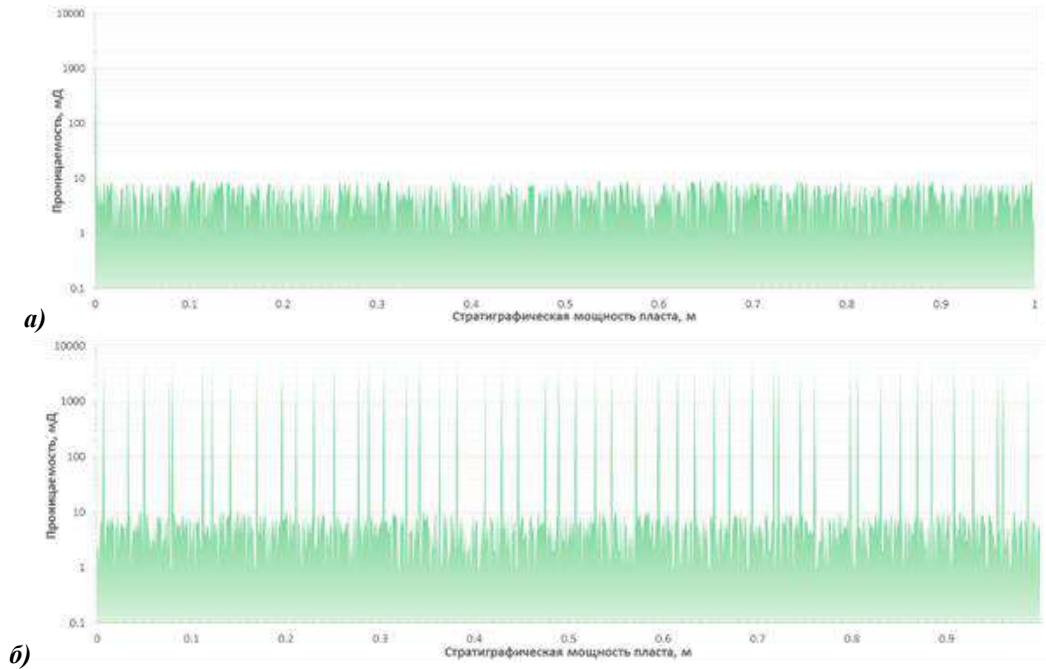


Рис. 1 Профиль проницаемости на метр в скважине: а) профиль проницаемости матрицы; б) суммарный профиль проницаемости с учетом раскрытия трещин

На базе профилей проницаемости рассчитаны коэффициенты Дикстра – Парсонса как:

$$V_{dp} = \frac{k_{0.5} - k_{0.841}}{k_{0.5}} = 0.6$$

$$V_{dp_M} = \frac{k_{0.5_M} - k_{0.841_M}}{k_{0.5_M}} = 0.67$$

Восстановленные через коэффициенты Дикстра - Парсонса относительные фазовые проницаемости, нормированные на фазовую проницаемость, представлены на Рисунке 2. Концевые точки заданы типовыми для карбонатного порово-трещиноватого коллектора ($S_{wc} = 0.1$, $S_{or} = 0.15$, $k_{rw}' = 1$, $k_{wo}' = 0.9$).

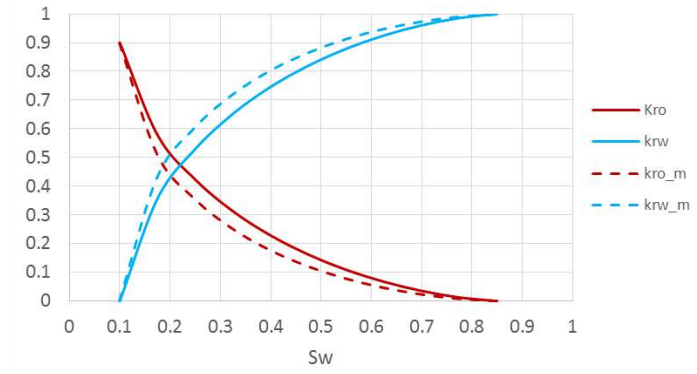


Рис. 2 Фазовые проницаемости

Для сравнения был смоделирован элемент пятиточечной системы разработки с горизонтальными добывающими скважинами, так как карбонатные коллектора зачастую характеризуют массивные залежи с подстилающей водой, и применение ГС при сниженной депрессии является актуальным.

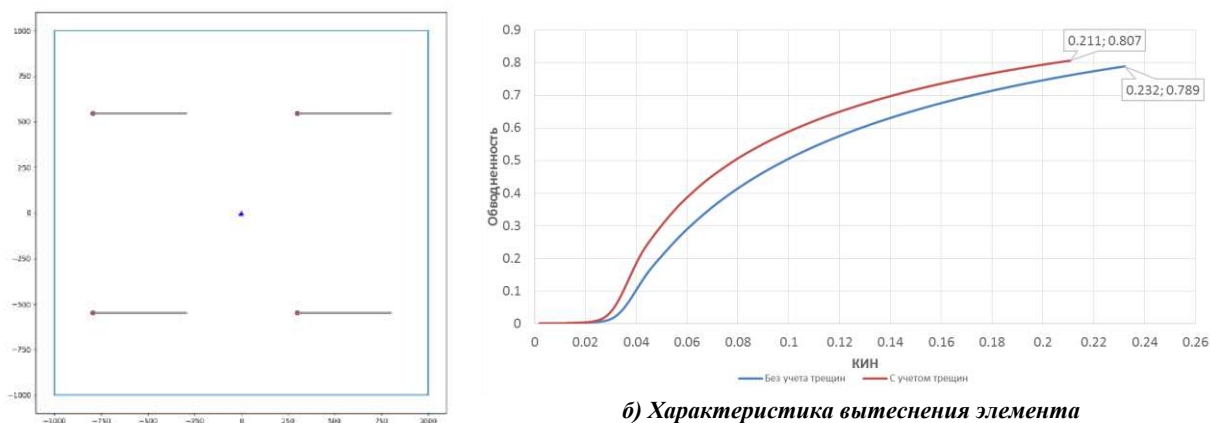


Рис. 3 Гидродинамическое моделирование на элементе разработки

Результат моделирования при использовании полученных фазовых проницаемостей представлен на Рисунке 3б. Очевидно, что модель с модифицированным коэффициентом Дикстра – Парсонса является более консервативной, и за время расчета, равное 25 годам, достигнутый КИН составил 0.211, при 0.232 для модели без модифицирования фазовых проницаемостей. Более того, происходит более серьезный прорыв воды от ППД, что влияет на NPV.

Таким образом, метод можно считать применимым для простых моделей с достаточно высокой степенью неопределенности, например, при вероятностных расчетах разработки. Однако учитывая достаточно серьезные предположения при использовании этого подхода, следует обдуманно относиться к полученным результатам и сравнивать его с историей работы скважин.

Литература

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. -М. Недра, 1986. - 608 с.
2. Дейк Л.П., Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. -М. ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. -570 с.
3. Louis H. Reiss, The reservoir engineering aspects of fractured formations. – Paris, 1080. – 110р.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА ПО ТЕХНОЛОГИИ NiWAY НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Баскакова, К.А. Филиппов

Научный руководитель - старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Благодаря развитию технологии гидроразрыва пласта (ГРП) за последние несколько лет, извлечение запасов из пластов низкопроницаемых и залегающих на большой глубине становится не только реальным, но и позволяет достигать высоких значений коэффициента извлечения нефти, а также оптимизировать процесс притока пластового флюида к скважине. Цель гидроразрыва, помимо создания набора трещин в породе, на сегодняшний день заключается в управлении инициированием трещин и обеспечении максимально возможной проницаемости после проведения работ [2].

Основной целью гидроразрыва пласта является создание высокопроводящих путей потока выходящих пластовых флюидов. Поэтому необходимо создать достаточно высокую проводимость для трещин, чтобы гарантировать оптимальную производительность добывающих скважины [4]. В случае традиционного ГРП это достигается путём закачки в пласт пропанта и создания с его помощью проводящих каналов. Качество проведенной обработки зависит в первую очередь от качества, используемого пропанта. Трещины «подпираются» открытыми пропантом, поступающим в пласт со специально разработанными жидкостями разрыва, состоящими в основном из воды и различных химических веществ, чтобы обеспечить экономически жизнеспособную добычу углеводородов. Кварцевый песок является основной составляющей пропанта (примерно на 80% от общего объема), за ним следуют песок с полимерным покрытием и керамические пропанты [3].

Технология NiWAY - это революционный вид гидроразрыва пласта. Шаг вперед технологии NiWAY заключается в том, что в данном случае прямой пропорциональности между качеством пропанта и эффективностью ГРП нет. Это обеспечивается созданием открытых каналов внутри трещины, что позволяет существенно повысить гидравлическую проводимость пластовых флюидов по сравнению с традиционной обработкой (рис. 1). В трещине хайвей пропант размещается неоднородно в виде пропантных «колонн», окруженных открытыми каналами.

Следовательно, в HiWAY пропант служит не проводящей средой, а поддерживающим агентом для предотвращения замыкания стенок трещин вокруг каналов.

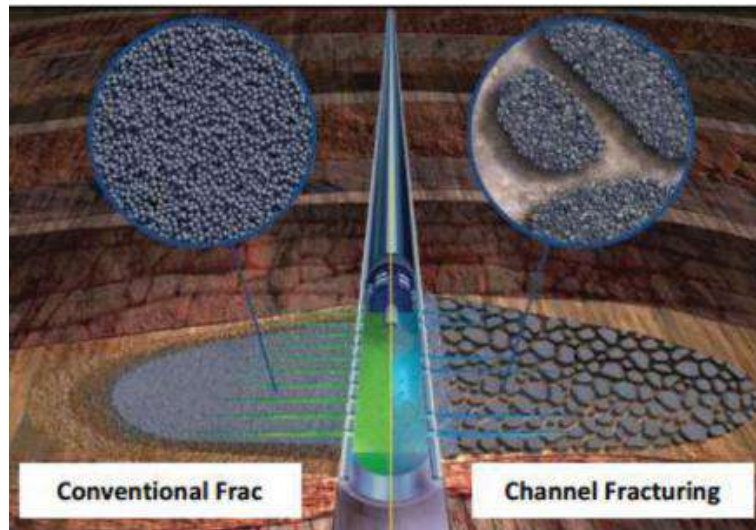


Рис. 1 Схема традиционного гидроразрыва и гидроразрыва по технологии HiWAY [4]

Увеличение проводимости в данном случае производится за счёт создания стабильных открытых каналов, которые в сравнении с традиционным ГРП, меньше подвергаются воздействию внешнего давления. Гетерогенные конгломераты инжектированного пропанта могут поддерживать открытость для транспортировки пластовых флюидов с гораздо меньшим сопротивлением течению. Для предотвращения диспергирования пропанта вводят конгломераты волокнистых материалов. Он связывает между собой пропант, создавая тем самым более плотную и устойчивую к внешнему давлению систему, что позволяет поддерживать открытость трещины на необходимом уровне. Серия открытых каналов внутри гидроразрывов достигается с помощью комплексного подхода к оптимизации графика течения. В результате неоднородного распределения пропанта достигается проводимость трещины в несколько раз больше, чем в обычном непрерывном размещении пропанта [4].

Каналы в трещине создаются за счет сочетания специфического графика закачки, схемы перфорации, дизайна гидроразрыва пласта и волоконной технологии. Хотя HiWAY имеет некоторые сходства с традиционной технологией ГРП, он имеет множество уникальных особенностей, требований и процедур, и поэтому применение HiWAY влияет на полный цикл проектирования, выполнения, оценки эффективности ГРП [1].

График закачки HiWAY показан на рисунке 2. Расписание основано на графике закачки традиционного ГРП, главным образом разница заключается в том, что пропант подается короткими импульсами в течение всех стадий кроме последней.

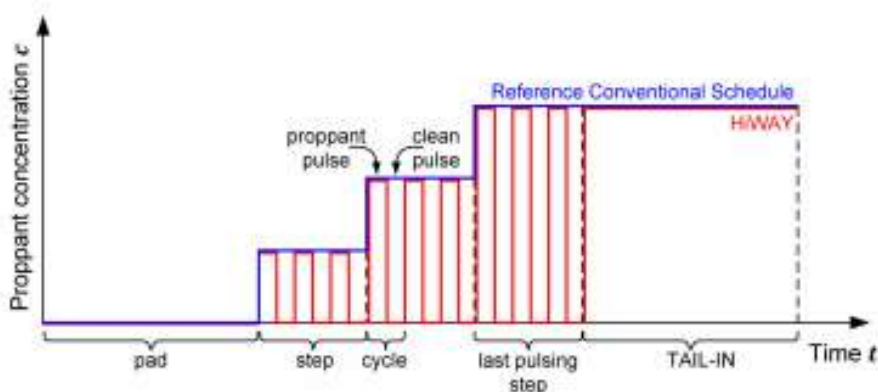


Рис. 2 Пример графика прокачки HiWAY [1]

Внутри каждой стадии пропант подается с плановой концентрацией, количество импульсов зависит от необходимого объема прокачки. Существует два типа импульсов: пропантный импульс (грязный) и чистый импульс (без пропанта, только жидкость разрыва). Два соседних импульса образуют цикл. Импульсы характеризуются концентрацией (которая определяется стадией) и длительностью. Последняя пропантная стадия («tail-in»), проводится как в традиционном ГРП, без импульсной подачи песка и без подачи фибера. Это делается для достижения безопасной и надежной связи между трещиной и стволом скважины.

Данная технология нашла широкое применение на территории Западной Сибири и активно используется как один из способов многостадийного ввода в эксплуатацию новых скважин. В сравнении с традиционным ГРП

данная технология позволяет сократить расход пропанта при прочих равных условиях, а также обеспечить больший прирост дебита нефти по итогам проведения ГРП.

Литература

1. HiWAY Operational Guidelines, Novosibirsk Technology Center\Oleg Medvedev, Alexander Mikhaylov, Konstantin Lyapunov\Schlumberger\Release Date:13-Sep-2017
2. Jin, Xiaochun & Shah, Subhash & Sheng, Mao. (2012). Hydraulic Fracturing Model Based on Nonlinear Fracture Mechanics: Theory and Simulation. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 5. 10.2118/159909-MS.
3. Koplos, Jonathan & Tuccillo, Mary Ellen & Ranalli, Brent. (2014). Hydraulic fracturing overview: How, where, and its role in oil and gas. Journal - American Water Works Association. 106. 38-56. 10.5942/jawwa.2014.106.0153.
4. Wang, Wendong & Yuan, Bin & Yuliang, Su & Sheng, Guanglong & Yao, Wei & Gao, Hui & Wang, Kai. (2017). A composite dual-porosity fractal model for channel-fractured horizontal wells. Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics. 12

ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ С ПОМОЩЬЮ ПОСТРОЕНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ

А.О. Безуглов, В.П. Соломатин

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: В данной статье описывается подход к определению коэффициента остаточной нефтенасыщенности на основании зависимостей. Рассматриваются прочие методики определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности.

Ключевые слова: коэффициент остаточной нефтенасыщенности, лабораторные исследования керна, проект разработки месторождения, коэффициент корреляции.

Введение

На данный момент в работах, связанных с подсчетом запасов углеводородов и созданием проектной документации на разработку нефтяных месторождений, для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$) требуется приводить обоснование с использованием математических зависимостей для возможности изменения $K_{он}$ в зависимости от геолого-физических характеристик объектов разработки. В свою очередь $K_{он}$ непосредственно влияет на значение коэффициента извлечения нефти, коэффициента вытеснения и на общие извлекаемые запасы, поэтому неточности при его определении могут привести либо к потере потенциально возможной прибыли для недропользователя, либо, наоборот – к лишним материальным издержкам [2].

Среди существующих методов определения значений $K_{он}$ имеется способ построения определения через построение зависимости $K_{он} * \rho_{ого} = K_{нн} * \rho_{ого}$ [3]. Умножение обоих значений $K_{он}$ и $K_{нн}$ искусственно завышает коэффициент корреляции, поэтому не рекомендуется для применения. Обратный расчет значений $K_{он}$ с использованием уравнения линии тренда графика показывает отклонение от исходных значений в пределе от 4 до 120%.

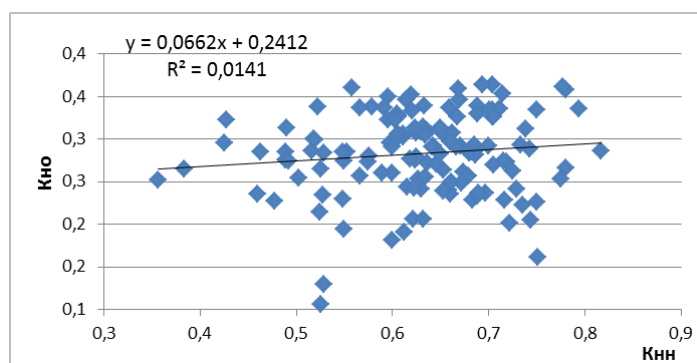


Рис. 1 График распределения значений коэффициента остаточной нефтенасыщенности в зависимости от значений коэффициента начальной нефтенасыщенности

Другим способом определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности является усреднение значений керновых исследований. Проблемой данного метода может являться перенасыщение керновых образцов в лабораториях, особенно при насыщении с помощью центрифугирования, как следствие – завышенные значения $K_{он}$, которые в дальнейшем могут негативно отразиться на определении коэффициента вытеснения и коэффициента извлечения нефти [1].

Авторским вариантом для определения $K_{он}$ является получение зависимости значений $K_{он}$ от связанных с ним величин, таких как коэффициент начальной нефтенасыщенности ($K_{нн}$), пористости или проницаемости.

При построении общей зависимости $K_{он}$ от $K_{нн}$ мы получаем сильный разброс значений и низкий коэффициент корреляции (0,014), указывающий на отсутствие зависимости между величинами (рисунок 1). Следовательно, данный способ не может использоваться в исходном виде и требует преобразований.

В результате исследовательской работы для оптимизации метода определения значений $K_{он}$ было принято использовать разбиение значений $K_{нн}$ керновых исследований по интервалам с шагом 0,05. Таким образом, каждому интервалу коэффициента начальной нефтенасыщенности соответствовало среднее значение всех керновых исследований, лежащих в данном интервале. Значения $K_{но}$ были получены таким же методом. В результате получился график зависимости с коэффициентом корреляции (0,8387), указывающим на наличие более заметной зависимости. График представлен на рисунке 2.

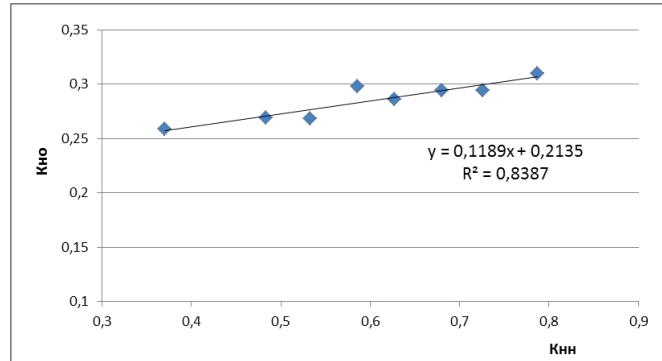


Рис. 2 График распределения средних по интервалам значений коэффициента остаточной нефтенасыщенности в зависимости от средних значений коэффициента начальной нефтенасыщенности

Коэффициент корреляции, полученный данным методом, показывает значительную сходимость данных. Значения $K_{он}$, полученные путем подставления данных в уравнение линии тренда $y = 0,1189 \cdot x + 0,2135$, являются адекватными для пластов группы А и Б в Западной Сибири (таблица). Следовательно, во время проведения работ по подсчету запасов или созданию проектных документов, возможно применения данной методики для обоснования значений коэффициента остаточной нефтенасыщенности.

Таблица

Значения коэффициентов остаточной нефтенасыщенности, рассчитанные по группам пластов

| Пласты группы А | Кон | Пласты группы Б | он |
|-----------------|-------|-----------------|-------|
| A2(1) | 0,267 | Б0 | 0,279 |
| A3 | 0,265 | Б4(1) | 0,266 |
| A4(1) | 0,262 | Б4(2) | 0,263 |
| Пласты группы А | Кон | Пласты группы Б | он |
| A4(2) | 0,273 | Б4(3) | 0,268 |
| A4(3) | 0,263 | Б5(1) | 0,266 |
| A5(1) | 0,261 | Б5(2) | 0,269 |
| A5(2) | 0,267 | Б5(3) | 0,262 |
| A5(3) | 0,261 | Б5(4) | 0,262 |
| A6 | 0,269 | Б6(1) | 0,268 |
| A7 | 0,268 | Б6(2) | 0,261 |
| A9 | 0,263 | Б7(1) | 0,269 |
| A10 | 0,262 | Б7(2) | 0,266 |
| Средн. | 0,265 | Б7(3) | 0,261 |
| | | Б8(1) | 0,261 |
| | | Б8(2) | 0,267 |
| | | Б8(3) | 0,262 |
| | | Б9(1) | 0,265 |
| | | Б9(2) | 0,266 |
| | | Б10 | 0,265 |
| | | Б11 | 0,273 |
| | | Б12 | 0,274 |
| | | Б12(1) | 0,268 |
| | | Б13 | 0,272 |
| | | Средн. | 0,267 |

Литература

1. Борисов Б.Ф., Лепешкина О.Ю., Кузнецов А.М. Анализ результатов исследования коэффициента вытеснения высоковязкой нефти водой из пласта В1 турнейского яруса на месторождениях Самарской области // Нефтяное хозяйство. -2015. -№ 7. -С. 104-106.RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.
2. Борисов Б.Ф., Лепешкина О.Ю., Кузнецов А.М. Обобщение данных о коэффициенте вытеснения высоковязкой нефти водой из пласта А4 башкирского яруса месторождений Самарской и Ульяновской областей // Нефтяное хозяйство. -2015. -№ 2. -С. 66-68.
3. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю1 Нижневартовского свода) // Бурение и нефть. -2014. -№ 7-8. -С.28-32.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТРЕХФАЗНОГО СЕПАРАТОРА НА УСТАНОВКЕ
ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Н.К. Богатырев

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефть, извлекаемая из скважин, содержит пластовую воду с растворёнными солями, газы органического (от CH_4 до C_4H_{10}) и неорганического (H_2S , CO_2) происхождения, механические примеси (песок, глина, известняк). Перед транспортировкой потребителям от нефти отделяют газы, механические примеси, основную часть воды и солей. На отечественных нефтепромыслах эксплуатируются различные системы промышленного сбора и транспортирования сырой нефти, отличающиеся условиями перемещения нефти, схемой подготовки нефти. На смену негерметизированным схемам, эксплуатация которых была связана с потерями газа и легких фракций, пришли различные герметизированные высоконапорные системы. Сырая нефть под собственным давлением поступает в групповые замерные установки, где происходит измерение количества нефти. Затем нефть перемещается на дожимную насосную станцию, в составе которой имеются сепараторы для отделения газа и воды от нефти. Газ поступает на газоперерабатывающий завод, а нефть – на установку подготовки нефти (УПН). Вода очищается на установке и закачивается обратно в пласт. В данном проекте рассматривается установка подготовки нефти, предназначенная для электрообессоливания и обезвоживания с последующей сдачей подготовленной нефти на Приемо-сдаточный пункт (ПСП), а затем в магистральный нефтепровод. Цель выпускной квалификационной работы – спроектировать установку подготовки нефти с производительностью 960 тыс. тонн/год. Проектируемая установка подготовки нефти (УПН) предназначена для получения товарной нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 9965-76, ГОСТ Р 51858-2002 и транспортировки ее на НПС № 8 магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) с помощью насосов внешней откачки.

По физико-химическим свойствам нефть, подготавливаемая на УПН, характеризуется как особо легкая. Физико-химические свойства нефти, поступающей на УПН приведены в таблице 1.

Таблица

Физико-химические свойства нефти

| Наименование | Значение |
|--|---------------|
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3 | 0,733 |
| Плотность нефти при условиях сепарации, т/м^3 | 0,817 |
| Плотность нефти при однократном разгазировании, т/м^3 | 0,836 |
| Газосодержание при однократном разгазировании, $\text{м}^3/\text{т}$ | 339,52 |
| Газовый фактор при условиях сепарации, $\text{м}^3/\text{т}$ | 299,86 |
| Объемный коэффициент при условиях сепарации, доли ед. | 1,430 |
| Вязкость кинематическая нефти, $\text{мм}^2/\text{с}$ | |
| -при 20 °С | 10,1 |
| -при 50 °С | 4,3 |
| Вязкость динамическая нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$ | |
| -при 20 °С | 8,4 |
| -при 50 °С | 3,6 |
| Содержание серы, % масс. | 0,3 |
| Содержание парафина, % масс. | 1,28 |
| Температура плавления парафина, °С | 53,4 |
| Содержание смол силикагелевых, % масс. | 2,01 |
| Содержание асфальтенов, % масс. | 0,05 |
| Содержание механических примесей, % масс. | 0,023 |
| Содержание хлористых солей, % масс. (мг/дм^3). | 0,0064 (53,2) |
| Содержание сероводорода, % масс. | отс. |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | 21,5 |

Требуемые характеристики товарной нефти и пластовой воды. Нефть должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Технические условия». Согласно указанного ГОСТа подготовленная нефть (при

поставке потребителю в России) с массовой долей серы 0,3 % масс. (класс 1), с плотностью при 20 °С 817,0 кг/м³ (тип 0), с массовой концентрацией хлористых солей 53,2 мг/дм³, с массовой долей воды 0,5 %, с давлением насыщенных паров 27,3 кПа, с содержанием механических примесей 0,023 % (группа 1), при отсутствии сероводорода (вид 1) обозначена 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002. Требуемые показатели качества товарной нефти согласно ГОСТ Р 51858-2002 представлены в таблице.

Вода, закачиваемая в пласт должна удовлетворять условиям:

– содержание ТВВ, не более (согласно ОСТ 39-225-88) 40 мг/л;

– содержание нефтепродуктов, не более 50 мг/л.

На проектируемой установке производится подготовка нефти, и ее транспортировка на пункт сдачи-приема Дулисьминского месторождения. На первом этапе обустройства Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения продукция скважин будет поступать на УПН по однотрубной нефтегазосборной системе. Продукция скважин – газожидкостная смесь (ГЖС) – с рабочим давлением 0,6 МПа и температурой (0-5) °С поступает через электроприводные задвижки на фильтры. Перед фильтрами в газожидкостную смесь от добывающих скважин дозировочными насосами блока УДХ-1 по трубопроводу, через узел ввода реагента подается деэмульгатор «Флэк-Д-012» для лучшего расслоения водонефтяной эмульсии. После фильтров ГЖС поступает через задвижки во входной сепаратор (С-0/1 V=50 м³), в котором при рабочем давлении 0,6 МПа осуществляется частичная дегазация продукции скважин. Технологический уровень жидкости в сепараторе С-0/1 поддерживается с помощью регулирующего клапана, установленного на выходном из С-0/1 нефтепроводе. После входного сепаратора водонефтяная эмульсия с растворенным попутным газом через регулятор уровня направляется на подогрев в путевой подогреватель ПП-1,6 для подогрева до 45 град. °С. Технологической схемой УПН предусмотрена возможность подогрева газожидкостной смеси до температуры плюс 45 °С. Обводненная нефть поступает в подогреватели ПП-1/1,2 через отключающие электроприводные задвижки и подогретая через отключающие электроприводные задвижки, направляется в сепаратор водоотделитель С-1/1, при этом электроприводная задвижка закрыта. В трехфазный сепаратор водоотделитель С-1/1 поступает нефть, где при рабочем давлении 0,4 МПа и температуре 45 °С осуществляется дальнейшая дегазация продукции скважин и сброс пластовой воды. Далее нефть из сепаратора водоотделителя С-1/1 направляется в сепаратор обезвоживания и обессоливания С-2/1. Технологический уровень жидкости в сепараторе С-1/1 поддерживается с помощью регулирующего клапана, установленного на выходном из С-1/1 нефтепроводе. Рабочее давление в аппарате равное 0,4 МПа поддерживается регулятором давления, который установлен на газопроводе из С-1/1 на факел высокого давления. На выходе из С-1/1 нефтепроводе установлены смесители пресной воды СПВ-1, СПВ-1,2, через которые в водонефтяную эмульсию подается пресная вода для обессоливания пластовой воды, оставшейся в нефти после сброса в сепараторе С-1/1. Пресная вода из артезианских скважин с давлением 1,5 МПа через задвижку и расходомер подается в трубную часть теплообменников ТО-1/1-3. В теплообменниках вода нагревается до 40°С и подается в смесители пресной воды СПВ-1,2. В сепараторе обезвоживания и обессоливания С-2/1 при рабочем давлении 0,35 МПа и температуре 40°С осуществляется окончательный сброс воды. Из сепаратора обезвоживания и обессоливания С-2/1 нефть через регулирующий клапан, поддерживающий рабочее давление 0,35 МПа в С-2/1, задвижки поступает на концевую сепарационную установку нефти КСУ-1. В сепараторе концевой сепарационной установки нефти КСУ-1 осуществляется полное разгазирование и дегазирование нефти при рабочем давлении 0,005 МПа и температуре 35°С. Для более полной дегазации нефти в сепаратор КСУ-1 подается газ для барботажа из газосепаратора ГС-1. Из КСУ-1 подготовленная нефть поступает на прием насосов Н-1-3 насосной станции внешней откачки НВО. В насосную станцию внешней откачки нефти НВО нефть поступает через задвижки. На всасывающих трубопроводах каждого насоса установлены фильтры.

Литература

1. Леонтьев С.А. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции. – Тюмень: 5-е изд., 2010. –119 с.
2. Р.С. Сулейманов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков и др. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии и оборудование: учебное пособие. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. –450с.
3. Сарданашвили А.Г., Львова А.И. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа – М. 1965. –456 с.
4. Кузнецов А.А. Примеры расчёта процессов и аппаратов химической технологии. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Химия, 1980 –256с.
5. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химия, 1971. –784с.
6. Технологический регламент установки подготовки нефти Дулисьминского НКМ.

АНАЛИЗ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ ДЕГРАДАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (УЭЦН) ПО ПАРАМЕТРАМ И ВЫЯВЛЕНИЕ МОДЕЛЕЙ ДЕГРАДАЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЭЦН

А.В. Большунов

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Существующие методы мониторинга (простой анализ вибрации) не являются достаточным для прогнозирования начинающихся неисправностей в насосе. Состояние таких компонентов, как валы и рабочие колеса насоса, роликовые подшипники и приводные детали контролируется путем оценки конкретных вибраций, вибрации от потока возбуждения и структурный звук в роликовых подшипниках. Проверка включает в себя и операционные

параметры, такие как скорость потока, давление всасывания, выходное давление, мощность привода, скорость, контроль температуры подшипника и утечки. Информация о состоянии автоматически передается в систему диспетчеру. Для расследования обнаружения зарождающихся неисправностей в центробежных насосах, основное внимание было уделено использованию системы анализа вибрации и токовых сигналов электродвигателя.

Источники вибрации центробежного насоса:

Рабочий механизм центробежного насоса

Центробежный насос состоит из вращающихся элементов (рабочего колеса и вала насоса) и неподвижных элементов (электродвигатель и связанный с ним охлаждающий вентилятор, корпус и подшипники). Рабочий насос генерирует вибрации как механическими, так и гидродинамическими источниками. Механические источники неизменно генерируются вращением неуравновешенной массы и трением в подшипниках. Гидродинамическая вибрация обусловлена возмущениями потока жидкости и взаимодействием лопастей ротора (особенно с улиткой или направляющими лопатками). Генерируемая вибрация заставляет насос вибрировать поверхность, которая затем будет выступать в качестве увеличителя шумов, излучающих шум. Таким образом, основные механизмы, генерирующие вибрацию и шум, одинаковы. Вибрация накачки содержит как широкополосный шум, так и дискретные пики частоты [3].

Широкополосный шум относится к турбулентности потока и выделению вихрей, особенно в узкие промежутки между ротором насоса и соседними неподвижными частями корпуса. Турбулентный шум будет минимальным, когда насос работает с максимальной эффективностью. Нестандартные скорости потока создают дополнительный гидравлический шум, особенно для очень низких скоростей потока, когда происходит внутренняя рециркуляция между областями всасывания и нагнетания насоса.

Когда скорость потока превышает расчетную скорость потока, турбулентность потока и вихрь пограничного слоя усиливают друг друга и увеличиваются. Дискретные компоненты в спектре накачки обусловлены взаимодействием лопастей ротора с соседними неподвижными объектами (например, улиткой) в потоке из-за дискретного характера лопастей ротора насоса. Эти механизмы генерируют спектральные пики на частоте вращения (RF) или частоты прохода лопатки (BPF) насоса и их более высокие гармоники. В расчетной точке турбулентность потока минимальна, поэтому дискретные компоненты, особенно низшие гармоники, как правило, доминируют в спектре (рис. 1). Вдали от проектной точки турбулентный шум будет увеличиваться и в конечном итоге даже превысит тональный шум.

Источники вибрации

Все машины с движущимися частями генерируют механические силы при работе. Профиль вибрации, возникающий в результате движения, является результатом дисбаланса - всегда существует некоторый дисбаланс в реальных механизмах, в отличие от расчетов. Причины вибраций представляют серьезную проблему из-за повреждения насоса и трубопроводов. Чрезмерная вибрация в насосе может быть результатом неправильной установки или технического обслуживания, неправильного монтажа гидравлического соединения с системой трубопроводов [4].

Вибрация может быть определена как просто циклическое или колебательное движение механизма. Силы, возникающие внутри машины, вызывают вибрацию. Эти силы:

1. Изменение направления со временем. Например, сила, создаваемая вращающимся дисбалансом.
2. Изменение амплитуды или интенсивности во времени. Например, несбалансированные магнитные силы, генерируемые в асинхронный двигатель из-за неравного воздушного зазора между якорем двигателя и статором.
3. Результат трения между вращающимися и неподвижными компонентами машины.
4. Результат от ударов, таких как удары, создаваемые элементами качения подшипника, проходящего из-за дефектов в опорных дорожках качения.
5. Результат от случайно генерируемых сил, таких как турбулентность потока в устройствах для обработки жидкости (лопасти, воздухоудовки и насосы).

Когда внутреннее давление в жидкости достигает давления паров, в низком давлении образуются полости области, они разрушаются, когда они достигают места более высокого давления в насосной системе, это явление происходит за короткое время в работающем центробежном насосе. Кавитация также может вызвать вибрацию насоса. Это происходит, когда система доступна для сети, всасывающей напор (NPSHa) меньше, чем требуется для насоса (NPSHr). Показания кавитирующего насоса может включать в себя шум, колебания расхода, снижение давления нагнетания и вибрации. Это вызывает вибрации и вздутие пузырьков пара, которые вводят ударные волны в насос и сокращают жизненный цикл всех механических компонентов насоса. Компоненты, которые обычно выходят

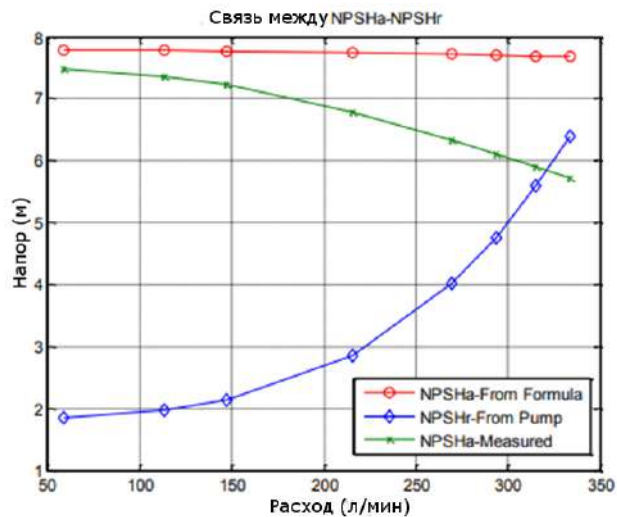


Рис. 1 Производительность насоса, связь между расходом и напором

из строя: рабочие колеса, изношенные кольца и кожухи. Если кавитация присутствует, NPSHa следует увеличить выше NPSHr путем внесения изменений в конструкцию или работу системы для уменьшения или устранения кавитации. Кавитация не всегда вызывает вибрацию насоса, а индуцированная вибрация часто бывает случайной и неизмеримой. Одной из других причин вибрации, вызванной потоком, при частоте прохождения лопасти в насосы центробежного диффузора - неподходящий радиальный зазор между рабочим колесом и спиральными лопастями. Маленький зазор может быть предпочтительным для увеличения производительности насоса, напора и эффективности. Тем не менее, это может вызвать сильные пульсации высокого давления внутри насоса и, как следствие, к высокой вибрации компонентов насоса [2].

Вибрация меняется в зависимости от условий эксплуатации. Увеличивается со временем износа рабочего колеса и потерей давления на выходе связана с потерей эффективности насоса, поэтому мощность, потребляемая насосом, либо останется неизменной, либо увеличится по мере износа. С износом регистрационные записи будут указывать на постепенное изменение производительности в течение некоторого периода времени [1]. Падение по давлению нагнетания часто сопровождается повышенной вибрацией, поскольку ограничение потока начинает вызывать кавитация (рис. 2). Если при отклонении также присутствует вибрация, в рабочем колесе может быть засорение, вызывающее физический дисбаланс.

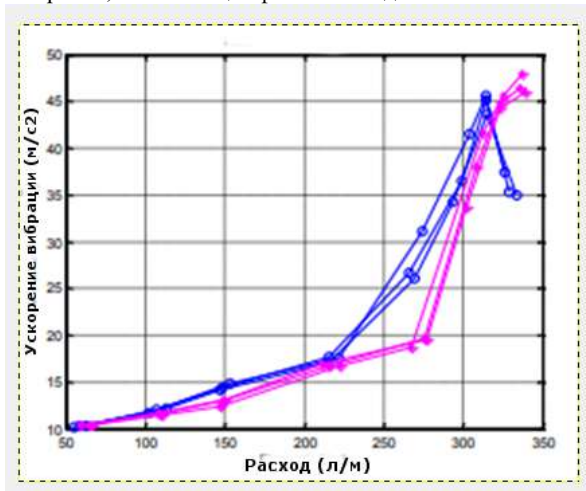


Рис.2. Зависимость расхода и ускорения вибрации

Взаимодействие крыльчатка / улитка является важным конструктивным параметром в разработке высокоэнергетических насосов. Результаты всех испытаний показывают, что уровень вибрации увеличивается с увеличением скорости потока и с различными показаниями, это связано с разным типом дефектов.

Типичные дефекты возможно графически сопоставить и выявить модель деградации, а значит и конкретный дефект, и идентифицировать место зарождающейся неисправности.

Будут проведены дальнейшие исследовательские работы для более детального изучения зависящих параметров и их корреляции и изучения использования различных методов диагностирования неисправности насосов.

Вращающийся срыв - это нестабильность потока, возникающая в большинстве типов центробежных насосов, когда расход снижается ниже расчетного значения. Помимо механических колебаний, которые могут быть вызваны срывом, генерируемый акустический шум, который, также может быть важной проблемой. Условия резонанса могут вызвать чрезмерные уровни вибрации, которые в свою очередь потенциально вредны для оборудования и окружающей среды. Насосы, их опорная конструкция и трубопроводы подвержены различным потенциальным проблемам структурной вибрации. Проблемы с вибрацией насоса обычно возникают в корпусах подшипников и опоре конструкции.

Выводы:

Эксперименты проводились на центробежном насосе высокого давления (одноступенчатый), чтобы изучить влияние на колебания давления из-за различных неисправностей рабочих колес при разных скоростях потока. Эффект на насос, производительность также рассматривается.

Литература

1. Кагарманов И. И. Особенности эксплуатации УЭЦН: Учебное пособие // Самара: ИД «РОСИНГ». – 2006. – с. 216.
2. Мищенко И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа // М.: Нефть и газ. – 2008. – 295 с.
3. Escaler X. et al. Detection of cavitation in hydraulic turbines // Mechanical systems and signal processing. – 2006. – Т. 20. – №. 4. – С. 983-1007.
4. Ковалев В. З., Архипова О. В. Методика управления энергоэффективностью и надежностью электротехнического комплекса УЭЦН // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – №. 6. – С. 188-188.

**МАГНИТНО - АКУСТИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ
НАСОСОВ (УЭЦН) В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ
ПОВЫШЕННЫХ ФАКТОРАХ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ**

А.В. Большунов

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большая часть добычи нефти в мире обеспечивается механическими способами. Установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) обеспечивается добыча, по разным оценкам, составляющая от 40-55%. Усредненный показатель гарантированной работы УЭЦН составляет 1 год, а срок службы УЭЦН от 1 года до 4х лет в зависимости от различных факторов. УЭЦН весьма дорогостоящая и может достигать 20% от стоимости скважины. Выход из строя УЭЦН влечет остановку скважины, приводит к продолжительному капитальному ремонту, что в свою очередь, приводит к большим затратам и срыву плановой добычи.

Выход из строя основных узлов УЭЦН ведет к полной неработоспособности и неремонтопригодности установки. Ранняя диагностика позволит минимизировать шанс полного выхода из строя УЭЦН. При незапланированном выходе из строя необходимой замены оборудования может не оказаться на месторождении, сроки доставки замены вышедшего из строя оборудования - это простой скважины и потеря дебита [1].

Для решения данной проблемы и минимизирования рисков необходима постоянная диагностика работы УЭЦН на протяжении всего срока службы.

В настоящее время такая диагностика возможна двумя способами:

1) Планово-предупредительная система с извлечением УЭЦН из скважины. Минусы способа:

- остановка скважины – срыв плана добычи;
- проведение спускоподъемных операции – дорогостоящие мероприятия.

2) Определение неисправности по косвенным признакам. Минусы способа:

- многофакторность интерпретации - сделать точные предсказания вероятностно сложно.

Предложенный к разработке комплекс лишен недостатков, указанных выше. Разработка программно-аппаратного комплекса ранней диагностики УЭЦН позволит:

- уменьшить вероятность внепланового выхода из строя УЭЦН;
- сократить ремонтные периоды;
- увеличить срок межремонтного периода;
- спрогнозировать модернизацию и замену оборудования с учетом фактического состояния;
- эффективно прогнозировать план по добычи нефти.

Эксплуатация УЭЦН показывает, что требуется постоянный контроль технического состояния в связи с частыми выходами из строя и отказами в работе оборудования в процессе добычи. Наиболее частыми причинами отказов являются особенности конструкции, такие как:

- протяженность установки при малом диаметре;
- плохое качество изготовления деталей установки;
- ошибки при сборке установки.

Основная доля отказов УЭЦН связана с дефектами погружного электродвигателя и блока насосов. Дефекты

ПЭД:

- несбалансированность ротора, смещение, не точная центровка;
- неправильная установка дефендеров;
- проблемы изоляции, пробой;
- несовершенство подшипников и узлов подшипников.

Тяжелые эксплуатационные условия, такие как: температура, неоднородность состава нефти, давление, играют важную роль в процессе деградации материала УЭЦН и качества его эксплуатации и продуктивности. Одним из главных факторов, влияющих на выход из строя УЭЦН, является наличие в потоке жидкости механических примесей. В связи с этим, в настоящее время на предприятиях нефтедобывающего профиля повышается интерес к мероприятиям, позволяющим диагностировать отказы, повысить срок службы и прогнозировать будущую динамику работы УЭЦН в процессе эксплуатации [3].

Для определения практической возможности применения методов магнитно - акустической диагностики УЭЦН, был спроектирован модуль, эмулирующий работу УЭЦН, схема представлена на рисунке 1. На установке, путем создания осложненных условий (наличие механических примесей), внутри камеры с лопастями, созданы условия для ускоренной деградации материала, чтобы зафиксировать деградацию и возможность идентифицировать моменты начала негативных гармоник. В установке созданы условия повышенного влияния механических примесей 10% от объема - 495 грамм песка (по 165 г в отсек О1, О2, О3).

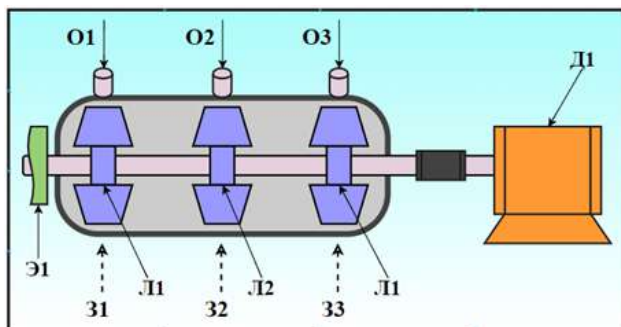


Рис. 1 Схема установки имитации УЭЦН

В ходе эксперимента полученные данные записывались в базу данных и были проанализированы графическо-аналитическим способом (рисунок 2,3) на наличие закономерностей появления негативных гармоник. Рассчитаны коэффициенты корреляции по формуле [2]:

$$r_{xy} = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum(y_i - \bar{y})^2}}$$

x_i, y_i – измеряемые параметры;
 \bar{x}, \bar{y} – выборочные средние.

Корреляция акустических и вибрационных показаний составила $r_{\text{виб.акус.}} = 0.89$.

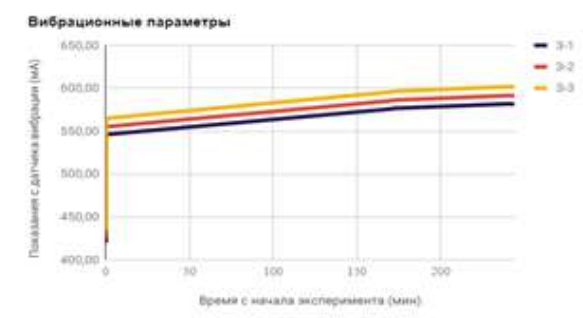


Рис. 2а График вибрационных показаний

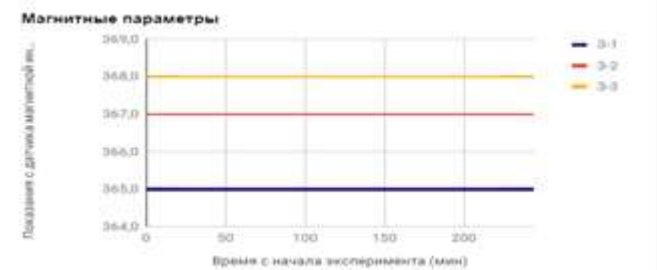


Рис. 2б График вибрационных показаний

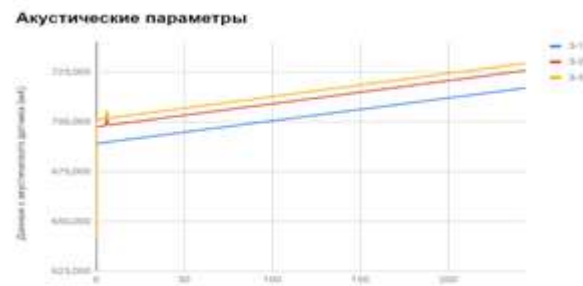


Рис. 2в График вибрационных показаний

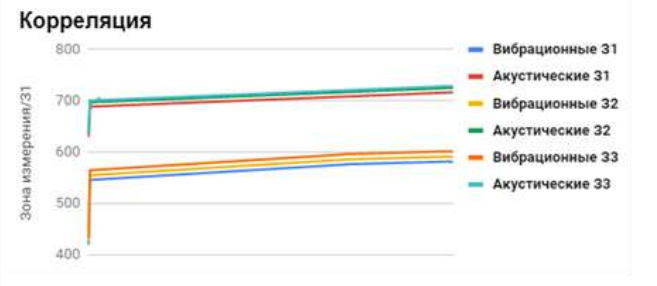


Рис. 3 Корреляция параметров

Проанализировав данные, сделаны следующие выводы:

1. Зафиксировано влияние МП на вибрационные и акустические параметры, размер и скорость проявления которых зависит от процентного соотношения МП в жидкости, дисперсности частиц, сферичности.
2. Акустические параметры коррелируются с вибрационными показателями, что подтверждается теорией снятия вибрационных показаний, т.к. показания датчика являются значениями виброперемещения. Виброперемещение – это расстояние между крайними точками перемещения элемента, вращающегося оборудования вдоль оси измерения, они показывает максимальные границы перемещения контролируемой точки в процессе вибрации. Обычно отображается размахом.
3. Для точного определения модели деградации материала требуется реализовать автоматизированный отбор показаний установки. Требуются огромные временные затраты, т.к. количество влияющих параметров (время, фракционный состав, сферичность, размерность, объем МП в жидкости перекачки, материал выполнения лопастей) весьма обширно. Выявить модель деградации в рамках данного исследования не представляется возможным.
4. Магнитные показатели не изменяются с течением эксперимента, следовательно, выявление неисправностей с помощью магнитной диагностики, на частях УЭЦН не представляется возможным.

Литература

1. Насыров А.М. Совершенствование эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях - Ижевск: РА "Парацельс", 2011. - 203 с.
2. Савенок О. Методы прогнозирования факторов затруднения нефтедобычи с осложнёнными условиями и анализ принципов информационных управляющих систем. – Litres, 2017. - 53 с.
3. Ямалиев В.У. Применение элементов теории детерминированного хаоса к решению задач технического диагностирования УЭЦН // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. УГНТУ. 2014.- №4. - С.174-191.

**ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ
НЕФТЕЙ**

Т.В. Бондаренко

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время наблюдается снижение количества легкоизвлекаемых запасов нефти, поэтому возрастает приоритет добычи трудноизвлекаемых запасов, которые составляют не менее 1 триллиона тонн. Вследствие этого необходимо внедрить новые методы современной разработки месторождений, содержащих трудноизвлекаемые запасы, что и является целью недропользователей и проектных организаций.

Понятие трудноизвлекаемые запасы относят к тяжелым нефтям, которые характеризуются плотностью нефти более $0,871 \text{ г/см}^3$, и к высоко- и сверхвязким нефтям, которые определяются вязкостью более $30,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Также стоит обратить внимание на сложность разработки и эксплуатации таких запасов, что подчеркивает их «трудноизвлекаемость».

В качестве примера по добыче трудноизвлекаемых запасов можно привести кампанию «Татнефть». В 2006 году на ОАО «ТАИФ-НК» была построена и успешно введена в эксплуатацию установка каталитического крекинга. ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» в качестве растворяющей среды использовали легкую нефть Тэбукского месторождения Тимано-Печорской провинции, дополнительным методом воздействия послужило разбавление высоковязкой нефти Ярегского месторождения легкой тэбукской нефтью. На основных канадских месторождениях Atabaska, Gold Lake, Peace River используется перспективный тепловой метод по технологии Steam-Assisted Gravity Drainage. В районах Junin и Sarabobo Венесуэлы используются вертикальные и многозбойные горизонтальные скважины, а также тепловые методы добычи по технологиям Steam-Assisted Gravity Drainage и Cyclic Steam Stimulation.

Рассмотрим основные современные, как зарубежные, так и отечественные технологии, и методы разработки высоковязких нефтей. При карьерном методе порода извлекается открытым способом, поэтому он применим для нефтенасыщенных пластов, расположенных близко к дневной поверхности, имея при этом высокий коэффициент извлечения нефти от 65 до 85 %. Для выемки породы применяют землеройные машины-экскаваторы, скреперы, бульдозеры и т.п., отмыв нефти от частиц породы производится различными способами: азрированной холодной водой, горячей водой, паром, химическими реагентами и даже методом пиролиза (Пис-Ривер, Канада (плотность $0,979 \text{ г/см}^3$, вязкость $3 \cdot 10 - 3 \text{ м}^2/\text{с}$; Атабаска, Канада (плотность $0,97 \text{ г/см}^3$, вязкость $3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$)). Шахтная разработка делится на три типа: шахтно-очистная, которая предполагает подъем углеводородонасыщенной породы на поверхность, применима для глубин до 200 м и коэффициент извлечения нефти до 45%, шахтно-скважинная, предполагающая бурение кустов вертикальных и наклонных скважин для сбора нефти в горных выработках, применима к глубинам до 400 м, но коэффициент извлечения нефти очень мал. При термо-шахтном методе используется паротепловое воздействие на пласт, для глубин до 800 м с КИН до 50% (Ярегское месторождение, Республика Коми (плотность $0,94 \text{ г/см}^3$, вязкость $12000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$)). К «холодным» методам относят метод Cold Heavy Oil Production with Sand, предполагающий добычу нефти вместе с песком за счёт осознанного разрушения слабосцементированного коллектора и создания в пласте соответствующих условий для течения смеси нефти и песка с применением установок винтовых насосов и штанговых глубинных насосов, но имеющий КИН до 10% (Ллойдминстер, Канада (плотность $0,946-1,014 \text{ г/см}^3$, вязкость $500-20000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; месторождение Каражанбас, Казахстан (плотность $0,92 \text{ г/см}^3$, вязкость более $200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), а также метод закачки растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа Vapor Assisted Petroleum Extraction. Используются пара горизонтальных скважин, одна из которых представляет собой камеру-растворитель, а другая – добывающую скважину, в которую стекает флюид за счет разжижения нефти посредством диффузии в нее растворителя, КИН доходит до 60% (месторождение Моричал, Венесуэла (вязкость более $1600 \text{ мПа}\cdot\text{с}$)). Внутрипластовое горение осуществляется частичным сжиганием нефти в пласте и ее вытеснением за счет вытеснения ее смесью углеводородных и углекислых газов путем их нагрева электрическими и химическими устройствами до высоких температур (Мордово-Карамальском месторождение, Татарстан). Процесс паротепловой обработки призабойной зоны пласта осуществляется путем периодической закачки пара, способствующего разогреву призабойной зоны пласта, а, следовательно, и снижению вязкости пластовой нефти, но из-за того, что воздействию подвергается только призабойная зона скважины КИН остается низким 15-20% (Ашалчинское месторождение, Татарстан (плотность $0,962-0,967 \text{ г/см}^3$, вязкость $2300-2700 \text{ мПа}\cdot\text{с}$). Метод Cyclic Steam Stimulation основывается на закачке пара при температуре выше $300 \text{ }^\circ\text{C}$ в течение нескольких месяцев, после чего дается время на прогрев скважины и зон пласта для дальнейшего извлечения нефти. Метод используется до тех пор, пока он остается рентабельным. Парогравитационный дренаж Steam-Assisted Gravity Drainage, упомянутый ранее, является очень эффективным способом разработки высоковязких нефтей. Данная технология требует бурение двух горизонтальных, параллельных скважин вблизи подошвы пласта (рис). Верхняя скважина предназначена для нагнетания пара в пласт для создания паровой камеры. Закачиваемый пар из-за разницы плотностей поднимается к верхней части продуктивного пласта, рост паровой камеры продолжается до достижения паром кровли пласта, после чего камера начинает расширяться в стороны. В результате теплообмена пар, нагнетаемый при $240 \text{ }^\circ\text{C}$ конденсируется в воду и стекает в нижнюю скважину с уже разжиженной от высокой температуры нефтью. Таким образом, потери тепла минимальны, что выгодно недропользователям с экономической точки зрения.

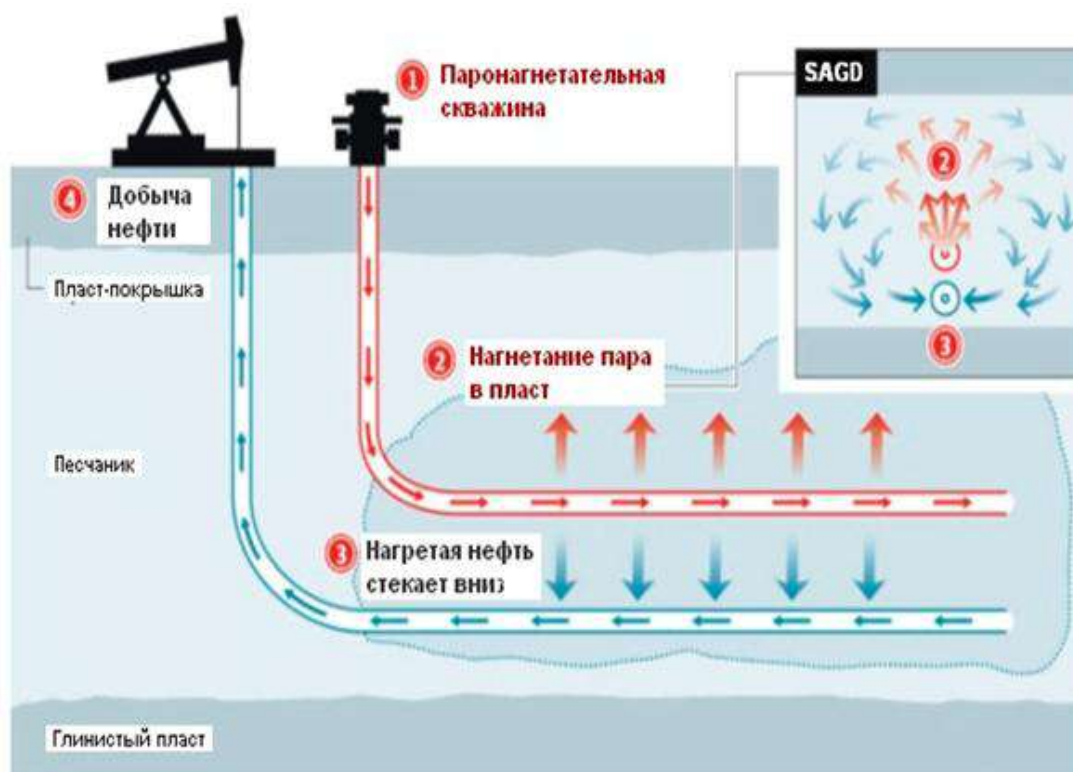


Рис. Технология добычи тяжелой нефти Steam-Assisted Gravity Drainage

Анализирую весь собранный материал, можно прийти к выводу: трудноизвлекаемая нефть – это тяжелая нефть с плотностью более $0,871 \text{ г/см}^3$ и вязкостью более $30,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, которая не подвергается стандартным методам разработки. Именно поэтому трудноизвлекаемые запасы требуют подробного анализа свойств с целью изобретения новых технологий разработки месторождений для максимального извлечения высоко- и сверхвязких нефтей. Наиболее оптимальным решением по ее извлечению является совокупность методов парогравитационного дренажа Steam-Assisted Gravity Drainage и гидроразрыва пласта, которые были усовершенствованы путем разогрева пласта теплом химических реакций бинарных смесей, которые, реагируя под давлением, выделяют газ и тепло, уходящее в пласт под давлением, созданным самой реакцией.

Литература

1. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477". – Доступ из справ. - правовой системы «КонсультантПлюс».
2. Добыча тяжёлой высоковязкой нефти // www.to-inform.ru URL: <https://www.to-inform.ru/index.php/arkhiv/item/добыча-тяжёлой-высоковязкой-нефти>. – Загл. с экрана (дата обращения: 21.12.2018).
3. Грачёв И.Д. Высоковязкие нефтяные и природные месторождения: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений [Электронный ресурс] / И.Д. Грачёв. – Электрон. текстовые дан. – Режим доступа: <http://www.ecovestnik.ru/>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 21.12.2018).
4. Евгения Данилова, Тяжёлые нефти России [Электронный ресурс] / Евгения Данилова. – Электрон. журн. – Режим доступа: <http://vseonefti.ru/>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 21.12.2018).
5. Кондрашева Н.К. Переработка тяжелой нефти [Электронный ресурс] / Н.К. Кондрашева, А.А. Бойцова. – Электрон. журн. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 21.12.2018).

ПРОБЛЕМА ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Ю.А. Борисевич, Г.В. Томилов

Научный руководитель - доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тяжелая нефть – это высоковязкая нефть, обладающая повышенной плотностью, которая вследствие своих физических свойств не может быть извлечена на поверхность традиционными способами. [1]

Существует следующая мировая классификация нефти по плотности:

- Суперлегкая нефть. Отличается своей малой плотностью, которая менее 0,780 г/см³ и градусами API, превышающими 50.

- Сверхлегкая. Плотность данного типа находится в диапазоне от 0,781 до 0,820 г/см³. Градусы API составляют 41,1 - 50,0.

- Легкая. Имеет плотность в пределах 0,821 – 0,870 г/см³. Ее градусы API – 31,1 – 41,0.

- Средняя нефть. Ее плотность составляет 0,871 – 0,920 г/см³, а градусы API – 22,3 – 31,0

- Тяжелая нефть. Плотность колеблется от 0,921 до 1,000 г/см³. Градусы API – 10,0 – 22,2.

- Сверхтяжелая нефть имеет плотность, превышающую 1,000 г/см³. Также она отличается своей вязкостью, которая меньше 10 000 мПа*с.

- Природный битум. Плотность более 1,000 г/см³. Вязкость более 10 000 мПа*с. [1]

Градус API – единица измерения плотности нефти, разработанная Американским институтом нефти. Измерения в градусах API позволяют определить относительную плотность нефти по отношению к плотности воды при той же температуре.

В тяжелых нефтях, а особенно в природных битумах, в значительно большем количестве, чем в легких нефтях, присутствуют смолисто-асфальтеновые вещества, азот-, хлор-, кислород- и серосодержащие соединения, а также металлы. [2]

Наибольшее скопления запасов тяжелой нефти находится на границах геологических бассейнов. Считается, что такая нефть является остатком более легкой нефти, которая утратила низкомолекулярные компоненты вследствие разрушения бактериями, вымывания водой и испарения. [2] По оценкам, запасы тяжелой нефти на нашей планете более, чем в два раза превосходят традиционные. Однако коэффициент извлечения нефти для таких месторождений колеблется в пределах от 5 до 30%. По данным Института Мировых Ресурсов, значительные залежи тяжелой нефти и нефтяных песков приходится на территорию Канады и Венесуэлы.

Извлекаемые запасы высоковязкой нефти на начало 2018 г. в целом по Российской Федерации составили более 2 млрд тонн. Общие же геологические запасы высоковязкой нефти в нашей стране оцениваются в 55 млрд т. [1]

Наибольшие залежи вязкой нефти находятся в таких нефтегазоносных провинциях, как:

- Волго-Уральская (Татарстан, Удмуртия, Башкортостан, Самарская область и Пермский край);

- Восточно-Сибирская (Тунгусский бассейн);

- Тимано-Печорская (Республика Коми, Ненецкий автономный округ). [1]

До сих пор доля ТРИЗ в общей добыче нефти невелика – в России эта цифра составляет 7,2 %, но она постоянно растет, а потенциальный объем добычи трудноизвлекаемых запасов фантастический – только в России запасы тяжелой нефти составляют около 55 % от общего объема нефтяных запасов. Также в последнее время увеличивается вовлечение в разработку трудноизвлекаемой базы на шельфе, в арктической зоне. Арктический шельф России рассматривается правительством как один из ключевых регионов поддержания и роста добычи нефти, что особенно актуально в условиях стагнации нефтедобычи в основных регионах страны [1]

Методы борьбы с высоковязкой нефтью.

Разжижить тяжелую нефть можно следующими способами:

1. Добавлением к высоковязкой нефти углеводородов или более легкой нефти. Несомненно, это существенно облегчает как саму нефть, так и ее текучесть, а соответственно, и процесс добычи. Однако, данный способ имеет два больших недостатка. Первый из них заключается в дополнительных расходах, а второй состоит в отсутствии постоянной доступности легких нефтяных фракций.

2. Нагреванием трубопровода, по которому нефть поступает на дневную поверхность. Для осуществления данного способа трубопровод по всей своей длине оборудуется специальной техникой. Недостаток данного метода состоит в достаточной большой потере нефти во время добычи (до 20 %). Это связано с тем, что эта часть нефти используется для работы нагревательного оборудования, установленного вдоль трубопровода.

3. Подмешиванием в нефть воды и эмульгаторов с целью получения текучей водной эмульсии. Однако, данный метод рациональный только в том случае, если используется эмульгатор невысокой стоимости, который при этом способен образовывать стабильные эмульсии. Если в образованной эмульсии содержание нефти не превышает 50%, то метод считается нерациональным, поскольку энергетические затраты во время ее извлечения вырастают ровно в половину. В качестве эмульгаторов могут быть использованы сульфатные или карбоксилированные этоксилаты. Однако, они отличаются своей дороговизной, а также дефицитом, что, в свою очередь, влияет на стоимость нефти, добытой таким способом, в сторону увеличения.

4. Подмешиванием в тяжелую нефть водного раствора диспергатора, в результате чего образуются эмульгирующие соединения, состоящие из этоксилированных алкилфенолов. Суть данного способа состоит в нагнетании раствора в скважину, где и происходит его соединение с нефтью, залегающей на глубине значительно большей от места нахождения откачивающего насоса. Работа насоса создает колебания, которые способствуют смешиванию нефти с диспергатором, а также подачи нефти по трубопроводу на дневную поверхность. Стоит

отметить, что на смешивания никоим образом не имеет влияние размер и твердость частиц, из которых состоит нефтепродукт.

5. Подачей в призабойную пластовую область разжижителя. Однако, этот способ также является затратным, поскольку закачку разжижителя необходимо периодически повторять. Однако, если разжижитель утяжеленный, то во время закачки происходит его проникновение на глубину, которая значительно ниже уровня насоса. Таким образом, получается вытеснение утяжеленным разжижителем нефти, как более легкого продукта. В составе такого разжижителя находится хлоркальциевая вода, смесь двух ПАВ, а также гидроокись щелочных металлов. Метод отличается улучшением работы глубинных насосов, повышением коэффициента подачи нефтяного сырья, снижением давления на устье скважины. Кроме этого, его использование не связано с применением дополнительного оборудования.

6. Внутрислоевого горением. Его суть заключается в использовании энергии, которая образуется в результате горения сырья прямо в пласте во время закачки в него воздушного пространства. При повышении температуры выше пластовой на 6 °С (с 24 до 32 °С) вязкость уменьшается в 1,75 раза. Этот факт позволяет предполагать значительный положительный эффект от теплого воздействия на продуктивный пласт. Данный метод применяется как для добычи высоковязкой нефти, так и для извлечения легкой. Стоит сказать, что метод уже неоднократно был использован на некоторых месторождениях и зарекомендовал себя очень удачно. [3]

Так же при эксплуатации месторождений с высоковязкой нефтью используют установки погружных винтовых электронасосов для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин. Стоимость высокотехнологичного винтового насоса может быть слишком высока по сравнению с экономическим эффектом от его применения, однако данная технология очень перспективна для таких месторождений [3]

Следует отметить важность применения комплексных технологий воздействия на пласт для увеличения коэффициента извлечения нефти [5]

Заключение. По причине истощения легко-извлекаемых флюидов, разработка месторождений высоковязких нефтей в России актуальна как никогда. Однако для добычи нетрадиционных ресурсов (битумы, тяжелые нефти, газовые гидраты) требуются колоссальные инвестиции и, что еще важнее, новые технологии, к внедрению которых стремится всего несколько компаний. Крайне важно не упустить технологические преимущества, которые даст внедрение опережающих российских разработок. Принятые государством поправки в Налоговый кодекс устанавливают льготы на добычу полезных ископаемых при освоении месторождений тяжелых и высоковязких нефтей, но по какой-то причине специалисты в области налоговой политики остановились на половине пути. Говорить о достижении рентабельности и даже о самой разработке новых нефтяных проектов - можно будет лишь в случае установления таких льгот по всему технологическому коридору, который проходят «тяжелые нефти», - кроме добывающих компаний льготы должны получить нефтеперерабатывающие заводы, перерабатывающие тяжелые высоковязкие нефти, природные битумы и битуминозные пески. [1]

Литература

1. Данилова Е.И. Тяжелые нефти России//The Chemical Journal, декабрь 2008, С. 34 – 37
2. Тарасюк В.М. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений. // Периодическое печатное издание, журнал "БЕРЕГИНЯ • 777 • СОВА, 2014, №2 (21) – С. 121 – 125
3. Мияссаров А.Ш. Совершенствование разработки залежи высоковязкой нефти с применением ресурсосберегающей технологии: Автореферат Дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2015. – 10 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАПСУЛИРОВАННЫХ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

П.С. Бочкарев

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Защита внутрискважинного оборудования от солевых отложений является одной из основных задач нефтедобычи. Интенсивное образование минеральных отложений наблюдается в основном при добыче обводнённой нефти, а именно в рабочих органах электроцентробежных насосов и штанговых глубинных насосах, насосно-компрессорных трубах, выкидных линиях нефтегазосборных коллекторах. Накопление солевых отложений в скважине и системах промыслового сбора, подготовки продукции нефтяных скважин приводит к отказам нефтепромыслового оборудования, что в свою очередь ведёт к потерям нефти и значительным материальным затратам.

Причиной выпадения солей в осадок происходит при нарушении физико-химического, термодинамического равновесия, а также в случае, если концентрация солей в водном растворе превышает равновесную концентрацию для данных условий. На выпадение солевых отложений влияют такие факторы, как перепад давления, изменение температуры жидкости, смешение вод одного типа и разных концентраций с изменением их химического состава, штуцирование. На месторождениях Западной Сибири преобладают следующие типы солей: CaCO₃ (кальцит), CaSO₄ · 2H₂O (гипс), CaSO₄ (ангидрит) [1].

Наиболее распространённым методом защиты внутрискважинного оборудования от солевых отложений является применение химических реагентов. Химические ингибиторы солеотложений делятся на жидкие и твёрдые реагенты. В настоящее время приобретают актуальность твёрдые (капсулированные) ингибиторы, которые на

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

практике применяются не только при защите внутрискважинного оборудования, но и в освоении скважины, обработке призабойной зоны скважины.

Первые образцы капсулированных продуктов имели вид классических капсул, состоящих из оболочки, внутри которой находилось активное вещество. Классические «капсулы» обладали рядом недостатков, основными из которых являлись высокая стоимость, связанная со сложностью технологии их получения, и высокая зависимость свойств от раскрытия оболочки в условиях забоя скважины. Для устранения недостатков на втором этапе развития технологии были получены капсулированные продукты в виде «губки», в качестве которой использовался биоразлагаемый полимерный пористый материал, внутри которого находилась активная основа. Однако наиболее современным, сбалансированным и эффективным продуктом в эволюционной линейке стали продукты третьего «карамельного» типа (рисунок) [2].

В данной работе рассматривается применение капсулированных ингибиторов как альтернатива жидким реагентам, так как методология применения гранулированного ингибитора солеотложений предусматривает снижение количества подходов технологического транспорта и использование технологического оборудования (установка для дозированной подачи химического реагента) к объектам защиты. Новый тип реагентов пролонгированного действия является одним из перспективных методов борьбы с неорганическими солями в системе добычи, сбора и транспортировки скважинной продукции. Продукт представляет собой гранулы с водорастворимой мембраной (рисунок), содержащий смесь на основе фосфоновых кислот, их солей и комбинации компонентов, обеспечивающих устойчивость товарной формы.

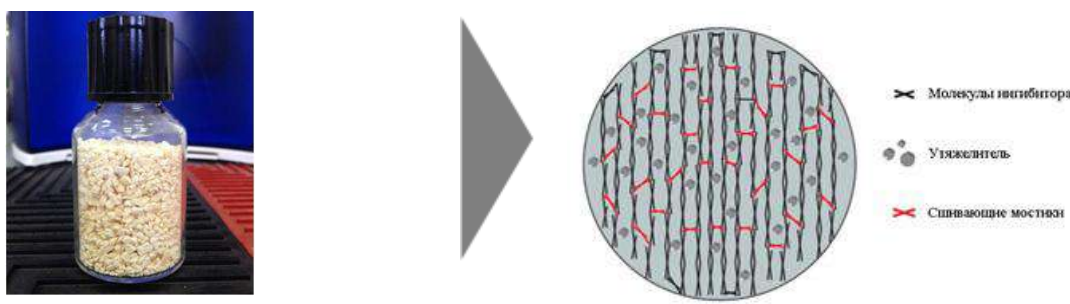


Рис. Капсулированный ингибитор солеотложений «карамельного» типа «Descum-2» марки WSC

Капсулированный ингибитор солеотложений «Descum-2» марки WSC предназначен для применения в нефтяной промышленности с целью предотвращения осложнений, связанных с образованием минеральных солей на всех стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти в условиях высокой минерализации промысловых вод.

Новизна материалов и технологии заключается в том, что ингибитор солеотложения представляет собой микрокапсулы фосфоросодержащего органического соединения в консервационной жидкости. Равномерный вынос ингибитора обеспечивается за счёт продолжительного по времени процесса диффузии молекул продукта через полимерную мембрану. В результате обеспечивается равномерный вынос продукта. Данный реагент актуален для автономных месторождений из-за отсутствия дозирочного устройства и необходимости его обслуживания. Существует возможность засыпки как в скважинный контейнер, так и в ЗУМПФ (зона успокоения механических примесей флюида) с возможностью добавления ингибитора по мере его израсходования. Из-за отсутствия контакта с метанолом ингибитор абсолютно экологичен и безопасен.

Технология по загрузке капсулированного ингибитора солеотложений в затрубное пространство в ЗУМПФ подразделяется на два варианта: при спущенном или извлечённом глубинно-насосном оборудовании (ГНО). В первом варианте производится отключение установки электроцентробежного насоса, затрубное давление при этом не сбрасывается. Расчетное количество реагента загружается в подготовленный и проверенный на герметичность технологический сосуд для подачи ингибитора в затрубное пространство и заливается технологической жидкостью Dewaxol WSC или подтоварной водой. Люк технологического сосуда закрывается, проверяется герметичность, постепенным открытием задвижки производится выравнивание давления затрубного пространства скважины и технологического сосуда, выдерживается пауза в течение 20 минут. Технологическая затрубная задвижка закрывается, и давление в технологическом сосуде выравнивается с атмосферным. После проведения операции загрузки выдержать технологическую паузу в течение 24 часов для предупреждения клина ГНО.

Во втором варианте при поднятом глубинном оборудовании в трубное пространство засыпается расчётное количество гранулированного ингибитора солеотложения. Осуществляется продавка капсулированного ингибитора солеотложения технологической жидкостью с использованием агрегата типа ЦА-320 в объёме (10 м³), необходимым для продвижения ингибитора к ЗУМПФу скважины, но не допускающем глушение скважины.

Рассматриваемые скважины-кандидаты, на которых проводилась данная обработка, имела следующие критерии применения данной технологии, представленные производителем данного ингибитора солеотложений: механизированный фонд скважин (ШГН, УЭЦН, погружные винтовые насосы), дебит которых не превышает 150 м³/сут по жидкости с обводнёностью до 90%, вертикальный ствол скважины (отсутствие горизонтально направленных стволов), отсутствие боковых стволов у скважины, открытый ствол скважины (отсутствие пакеров), объём ЗУМПФа не менее 200 литров (использование скважинного контейнера снимает ограничение), высота динамического уровня затрубного пространства скважины не менее 250 метров, давление в затрубном пространстве не более 15 атмосфер. В частности, если объём ЗУМПФа не предусматривает введение ингибитора в полном

установленном объеме, то засыпка осуществляется на меньший период защиты, в условно расчетном объеме, также с меньшим значением [3].

В том случае, если вышеперечисленные показатели, рекомендованные производителем, выходят за установленные требования, необходимо производить индивидуальный расчёт объема реагента и периода обработок с максимальной возможной производительностью. Затрубное пространство должно обеспечивать свободный проход гранулированного ингибитора солеотложений и технологической жидкости до ЗУМПФа.

Ключевыми прогнозируемыми факторами эффективности применения капсулированного ингибитора являются отсутствие отказов ГНО по причине «отложение солей», увеличение межремонтного периода. При оценке результативности реагента оказывает важное влияние присутствие ингибитора солеотложения в пластовой воде при анализе его остаточного содержания (среднее значение в течение месяца не менее 2 мг/дм³). После 6 месяцев эксплуатации средний вынос ингибитора в пластовой воде составил в скважине №1 – 131,28 мг/дм³, в скважине №2 – 119,14 мг/дм³, в скважине №3 – 61,87 мг/дм³, в скважине №4 – 94,28 мг/дм³, в скважине №5 – 44,24 мг/дм³, в скважине №6 – 36,29 мг/дм³.

Эффективность использования капсулированных продуктов подтверждена и в ходе опытно- промышленных испытаний (ОПИ). В 2015 году проведены ОПИ с эффективным результатом капсулированных ингибитора коррозии марки Scimol WSC и ингибитора солеотложений марки Descum-2 WSC с размещением в контейнере в компании ЗАО «Лукойл АИК». В 2017 году в ООО «Газпром добыча Оренбург» проведены ОПИ с положительным результатом капсулированного ингибитора солеотложений Descum-2 WSC с размещением в ЗУМПФе [4].

На данный момент капсулированные продукты демонстрируют достаточно высокую технологическую эффективность использования на объектах нефтедобычи, небольшой опыт применения показывает, что есть предпосылка к более совершенной технологической результативности и экономической рентабельности применения твёрдых реагентов в ближайшем будущем.

Литература

1. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. Учебное пособие. Москва.: Орбита - М, 2004, - 432 с.
2. Солодов В.А., Палей Р.В., Мубаракوف А.И., Зайков Е.Н. Капсулированные продукты – недорогая таблетка от проблем // Нефтегазовая вертикаль. 2016. - № 6. -104-108 с.
3. Мубаракوف А.И., Капсулированные продукты для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложений // Инженерная практика. – Москва, 2017. - №3.
4. Воловоденко А.В., Жуков А.Ю., Софронов А.В., Асмаев О.С., Опыт применения капсулированного ингибитора коррозии Scimol WSC в скважинах Когалымского месторождения // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2013. - №5. – 87-89 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР

Д.А. Вендина

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство месторождений нефти в России эксплуатируются с использованием заводнения, обеспечивающего поддержание пластового давления и высокий темп извлечения нефти. Растущая обводненность скважинной продукции является существенным недостатком данной технологии.

Повышение нефтеотдачи неоднородных залежей за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов является актуальным, так как наиболее крупные месторождения в России вступают в позднюю стадию эксплуатации, а доля трудноизвлекаемых запасов нефти неуклонно возрастает. Одним из актуальных современных методов повышения нефтеотдачи в неоднородных низкопроницаемых пластах является потокоотклоняющие технологии (ПОТ). В данной статье будут выявлены особенности применения данных ПОТ в условиях повышенных пластовых температур.

Одним из перспективных направлений развития исследований по разработке потокоотклоняющих технологий является использование биополимеров, например, состав с биополимерами на основе ксантана. Впервые такой состав для увеличения нефтеотдачи пластов был внедрен на месторождениях Северного моря в 1980-х гг. Наибольшую известность в нашей стране получили технологии увеличения нефтеотдачи с применением биополимеров «Продукт БП-92» и «Симусан». Промысловые испытания биополимера – «Симусана» были начаты в 1987 г. на Арланском месторождении. За 1987–1990 гг. обработаны 53 нагнетательные скважины, удельный технологический эффект составил 400–800 т на одну тонну реагента. Из-за отсутствия биополимера промышленное внедрение было прекращено.

Показателями температурной обстановки в недрах являются геотермический градиент (прирост пластовой температуры на 1 м глубины) и геотермическая ступень (величина, обратная геотермическому градиенту). Наряду с нормальными для данного пласта температурами существуют участки с аномальными пластовыми температурами. Величина геотермического градиента возрастает в антиклинальных зонах и уменьшается в синклиналиях. Таким образом, антиклиналии являются зонами повышенной температуры. Такие аномалии вызваны тем, что в пределах поднятий развит преимущественно песчаный разрез, обладающий повышенной теплопроводностью. Повышенные температуры считаются температуры больше 95 °С при градиенте выше 4 °С/100м. Синклинали, в свою очередь,

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

являются зонами пониженной температуры. В пределах синклиналиных прогибов и впадин преимущественно глинистые породы, обладающие меньшей теплопроводностью.

Изменение пластовой температуры в залежах нефти и газа ведет к изменению объемов газа, жидкости и вмещающих пород. Повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газа. При увеличении температуры в замкнутом резервуаре повышается пластовое давление. С пластовой температурой связано изменение фазовых соотношений в залежах и растворимости газов в нефти и воде, солей в воде.

Основные принципы строительства скважин при высоких пластовых давлениях и температурах (ВДВТ), интенсификация притока к таким скважинам, их мониторинга и эксплуатации по сути аналогичны применяемым для скважин, вскрывающих пласты с обычными давлениями и температурами. Однако условия ВДВТ ограничивают диапазон материалов и технологий, пригодных для освоения подобных месторождений.

Процесс бурения скважин и связанные с ним операции нарушают естественное распределение пластовой температуры. Скорость восстановления в скважине естественного теплового поля зависит от диаметра, продолжительности промывки скважины, разности температур промывочной жидкости и окружающих пород и их теплофизических свойств. Время восстановления в скважине естественной пластовой температуры обычно 8–13 суток. Уменьшение пластовой температуры осложняет добычу углеводородов и приводит к потерям ценных продуктов (конденсата, вязкой нефти, парафина), поэтому разработка нефтяных месторождений (особенно парафинистой нефти) ведется с увеличением пластовой температуры [1].

Потокоотклоняющие технологии (ПОТ) основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины. Критерием применимости технологий ПОТ является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную. Реагирующие скважины определяются по результатам трассерных исследований либо по коэффициентам корреляции взаимовлияния скважин (косвенный способ). Данные исследования обладают наибольшей информативностью из всех известных гидродинамических методов изучения пластов и позволяют разделять влияние каждой нагнетательной скважины на работу окружающих добывающих скважин в режиме реального времени без каких-либо дополнительных изменений в режимах их работы.

Основными критериями для подбора участков/скважин для проведения технологии ПОТ являются:

- вертикальная и площадная неоднородность пласта;
- неоднородный профиль приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ);
- резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводненности выше средних значений по объекту.

Основные геологические критерии применимости потокоотклоняющих технологий:

- проницаемость коллектора – от 0,05 до 0,5 мкм² (от 50 до 500 мД);
- температура пласта – не ниже 70 °С для термотропных составов [2].

Виды потокоотклоняющих технологий и сравнение их характеристик представлены в таблице.

Таблица

Сравнение потокоотклоняющих технологий

| | Сшитый полимерный состав | Силикат-гелевый состав | Эмульсионный состав |
|---|---|--|---|
| Тип коллектора | Терригенный (ТК); Карбонатный (КК) | | |
| Тип коллектора (по типу порового пространства) | Поровый; Трещиновато-поровый | | |
| Проницаемость | Для ТК | Не менее 0,1 мкм ² | Не менее 0,08 мкм ² |
| | Для КК | Не менее 0,05 мкм ² | Не менее 0,05 мкм ² |
| Температура в зоне закачки | Не более 90 °С | Не более 300 °С | Не более 90 °С |
| Обводненность продукции по участку, % | 40-95 | 60-95 | 40-90 |
| Приёмистость нагнетательной скважины, м ³ /сут | 200-1500 | 250-1100 | 150-900 |
| Основные свойства | – регулирование времени гелеобразования в диапазоне от нескольких часов до 10 суток; – способность проникать вглубь пласта на значительные расстояния и создавать обширные экраны для перераспределения гидродинамических сопротивлений; – высокая селективность фильтрации | – растворы не подвержены механической, термоокислительной и биологической деструкции; – низкие гидродинамические сопротивления при закачке и высокая селективность фильтрации; – высокая термостабильность | – низкие значения межфазного натяжения на границе с нефтью; – гидрофобизирующее воздействие на промытые водонасыщенные участки пласта коллоидно-дисперсными частицами; – остаточный фактор сопротивления; – высокая нефтewытесняющая способность |

Эффективность эмульсионно-суспензионных технологий также зависит от температуры пласта. При высоких температурах эмульсии остаются стабильными лишь ограниченное время, блокирование пропластков носит временный характер. В процессе продвижения по водопромывному пропластку, вязкость обратной эмульсии постепенно увеличивается за счет разбавления водой, в результате этого проницаемость водонасыщенных зон снижается. В случае попадания эмульсионно-суспензионного состава в нефтенасыщенные пропластки вязкость эмульсии снижается, и она перестает воздействовать на проницаемость данной зоны. При повышении температуры устойчивость эмульсии снижается, так как ухудшается механическая прочность адсорбционных оболочек. В результате этого капли сливаются, и эмульсия расслаивается [3].

При разработке нефтяных и газовых месторождений используются геолого-физические параметры пластов. Но, к сожалению, не уделяется должное внимание такому параметру, как пластовая температура. Для повышения нефтеотдачи пластов стабильность реагентов в пластовых условиях определяет продолжительность эффекта, тем самым, реагент должен быть стабилен к повышенной пластовой температуре. По данным таблицы можно отметить, что все три технологии применимы как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов (поровых и порово-трещиноватых). Наибольший эффект от применения ПОТ будет наблюдаться при использовании силикат-гелевого состава, т.к. остальные технологии применимы при пониженных температурах. Так же данная технология является наиболее эффективной, т.к. имеет высокую термостабильность.

Список литературы:

1. Сайт «Газпром информаторий» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/terms/reservoir-temperature/> (содержит информацию о пластовой температуре).
2. Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом // Фундаментальные исследования. Пенза: Издательский дом «Академия естествознания». 2016 - № 12-4. С. 806-810.
3. Сайт журнала «Инженерная практика» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://glavteh.ru/потокоотклоняющие-технологии-лукойл/> (содержит статью «Исследование эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях повышенных пластовых температур»).

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТЕКЛО-БАЗАЛЬТОВОЛОКОННЫХ ТРУБ В СИСТЕМЕ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Д.А. Волженина

Научный руководитель - старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт на сегодняшний день является одним из самых доступных и эффективных способов транспортировки жидких и газообразных углеводородных сред. По трубопроводам осуществляется доставка нефти, продуктов её переработки и природного газа как на большие расстояния, так и в пределах промыслов. Ежегодно по нефтепромысловым трубопроводам транспортируются миллионы кубометров нефти и технической жидкости, которые содержат в себе большое количество коррозионно-активных компонентов. Вследствие повышенной агрессивности перекачиваемой среды основной проблемой, возникающей при эксплуатации сети промысловых трубопроводов является коррозия оборудования, которая является причиной 90% отказов [1]. Такие аварии влекут за собой загрязнение окружающей среды, падение добычи нефти и газа, а также дополнительные материальные расходы на капитальный ремонт трубопроводов и экологические мероприятия. В связи с этим остро встает вопрос применения новых высокопрочных коррозионностойких конструкционных материалов, которые в будущем могли бы стать достойной заменой традиционным стальным трубам. В первую очередь к таким материалам относятся полимерные композиты, в которых присутствуют армирующий материал (волокна или другие составляющие) и связующая матрица. Одними из наиболее перспективных направлений является применение базальтостеклянных труб [2].

Целью работы является выявление основных преимуществ применения базальтостеклянных труб вместо стальных при транспортировке углеводородных сред, а также определение эффективности их использования в условиях нефтепромыслов посредством гидравлического и теплового расчета. В ходе исследования проведен как литературный обзор уже существующих методов производства и применения базальтостеклянных труб в различных сферах, так и подробное изучение разработок в области базальтостеклянного волокна, предложенных заводами-производителями для нефтегазовой отрасли. Основываясь на теоретических и практических данных, полученных в ходе литературного обзора выбрана для дальнейших расчетов базальтостеклянная труба, удовлетворяющая существующим условиям эксплуатации для северных районов Западной Сибири. В соответствии с действующими методиками проведен гидравлический и тепловой расчет стального и базальтостеклянного трубопровода при равных условиях, на основе которого можно судить о потенциальных возможностях применения на нефтепромыслах базальтостеклянных труб.

В ходе проведенного исследования выявлен ряд преимуществ базальтостеклянных труб перед стальными, основными из которых являются: высокая коррозионная и адгезионная стойкость, низкая теплопроводность, высокая гладкость внутренней стенки трубы, а также простота монтажа и эксплуатации. Коррозионная стойкость обуславливается отсутствием любых видов коррозии, что существенно увеличивает срок эксплуатации трубы. Полное отсутствие сварных соединений и малый, по сравнению со стальными, вес труб позволяет значительно снизить затраты на монтаж трубопровода. Низкая шероховатость внутренней поверхности базальтостеклянной трубы и, как

следствие, меньшее накопление отложений парафинов и механических примесей в стекловолоконных трубах обеспечивает снижение потерь напора на трение и местное сопротивление, а также повышает эксплуатационные характеристики промышленного трубопровода [3]. Помимо этого, трубопроводы из базальтоволокна более эффективны для использования в низкотемпературных условиях за счет малой теплопроводности, чем традиционные стальные трубы, что позволяет снизить затраты на теплоизоляцию. и, как показал гидравлический расчёт, более устойчивы к динамическим нагрузкам.

Таким образом, внедрение базальтовых труб в транспортировку углеводородов является весьма перспективным направлением развития нефтегазовой отрасли. Однако отсутствие необходимой нормативной базы для их проектирования, а также методов и технологий для контроля и мониторинга можно выделить как одну из основных причин, по которой на сегодняшний день российский рынок в области базальтоволоконных труб не велик.

Литература

1. Hou, Y. & Lei, D. & Li, S. & Yang, W. & Li, C.Q. Experimental Investigation on Corrosion Effect on Mechanical Properties of Buried Metal Pipes. International Journal of Corrosion. 2016. Vol. 2016. Article ID 5808372. 13 p. Available at: <http://dx.doi.org/10.1155/2016/5808372>
2. Piyush Sharma. An introduction to basalt rock fiber and comparative analysis of engineering properties of brf and other natural composites. Department of Civil Engineering, Amity School of Engineering & Technology/ Amity University, Haryana, India. Available at: <https://ru.scribd.com/doc/297487777>.
3. Trykoz L., Kamchatnaya S., Pustovoitova O., Atynian A. Reinforcement of composite pipelines for multipurpose transportation. Politechnika Slaska: Transport problems. 2018. Vol. 13.No. 1. P. 69-79

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РАСЧЕТА УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

П.В. Волков

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

С появлением мощных персональных компьютеров работа инженера-проектировщика стала намного проще. Инженеру больше не приходится полагаться на приближенные ручные методы вычислений, в их распоряжении появился широкий спектр дополнительных вычислительных средств. Это относится к расчетам условий гидратообразования, для выполнения которых было разработано несколько компьютерных программ. В основу этих программ положены строгие термодинамические модели. Рассмотрим обзор трех наиболее известных моделей. Одна из проблем при изучении газовых гидратов заключается в их нестехиометричности. [4]

Фазовое равновесие

Условия фазового равновесия, сформулированные Гиббсом более 100 лет назад, заключаются в следующем: 1) равенство температуры и давления фаз; 2) равенство химических потенциалов каждого компонента во всех фазах системы; 3) глобальный минимум свободной энергии Гиббса в системе. Эти критерии применимы и для фазовых равновесий в системах с газовыми гидратами и служат основой для создания моделей для выполнения расчетов равновесия таких систем. [5]

С точки зрения термодинамики процесс гидратообразования для построения модели можно представить протекающим в два этапа. На первом этапе из чистой воды формируется незаполненная гидратная решетка. Данный этап представляет собой лишь гипотетическое построение, но оно удобно для выполнения расчетов. Второй этап заключается в заполнении полостей в кристаллической решетке гидрата. Схему всего процесса можно представить следующим образом: [2]

чистая вода (α) \rightarrow незаполненная решетка гидрата (β) \rightarrow заполненная решетка гидрата (H).

Изменение химического потенциала при этом описывается следующей формулой:

$$\mu^H - \mu^\alpha = (\mu^H - \mu^\beta) + (\mu^\beta - \mu^\alpha), \quad (1)$$

где μ - химический потенциал, а надстрочные индексы обозначают соответствующие фазы. Первый член в правой части равенства представляет собой стабилизацию кристаллической решетки гидрата. Существуют различия между оценками значения этого члена в разных моделях. Второй член в правой части равенства соответствует изменению фазового состояния воды и определяется с помощью обычных термодинамических вычислений. Значение этого члена определяется через следующее уравнение:

$$\frac{\mu^H - \mu^\alpha}{dT} = \frac{\Delta\mu(T,P)}{dT} = \frac{\Delta(T_0, P_0)}{dT} - \int^T \frac{\Delta H}{dT^2} dT + \int^P \frac{\Delta\theta}{T^2} dP, \quad (2)$$

Модель Ван-дер-Ваальса и Платтеува

Первую модель для расчета условий гидратообразования разработали Ван-дер-Ваальс и Платтеув [4]. Ими была предложена статистическая модель гидратообразования. Процесс концентрации неводных молекул в гидрате в этой модели рассматривается по аналогии с адсорбцией газа на твердом теле. Для одной молекулы-гостя этот член выражения определяется следующим образом:

$$\mu^H - \mu^B = RT \sum_i \vartheta_i \ln(1 - Y_i), \tag{3}$$

где ϑ_i - количество полостей i -го типа, а Y - функция вероятности. Величина Y определяется как вероятность того, что полость i -го типа окажется занятой молекулой-гостем, и вычисляется по формуле:

$$Y_i = \frac{c_i P}{1 + c_i P}, \tag{4}$$

В этой формуле c_i является функцией занятости молекулы-гостя и полости, а P - давление.

Модель Пэрриша и Праусница

Одной из первых моделей, обеспечивавших необходимую точность, была модель Пэрриша и Праусница [4]. Существуют два принципиальных различия между первоначальной моделью Ван-дер-Ваальса и Платтеува [4] и моделью, предложенной Пэрришем и Праусницем [4]. Во-первых, они расширили возможность применения своей модели для многокомпонентных смесей гидратообразующих веществ. Для этого они использовали уравнение:

$$\mu^H - \mu^B = RT \sum_i \vartheta_i \ln(1 - \sum_K Y_{Ki}), \tag{5}$$

где вторая сумма вычисляется по всем компонентам смеси.

Функция вероятности для каждого отдельного компонента при этом принимает вид:

$$Y_{Ki} = \frac{c_i P_K}{1 + \sum_K c_i P_K}, \tag{6}$$

В этой формуле сумма также вычисляется по всем компонентам смеси, а P с нижним индексом обозначает парциальное давление данного компонента. Остальные компоненты смеси также включаются в выражение, поскольку их молекулы конкурируют между собой за заполнение тех же полостей решетки. Таким образом, присутствие других молекул-гостей уменьшает для данной молекулы-гостя вероятность проникновения в кристаллическую решетку гидрата.

Во-вторых, Пэрриш и Праусниц [4] заменили парциальное давление в формуле (4) на летучесть. При введении летучести в формулу (4), последняя принимает вид:

$$Y_{Ki} = \frac{c_i \hat{f}_K}{1 + \sum_K c_i \hat{f}_K}, \tag{7}$$

где \hat{f} летучесть i -го компонента газовой смеси.

Это позволило учесть в модели отклонения от идеальности в газовой фазе и, таким образом, расширить возможность ее применения для более высоких значений давления. Кроме того, некоторые из параметров модели были скорректированы, чтобы отразить переход от давления к летучести, а также повысить адекватность модели в целом. Любопытно отметить, что в то время, когда Пэрриш и Праусниц [1] впервые представили свою модель, роль н-бутана в процессах гидратообразования еще не была до конца понятна. Хотя ученые указали значения параметров для многих компонентов (включая большинство компонентов, имеющих значение в газовой промышленности), параметры для н-бутана ими указаны не были. Более поздние варианты метода Пэрриша и Праусница были скорректированы с включением н-бутана.

Модель Нг и Робинсона

Следующим важным достижением стала модель Нг и Робинсона [4]. Разработанная ими модель могла использоваться для расчета условий гидратообразования в равновесных системах с жидкими углеводородами. Для этого, прежде всего, потребовалось ввести в уравнение (2) параметры изменения энтальпии и изменения объема или, по меньшей мере, составить альтернативный вариант этого уравнения.

В модели Нг и Робинсона [1] значения летучести рассчитывались с помощью уравнения состояния Пенга и Робинсона [1]. Это уравнение состояния применимо как к газам, так и к неводным жидкостям. Кроме того, параметры модели были незначительно скорректированы, чтобы учесть переход к уравнению Пенга-Робинсона.

Следует отметить, что более поздние версии метода Пэрриша и Праусница были также приспособлены для выполнения расчетов систем, в состав которых входят жидкие гидратообразующие вещества.

Вычисления:

Для решения задачи необходимо произвести вычисления для условно выбранного типа гидрата. Используя приведенные выше уравнения, необходимо вычислить величину изменения свободной энергии в этом процессе. Эти вычисления выполняются путем последовательного приближения до тех пор, пока не будет найдено решение, удовлетворяющее условию [3]:

$$\mu^H - \mu^a = 0$$

При фазовом равновесии химические потенциалы двух фаз должны быть равны. Для чистых компонентов, если тип образующегося гидрата известен, вычисления на этом заканчиваются (при условии, что тип гидрата был изначально выбран правильно). Затем нужно повторно произвести вычисления для другого типа гидрата при заданной температуре и ранее вычисленном значении давления. Если результат этих вычислений удовлетворяет условию:

$$\mu^H - \mu^a > 0,$$

то первоначально выбранный тип гидрата является стабильной формой, и вычисления на этом заканчиваются. Если разность химических потенциалов окажется меньше нуля, то тип гидрата, первоначально выбранный для вычислений, является нестабильным. В этом случае следует повторно выполнить цикл итераций для другого типа гидрата. После нахождения решения вычисления заканчиваются. [3]

Литература

1. Бойко С.И., Литвиенко А.В. Сепарационная техника для систем сбора, подготовки и переработки нефтяного газа // Газовая промышленность. – Москва, 2013. – № 10. – С. 85 – 87.
2. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
3. Бучинский С.В. Управление тепловыми режимами гидратообразования с учетом конструктивных особенностей промысловых трубопроводов: Автореферат. Дис. канд. геол.-минер. наук. – Тюмень, 2002г. – 19 с.
4. Джон Кэрролл. Гидраты природного газа. – М.: ЗАО «Премииум Инжиниринг», 2007. – 316 с.
5. Совершенствование сепарационного оборудования за счет применения новых контактных устройств Технология // Газовая промышленность. – Москва, 2016. – № 7-8. – С.56 – 60.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СТЕПЕНИ ДИССОЦИАЦИИ ГИДРАТОВ НА ТЕПЛОВОЙ АЭРОМЕХАНИЧЕСКОЙ УСТАНОВКЕ

П.В. Волков

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Введение

В самом широком смысле гидратами называют химические соединения, в состав которых входит вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твердыми гидратами». Они представляют собой твердые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело. В нефтяной и газовой промышленности газовые гидраты являются фактором негативным, так как сильно усложняют добычу, транспортировку и подготовку углеводородного сырья. При определенных термобарических условиях гидраты осаждаются и накапливаются на стенках сосудов, трубопроводах и в полостях арматуры. Это приводит к их износу и увеличению гидравлического сопротивления, а, следовательно, и повышение энергетических затрат. Присутствие гидратов в аппаратах подготовки газа, конденсата, нефти и другого углеводородного сырья ухудшает технологический процесс, делают режим подготовки нестабильным, что отражается на качестве конечного продукта. [3]

Для того, чтобы эффективно бороться с отложениями гидратов, необходимо уметь правильно и комплексно рассчитывать параметры их образования и диссоциации в каждом отдельном случае. При этом систему расчета делать дифференциальной, так как такие параметры как состав, температура, давление, объемный расход сырья крайне непостоянны. Необходимо иметь детальную физико-математическую модель, которая будет решать множество задач, связанных с различными условиями эксплуатации и разработки нефтяных и газовых месторождений. [4]

Установка для теплофизического воздействия для предотвращения гидратообразования

Подробное описание принципа работы и устройства установки изложено в предыдущей статье [1]. На (рис.1) представлен общий вид экспериментальной установки с обозначением элементов. В настоящее время были

проведены эксперименты с дисперсностью реагента в 1,5-2 мм при скорости потока от 2 до 5 м/с с расходом до 15 м³/ч. Минимальное время нагревания температуры теплоносителя форбункера составило 15 секунд. По результатам исследований будут произведены расчеты потерей тепла, даны рекомендации по изменению мощности и типу теплоносителя, будут проанализированы термобарические параметры смеси и максимальная дисперсность частиц, которая может проходить через установку. Основные задачи, которые решались в рамках физического моделирования экспериментальной установки:

- расчет подачи гидратов на установку, обеспечивающие их смешение и максимальную степень улавливания в результате прохождения через циклон;
- определение тепловых и газодинамических потоков внутри аппарата и оптимальных конструктивных параметров установки;
- определение оптимальных рабочих параметров работы установки - температуры, давления, расходов исходных гидратов, температуры и давления на установке и другие характеристики, влияющие на процесс удаления гидратов;
- выдача рекомендаций к проектированию опытного аппарата.

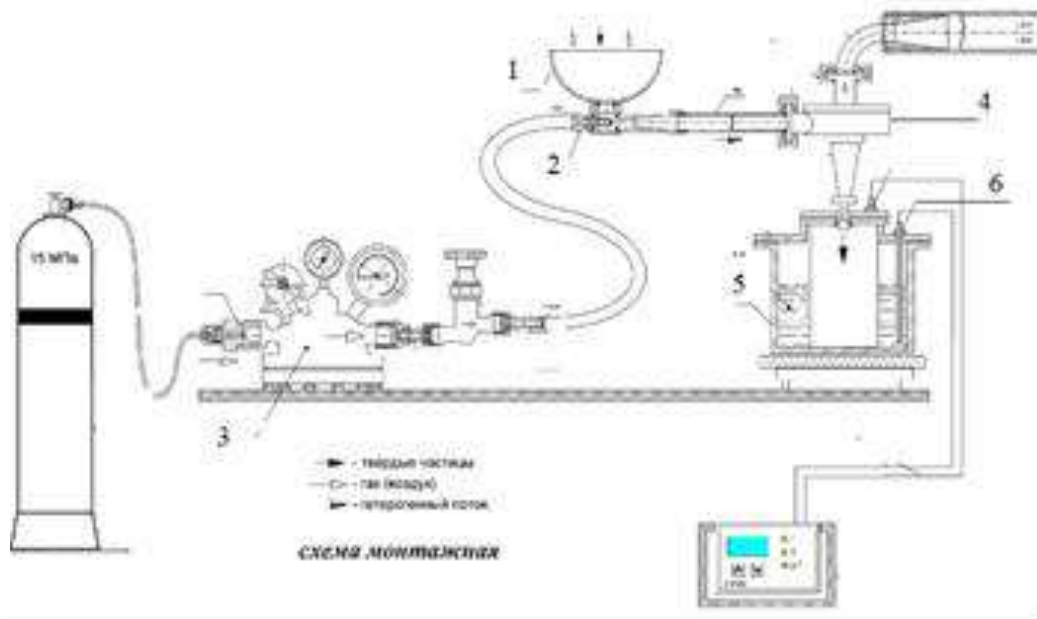


Рис. 1 Экспериментальный стенд улавливания гидратов: 1 – воронка приемная; 2 – эжектор; 3 – регулятор давления; 4 – циклон; 5 – форбункер; 6 – датчик температуры

Экспериментальные исследования

Эксперимент с постоянным давлением подачи $P=1$ атм., с постоянным коэффициентом эжекции, с массой льда $m=150$ г с дисперсностью 2-4 мм, с диаметром сопла $d=4$ мм. Температура воздуха в форбункере и температура теплоносителя также остается неизменным. Узнаем массу вылетевшего льда после прохождения циклона. Результаты занесены в (табл.).

Таблица

Результаты эксперимента с постоянным давлением на входе в установку и постоянным коэффициентом эжекции

| Лс, мм | Концентрация частиц, г/с | t_1 воздуха форбункере, С° | t_2 теплоносителя, С° | m, масса вылетевшего льда после прохождения циклона, г |
|--------|--------------------------|------------------------------|-------------------------|--|
| 4 | 2,50 | 45 | 65 | ~1,69 |
| | 1,66 | | | ~1,42 |
| | 1,25 | | | ~1,23 |
| 4 | 2,50 | 45 | 65 | ~2,12 |
| | 1,66 | | | ~1,86 |
| | 1,25 | | | ~1,56 |
| 4 | 2,50 | 45 | 65 | ~2,87 |
| | 1,66 | | | ~2,43 |
| | 1,25 | | | ~1,98 |

По результатам эксперимента видно, что данная экспериментальная установка удаляет лед на >98,09% в зависимости от концентрации и давления подачи газа. Графическое отображение результатов эксперимента отобразим на (рис. 2).

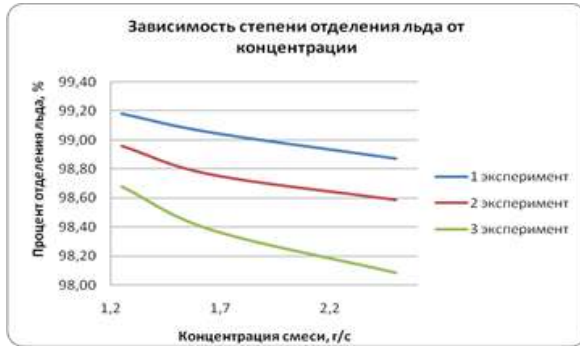


Рис. 2 Результаты эксперимента по отделению льда из потока газа

Выводы. В настоящее время на базе Томского политехнического университета разработан экспериментальный стенд для удаления механических примесей из потока газоконденсатной смеси аэромеханическими методами. Проводятся эксперименты для правильной настройки аппарата и создания прототипа для промышленного использования. В данной работе были проанализированы результаты экспериментов. Основной целью данных опытов была необходимость имитации движения потока газа в трубе в реальных условиях и возможность отделения льда из данной смеси (в реальных условиях – гидрата). Была проанализирована работоспособность разработанной установки опытным путем. Элементы льда из потока газа были удалены более чем на 98%, что показывает

эффективность работы установки во всех режимах. В настоящее время по результатам экспериментов проводятся дополнительные настройки аппарата для отделения 99,9 % примесей при минимальных и средних концентрациях льда. Также произойдет расчет теплообменника для достижения условия $\Delta t \rightarrow 0$ при восстановлении температуры теплоносителя. [4]

Литература

1. Волков П.В., Большунов А.В., Зятиков П.Н., Исследование и комплексное применение гидроаэромеханических методов для предотвращения гидрат образования при подготовке газа. Учебное пособие. Успехи современного естествознания, №9, 2017, 100 с.
2. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование. Учебное пособие. – М.: Недра, 1986. – 240 с.;
3. Джон Кэрролл. Гидраты природного газа. Учебное пособие. – М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007. – 316 с.
4. Мустафаев А.М., Гутман Б.М. Теория и конструкция гидроциклона. Учебное пособие. – М.: Недра, 1986. – 172 с.;

ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Ф.А. Гасанов

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ограничение притока воды в нефтяные скважины осуществляется путем проведения водоизоляционных работ. Основное их назначение – изоляция путей поступления воды в скважину с целью ограничения водопритоков, что приводит к снижению эксплуатационных затрат и увеличению добычи нефти.

Добываемую воду разделяют на 2 типа. К первому типу относят воду, которая поступает из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов, вносящих свой вклад в вытеснение нефти из пласта. Ко второму типу относят воду, поступающую в скважину и добываемую без нефти или с нефтью в объеме, не достаточном для покрытия расходов, связанных с ее утилизацией - т.е. объем воды превышает экономический предел, определяемый критическим ВНФ. Причины появления воды второго типа в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны. В таблице представлены 8 базовых причин поступления лишней воды. Представленная здесь классификация типов проблем, связанных с водопритоками, упрощена, и на самом деле возможно большое число их комбинаций. [3]

Таблица

Основные типы проблемы избыточных водопритоков

| Проблемы | Причины | Пути решения для скважин | |
|--|---|---|---|
| | | Вертикальных | Горизонтальных |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера. | - старение фонда скважин; - технологические причины; - коррозия. | - применение изолирующих жидкостей и использование пробок, цементных мостов и пакеров; - применение пластырей. | |
| 2. Заколонные перетоки. | - низкое качество цементного камня; - пустоты в заколонном пространстве. | - применение изолирующих тампонажных жидкостей. | |
| 3. Движение водонефтяного контакта (ВНК). | - очень низкая вертикальная проницаемость. | - заглушка нижних отверстий перфорации с использованием механических систем. | - зарезка второго горизонтального ствола. |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|---|--|--|
| 4.Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков. | - наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами. | - применения неупругих изолирующих жидкостей или механических изоляторов. | - данная проблема не затрагивает горизонтальные скважины, вскрывающий лишь один продуктивный пласт |
| 5.Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами. | - наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин. | - закачка гелей; - водоизоляция (является наилучшим решением данной проблемы). | |
| 6.Трещины или разломы, которые соединяют нефтяной и водяной пласты. | - наличие системы трещин, пересекающих водяной пласт. | - обработка трещин гелевыми составами (особенно успешна, когда по трещинам нет притока нефти); - закупорка трещин в прискважинной зоне (при наличии локализованной системы трещин). | |
| 7.Конусо- или языкообразование. | - ВНК рядом с нижними отверстиями перфорации - высокая вертикальная проницаемость. | - закачка больших объемов слоя геля выше ВНК; - бурение горизонтальных стволов вблизи кровли. | - применение изоляции в прискважинной зоне на достаточные расстояния по стволу вниз и вверх. |
| 8.Обводненный пропласток с внутрипластовыми перетоками. | - высокопроницаемые пропластки, не разобщенные непроницаемыми перемычками. | - закачка геля в тонкий обводненный пропласток достаточно глубоко; - бурение горизонтальных скважин. | - подобные проблемы не встречаются, если скважина расположена в одном пропластке. |

Первые четыре из выше перечисленных проблем легко поддаются контролю в скважине или прискважинной зоне. Решением для пятой и шестой проблемы является закачка глубокопроникающих гелей. Остальные из таблицы проблемы требуют больших затрат и изменений в заканчивании скважин и технологии добычи.

Для эффективной борьбы с водопритоками используется закачка химических реагентов, способных фильтроваться в пористую среду и тампонировать пути поступления воды в скважину. Для проведения водоизоляционных работ в скважине применяется множество химических реагентов [2,4], но окончательный выбор зависит от причины обводнения и места, откуда поступает вода, а также от петрофизических особенностей продуктивного пласта.

Ожидаемые результаты исходя из выбора того или иного способа технологии обработки:

- закачиваемые материалы должны целиком заполнить каналы поступления воды;
- изолирующие материалы должны создать водоизолирующий барьер, который в дальнейшем обеспечит достаточное сопротивление без разрушения при действующей депрессии;
- при проведении водоизоляционных работ не будут снижены фильтрационные свойства нефтенасыщенной части пласта;

При этом применяемые химические материалы и растворы должны:

- быть химически инертными по отношению к горным породам и металлу труб;
- обладать низкой ценной и не дефицитностью;
- гарантировать не только высокую эффективность водоизоляционных работ, но и безопасность рабочих при работе;
- соответствовать существующим экологическим требованиям;
- иметь вязкость, оптимальную для проникновения в низко-проницаемые породы;
- быть пригодными для использования в любое время года и простыми в применении.

Изучен тампонажный полимерный состав NGT-Chem-3 в ходе опытно-промышленных работ (ОПР) по ограничению водопритока (ОВП). Наилучшие реологические свойства показал состав NGT-Chem-3 с комплексным органическим сшивателем. Данный реагент представляет собой одноупаковочный материал, который не требует вмешательства каких-либо иных реагентов. Его растворение занимает порядка 30-40 минут при температуре 25°C. Время гелеобразования реагента в пластовых условиях регулируемое.

NGT-Chem-3 формирует прочные гели от «умеренно деформируемых» до «звонящих» и обладает высокой устойчивостью к температурной и механической деструкции [2]. При выдерживании NGT-Chem-3 в пластовой воде при 90°C гель остается прочным и однородным. Он не подвергается термодеструкции при температуре 80-90°C в течение 16 месяцев [1].

Правильное понимание причин избыточных водопритоков и выбор тампонажных материалов влечет эффективное решение возникающих проблем. Рациональный контроль за обводненностью добываемой продукции повышает рентабельность разработки месторождения, а также снижает расходы на переработку и утилизацию добываемой воды.

Литература

1. Адресный подход к решению вопросов ВПП, РИР и борьбы с осложнениями с помощью линейки реагентов NGT-Chem / Д.В. Каразеев, Е.И. Коптяева, В.А. Стрижнев (и др.) // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №6. – С. 38-44.

2. Совершенствование технологии РИР в сложных геолого-промысловых условиях / В.А. Стрижнев, Д.В. Каразеев и др. // Инженерная практика. – 2015. – №8. – С. 32-36.
3. Синцов И.А., Остапчук Д.А. Диагностика причин обводнения горизонтальных скважин//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва,2014. - №5. – С. 30-33.

СПОСОБЫ БОРЬБЫ С АСПО НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ф.А. Гасанов

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе развития нефтяной промышленности одной из приоритетных задач является проведение комплексных мероприятий по предупреждению и удалению асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), т.к. значительная часть добычи нефти обеспечивается включением в процесс разработки месторождений с тяжелыми, высоковязкими и высокозастывающими парафинистыми нефтями.

Образование АСПО в скважинах существенно усложняет разработку месторождений и приводит к отказу погружного оборудования. По этой причине вопросы выбора способов борьбы с АСПО являются актуальными [2].

Выпадение АСПО является одной из основных причин, приводящих к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств горных пород, снижению дебита скважин, резкому увеличению обводненности, уменьшению охвата пласта заводнением. Осаждение АСПО происходит в НКТ, выкидных линиях, а также в промысловых трубопроводах систем нефтесбора.

Целью данной работы является анализ существующих методов борьбы с АСПО в добывающих скважинах пласта АВ₄ Советского нефтяного месторождения.

Выпадение парафина из нефти представляет собой сложный физико-химический процесс, на который влияет очень много факторов [1]. Результатом является снижение растворяющей способности нефти. Существует несколько точек зрения на механизм образования АСПО. Первая предполагает, что кристаллы парафина образуются в объеме движущейся нефти и постепенно оседают на поверхности металла и закрепляются на ней, образуя осадочный слой органических отложений [5]. По второму механизму – парафиновые кристаллы образуются непосредственно на металлической стенке скважины или трубопровода. Процесс кристаллизации парафина на поверхности идет за счет подпитки из нефтяного раствора [4].

Классификация нефти в зависимости от содержания парафинов:

- малопарафиновые – менее 1,5% масс.;
- парафиновые – от 1,5 до 6 % масс.;
- высокопарафиновые – более 6 % масс.

Выбор рациональных способов борьбы с АСПО и эффективность различных методов зависит от многих факторов. Например, от способа добычи нефти, термобарического режима эксплуатации скважин и пластов, состава и свойств добываемой продукции [6].

Основными методами борьбы с АСПО являются:

- тепловые (горячая нефть или вода в качестве теплоносителя, индукционные подогреватели);
- механические (скребки, скребки-центраторы);
- химические (ингибиторы отложений и растворители).

На Советском месторождении разрабатывается 18 эксплуатационных объектов. Практически весь отбор продукции осуществляется механизированным способом. Основная доля годовой добычи нефти приходится на скважины, оборудованные электроцентробежными насосами.

Нефть на данном месторождении является парафиновой. В таблице 1 приведены результаты анализа проб нефти из скважин X1, X2, X3 на содержание асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ).

Таблица 1

Содержание асфальтеносмолопарафиновых веществ в нефти

| Скважина | Пласт | Содержание, % масс | | |
|----------|-------|--------------------|-------|----------|
| | | Асфальтены | Смолы | Парафины |
| X1 | АВ4 | 1,74 | 6,5 | 1,9 |
| X2 | АВ4 | 1,68 | 6,71 | 2,1 |
| X3 | АВ4 | 1,32 | 7,34 | 2,6 |

Количество скважин на Советском нефтяном месторождении, осложненных парафиноотложением, увеличивается с каждым годом. С 2014 г. по 2017 г. количество скважин, оборудованных УЭЦН, подвергшихся парафинизации возросло на 55 единиц. Это приводит к понижению таких показателей как межремонтный период скважин и средняя наработка на отказ внутрискважинного оборудования.

Тепловой метод основан на способности плавления АСПО при температурах, превышающих точки их кристаллизации. В качестве агрегата для депарафинизации скважин на Советском месторождении используется АДМП 12/150, в качестве теплоносителя применяют горячую нефть. Для оценки эффективности тепловой

депарафинизации скважин, воспользуемся данными таблицы 2. В ней отражены результаты мероприятия по удалению парафиноотложений в трёх скважинах за октябрь 2017 года.

Таблица 2

Результаты промывок скважин горячей нефтью

| Скважина | Дебиты нефти, т/сут | | Дебиты жидкости, м3/сут | |
|----------|---------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
| | до депарафинизации | после депарафинизации | до депарафинизации | после депарафинизации |
| X1 | 1,23 | 1,29 | 24,2 | 25,4 |
| X2 | 3,27 | 5,16 | 19,2 | 30,3 |
| X3 | 17,72 | 14,99 | 26 | 22 |

Анализ данных показал, что тепловой метод очистки от АСПО призабойной зоны пласта и ствола скважины на данном месторождении не всегда является достаточно эффективным. Например, на скважине X3 уменьшение количества добытой нефти составило 2,73 т/сут, по скважине X1 прирост добычи нефти не значительный, по скважине X2 прирост добычи составил 1,89 т/сут.

Широко используется на Советском месторождении механический способ депарафинизации скважин с применением фрезерного скребка. Для анализа эффективности депарафинизации НКТ скребкованием рассмотрим таблицу 3, где отражены результаты мероприятия по удалению АСПО за август 2017. В ходе проведения мероприятия было задействовано 5 скважин.

Таблица 3

Результаты скребкования скважин

| Скважина | Глубина спуска скребка, м | Примечания |
|----------|---------------------------|--|
| X4 | 0 – 200 – 900 | – |
| X5 | 0 – 380 – 900 | – |
| X6 | – | Не проход скребка в лубрикаторную задвижку |
| X7 | 0 – 470 | Обрыв проволоки на глубине 470 м |
| X8 | – | Не проход скребка через центральную задвижку, заклинивание |

Вращение фрезы происходит при прохождении восходящего водонефтяного потока, поэтому эксплуатацию скважины не прекращают. На основании полученных данных можно прийти к выводу, что использование скребков является не всегда рациональным методом удаления АСПО со стенок НКТ. Тот факт, что три скважины из пяти не прошли процесс скребкования по разным причинам, даёт предпосылки для рассмотрения вопроса о применении химических реагентов для предотвращения образования отложений парафинов. Также стоит учесть, что максимальный спуск фрезерного скребка ограничен применением 900 метрами, в то время как отложения парафинов могут находиться и глубже.

В настоящее время химические ингибиторы широко используются для предотвращения образования АСПО [2]. В основе действия реагентов-ингибиторов лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе между жидкой фазой и твёрдой поверхностью. Для подачи реагента к местам возможного образования отложений разработаны капиллярные системы подачи химических реагентов в колонну НКТ [7].

В настоящее время на Советском месторождении отдают предпочтение механическим и тепловым методам очистки скважин от парафиноотложений. Проанализировав данные, полученные при опытно-промышленных испытаниях, было выявлено, что использование данных методов не всегда являются эффективным решением данной проблемы. Применение химических реагентов для предотвращения образования АСПО позволит обеспечить устойчивую и безаварийную работу оборудования.

Литература

1. Ашмян К.Д., Никитина И.Н., Носова Е.Н. Факторы, влияющие на выпадение из нефти асфальтосмолопарафиновых веществ. Нефтяное хозяйство. – Москва, 2014 – № 11. – С. 126 – 128.
2. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей. – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
3. Под ред. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
4. Под ред. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. – 192 с.
5. Гладков И. Т. Профилактический способ борьбы с отложениями парафина в фонтанных скважинах. Тр. Грозненского нефтяного института, № 18. – Грозный: Чечено – Ингушское книжное издательство, 1958. – 57 с.
6. Малышев А.Г., Черемисин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием. Нефть. хоз-во. – 1997. - № 9. – С. 62 – 69.
7. Каталог выпускаемой продукции [Электронный ресурс]: капиллярные системы подачи химических реагентов в скважину: инжиниринговая компания ИНКОМП-нефть. URL: <https://docplayer.ru> (дата обращения 20.03.2019).

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Ф.А. Гасанов, Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нежелательная добыча воды является серьезной проблемой в нефте- и газодобывающих скважинах. Проблемы возникают, когда добыча воды превышает экономический уровень (соотношение воды/нефти), при этом добыча нефти практически нерентабельна [1]. Добываемую воду разделяют на 2 типа. К первому типу относят воду, которая поступает из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов, вносящих свой вклад в вытеснение нефти из пласта. Ко второму типу относят воду, поступающую в скважину и добываемую без нефти или с нефтью в объеме, недостаточном для покрытия расходов, связанных с ее утилизацией. Причины появления воды второго типа в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны. В таблице показана упрощенная классификация типов проблем, хотя на практике возможно большее число их комбинаций [2].

Таблица

Классификация типов проблем избыточных водопритоков

| Проблемы | Причины | Пути решения для скважин | |
|--|---|---|---|
| | | Вертикальных | Горизонтальных |
| 1. Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера | -старение фонда скважин -технологические причины -коррозия | -применение изолирующих жидкостей и использование пробок, цементных мостов и пакеров -применение пластырей | |
| 2. Заколонные перетоки | -низкое качество цементного камня -пустоты в заколонном пространстве | -применение изолирующих тампонажных жидкостей | |
| 3. Движение водонефтяного контакта (ВНК) | -очень низкая вертикальная проницаемость | -заглушка нижних отверстий перфорации с использованием механических систем | -зарезка второго горизонтального ствола |
| 4. Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков | -наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами | -применения неупругих изолирующих жидкостей или механических изоляторов | -данная проблема не затрагивает горизонтальные скважины, вскрывающий лишь один продуктивный пласт |
| 5. Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами | -наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин | -закачка гелей -водоизоляция (является наилучшим решением данной проблемы) | |

Обычно такая проблема характерна для нефти и газодобывающих месторождений на поздней стадии разработки, что приводит, к потере производительности, увеличению себестоимости нефти, увеличению обводненности скважиной продукций. Одним из способов решений этой проблемы является проведение водоизоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах с помощью закачки химических реагентов, способных фильтроваться в пористую среду и тампонировать пути поступления нежелательной воды в скважину [2].

Для проведения водоизоляционных работ (ВИР) в скважине применяется множество химических реагентов, но окончательный выбор зависит от причины обводнения и места, откуда поступает вода, а также от петрофизических особенностей продуктивного пласта. Однако в полевых испытаниях большинство водоизолирующих материалов были признаны неэффективными.

Необходимый результат во время проведения ВИР с использованием химических реагентов:

- закачиваемые материалы должны целиком заполнить каналы поступления воды;
- материалы обязаны создать водоизолирующий барьер, который при последующей эксплуатации скважины обеспечит достаточное сопротивление без разрушения при действующей депрессии;
- при проведении водоизоляционных работ не будут снижены фильтрационные свойства нефтенасыщенной части пласта;
- при этом применяемые химические материалы и растворы должны:
- быть химически инертными по отношению к горным породам и металлу труб;
- обладать низкой ценной и недефицитностью;
- гарантировать не только высокую эффективность водоизоляционных работ, но и безопасность рабочих при работе;
- соответствовать существующим экологическим требованиям;
- иметь вязкость, оптимальную для проникновения в низко-проницаемые породы;
- быть пригодными для использования в любое время года и простыми в применении.

Для изучения были выбраны два гелеобразующих химических вещества, используемых в нефтяной промышленности для ограничения воды, а именно мономерные соединения, полиакриламиды и биополимера.

Мономер (Акриламид, стиролдифенилметан, полиамиды из серий 6 и 6.6, клеи и пропитывающие смолы) может легко проникать в поры пласта из-за его низкого предела текучести. Выяснилось, что общее поведение

водоизолирующего барьера, созданным мономером очень похоже на поведение полиакриламида, но с более низким давлением сдерживания. Однако они являются прекрасными кандидатами для использования в качестве пластовых гелей, поскольку они проникают глубоко в пласт, блокируя пути проникновения воды.

Эффективными сшивателями для полиакриламидом (РНРА) являются ионы трехвалентных металлов, такие как алюминий (Al^{+3}) и хром (Cr^{+3}). Эти сшивающие агенты могут быть в форме простых неорганических ионов в растворе или в растворимых химических комплексах [3].

Ценность биополимеров определяется, прежде всего, их способностью в малых концентрациях резко менять реологические свойства водных систем – повышать вязкость, образовывать гели. По сравнению с традиционно применяемыми в добыче нефти водорастворимыми синтетическими полимерами, в частности, полиакриламидом, биополимеры обладают рядом существенных преимуществ в т.ч. такими, которые позволяют применять их в очень жестких условиях, где использование синтетических полимеров неэффективно.

Также нужно учитывать, что большинство химических реагентов используются не в чистом виде, а методом комбинирования разнообразных композиций.

Для успешного и качественного проведения мероприятия с внедрением гелеобразующих составов предлагается самоселективная технология перекрытия воды в добывающих скважинах [4]. Технология основана на последовательном трехступенчатом химическом применении.

Первый этап заключается в защите нефтеносных пластов с помощью микроволокнистых частиц, который представляет собой вязкий раствор для создания непроницаемого фильтрационной корки в зонах с низкой проницаемостью для нефтеносных пластов, но сохраняет трещины открытыми для проникновения полимерного геля. Требуемые свойства жидкости: размер частиц волокнистых материалов тщательно подбирается так, чтобы он был достаточно маленьким и свободно проникал сквозь трещины, но достаточно большим, чтобы образовывал наружную фильтрационную корку. Второй этап основан на закачке гелеобразующего материала, который вводится непосредственно после первого этапа, под давлением меньшим, чем давления разрыва пласта. Гель будет проникать, и тампонировать только трещины, так как низкопроницаемые породы уже защищены непроницаемым фильтрующим слоем первой жидкости. И наконец, на последнем этапе, после затвердения геля, необходимо удалить из ствола скважины формирующие фильтры и гелеобразующие полимеры, чтобы возобновить приток нефти и производительность скважины. Все мероприятия сопровождаются высоким давлением и температурой [4].

Таким образом, применение технологий ограничений водопритокков с использованием водоизолирующих материалов существенно снижает пути поступления нежелательной воды в добывающую скважину, тем самым обводненность добываемой продукции падает, а расходы на переработку и утилизацию добываемой воды уменьшаются.

Литература

1. M. Rabiei R. Gupta. Intelligent knowledge management for identifying excess water production in oil wells // Petroleum and Mineral Resources. – Australia. 2012. –С. 175 – 182.
2. B. N. Koilybayev, A. S. Strekov, K. T. Bissembayeva, P. Z. Mammadov, D. A. Akhmetov, O. G. Kirisenko. Decision-Making on Restriction of Water Inflows into Oil Wells in Dependence on the Type of Initial Information // 13-я Международная конференция по теории и применению нечетких систем и вычислений - ICAFS-2018. – 2018. – глава 113. – С. 859 – 864.
3. N. Saavedra, D. Mamorra. Water shutoff in horizontal wells using gel technology // C.T.F Cienc. Tecnol. Futuro vol.1 no.3. – Bucaramanga. 2000.
4. B.Ghosh, A.S.Bemani, Y.M.Wahaibi, H.Hadrami, Fathi H. Boukadi. Development of a novel chemical water shut-off method for fractured reservoirs: Laboratory development and verification through core flow experiments // Journal of Petroleum Science and Engineering. – October 2012. – С.176 – 184.

**ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ УЭЦН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН,
ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ**

А.А. Гельман, А.С. Ефремов

Научный руководитель - доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение установок электроцентробежных насосов с вентильным приводом.

Средняя установка ЭЦН имеет низкий показатель КПД. На примере установки 5А-500-2000 КПД составляет всего 39 %, таким образом, 61 % электроэнергии, потребляемой при эксплуатации УЭЦН, тратится впустую – на обогрев окружающей среды, вибрацию, износ и т. д.

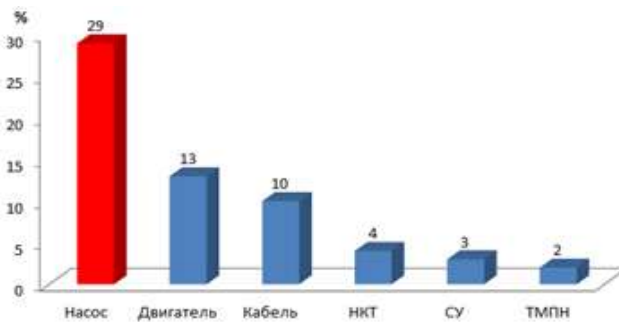


Рис. 1 Потери электроэнергии по узлам установки

Потери электроэнергии мы наблюдаем по всем узлам установки, но самая большая часть происходит в основном в двух элементах установки (рисунок 1): погружном насосе (преобразование механической энергии в гидравлическую) – 29 % и электродвигателе (преобразование электрической энергии в механическую) – 13 % [4]. В общем виде конструкция УЭЦН с погружным электродвигателем и вентильным двигателем (ВД) показана на рисунке 2.

Вентильные (двигатели на постоянных магнитах), принципиально отличаются от асинхронных другим уровнем КПД. Так, если в 117 габарите у асинхронного двигателя КПД 84 %, то у вентильного – 92 % [1].

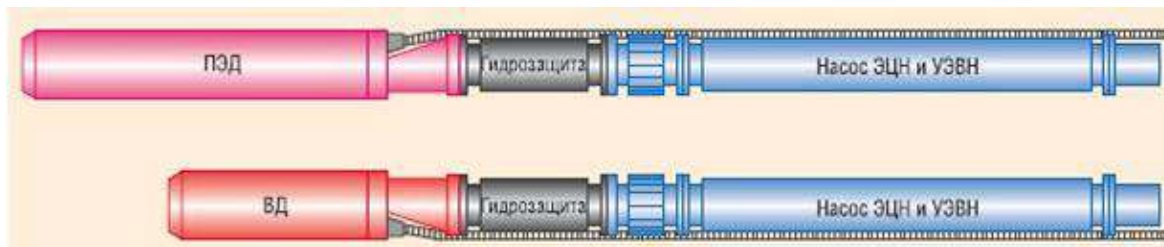


Рис. 2 УЭЦН с погружным электродвигателем и вентильным двигателем

ЗАО «НОВОМЕТ–Пермь» наиболее явно продвинулся среди производителей энергоэффективного подземного оборудования. Мощности их завода позволяют выпускать действительно качественное оборудование, поставки их нефтепромыслового оборудования уже выходят на мировой уровень, поставки осуществляются в Сербию, Египет, Сирию, Индию [2].

Экспериментальные установки производства ЗАО «Новомет–Пермь» были спущены в следующие скважины на месторождениях:

- 652 (X) – в работе с 01.10.17г (текущая наработка 213сут):
- 1380Б (Y) – с 02.09.17г (текущая наработка 270 сут):
- 802 (X) – с 30.01.18г (текущая наработка 120 сут).

Изменение конструктивного исполнения рабочих ступеней насоса, применение вентильных электропогружных электродвигателей является прогрессивным решением в механизированной добыче нефти. Как мы видим на примере УЭЦН 5А-500-2000, размер энергоэффективной установки в два раза меньше, работа на повышенных оборотах, более высокие показатели КПД, как следствие меньшее энергопотребление.



Рис. 3 Сравнение параметров серийной и энергоэффективной установки 5А-500-2000

Из-за того, что новая установка работает на высоких оборотах и были разработаны новые рабочие ступени насоса, что позволило добиться износостойкости даже в таких режимах работы (рисунки 3 и 4).

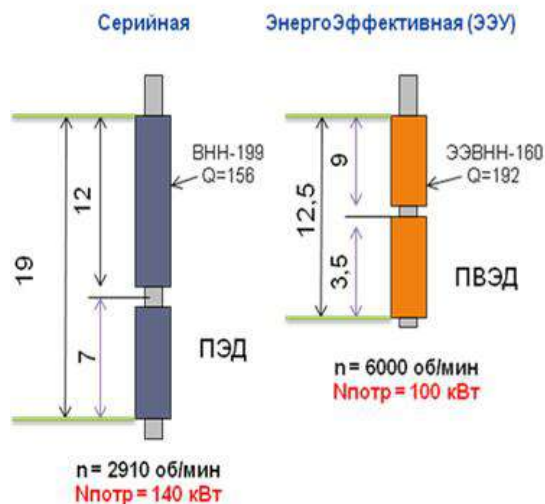


Рис. 4 Фактическое сравнение серийной и энергоэффективной установки примененной в скважине №1380Б

Также стоит упомянуть, что ЭЭУЭЦН снабжается Вентильным двигателем, у которого есть помимо более высокого КПД еще одно преимущество перед асинхронными ПЭД, гибкая регулировка подачи жидкости (частоты вращения). То есть это позволит реагировать на возможные изменения притока жидкости с пласта, тем самым производить отбор жидкости максимально эффективно.

Фактическое сравнение серийной и энергоэффективной установок, спущенных в скважине №1380Б показало, что действительно ЭЭУЭЦН обладает меньшими габаритами, потребляемая мощность меньше, возможностей больше, как видим раскрученный ЭЭУЭЦН фактически работает на оборотах 6000, дебит 192, это стало возможным за счет конструктивных особенностей рассматриваемой установки.

Все три энергоэффективных УЭЦН находятся в стабильной работе.

Первый комплект вовлечен в испытания повторно после устранения ошибки завода (насос был укомплектован газосепаратором, чего не предусматривает комплектация) [3].

Литература

1. Деньгаев А.В., Вербицкий В.С., Дроздов А.Н., Петров Д.А. «Разработка принципов центробежной сепарации механических примесей на приеме УЭЦН». Территория нефтегаз, № 10, 2007 г.
2. Справочник инженера по добыче нефти / А. В. Дашевский, И. И. Кагарманов, Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев; Уфимский государственный нефтяной технический университет; Нефтяная компания ЮКОС. – Стрежевой: Печатник, 2002. – 279 с.
3. Лазарев А.Б. «Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями». Инженерная практика, № 2, 2016г.
4. Приложение №1 «Дополнительное оборудование к УЭЦН» к «Технологическому регламенту по эксплуатации механизированного фонда скважин», ОАО «Томскнефть» ВНК, 2012 г.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ВЯЗКОУПРУГИХ СИСТЕМ ПРИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТКАХ ПЛАСТА

П.Д. Грицаев

Научный руководитель доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая промышленность – это важнейшая отрасль в экономике России, от которой напрямую зависит стабильность и благополучие страны, а значит, что развитие этого комплекса является ключевой задачей на ближайшие годы. В настоящее время основной задачей становится не разработка и бурение новых скважин, а повышение нефтеотдачи на старых месторождениях путем применения тепловых, газовых, физических и химических методов интенсификации нефтеотдачи.

Ухудшение качества углеводородных ресурсов России обусловлено различными факторами, среди которых первое место занимает обводненность, достигающая на некоторых месторождениях 95%. Падение показателей нефтедобычи также связано с ростом доли трудноизвлекаемых залежей, которые делают добычу нефти высокочрезвычайно затратной.

В разработанных месторождениях, по оценке специалистов, остается до 5 млрд. тонн нефти. Эти месторождения требуют больших вложений в связи с тем, что многие из них эксплуатируются уже более 60 лет и требуют применения новейших технологий для повышения коэффициента извлечения нефти. Разработка методов интенсификации нефти с годами приобретает все большую актуальность, так как и проблемы добычи нефти со временем увеличиваются.

На сегодняшний день наиболее эффективным считается применение комбинированных методов интенсификации нефти с применением вязкоупругих систем, таких как поверхностно-активные вещества или полимеры. Многие процессы интенсификации добычи нефти предполагают использование различных рабочих жидкостей, от выбора которых зависит положительный результат всего процесса. В настоящее время химический и нефтехимический рынок предоставляет огромный ассортимент жидкостей различного состава и свойств. Выбор той или иной жидкости должен обуславливаться, прежде всего, эффективностью применения и экономичностью. Кроме того, важными свойствами технологических жидкостей являются высокая поверхностная активность, растворимость в пластовой воде, инертность по отношению к веществам, находящимся в пласте.

Немаловажным свойством жидкостей в процессах нефтедобычи является вязкость. Для многих процессов интенсификации требуются жидкости, обладающие высокими значениями вязкости, такие как ассоциирующие полимеры или водные растворы поверхностно-активных веществ. Поверхностно-активные вещества и полимеры соответствуют вышеперечисленным требованиям, но, все же, отличаются друг от друга, и имеют свои достоинства и недостатки. Наибольшее распространение указанные вещества получили при применении следующих технологий: мицеллярное заводнение, гидравлический разрыв пласта и кислотная обработка пластов. Рассмотрим подробнее метод кислотной обработки пластов.

Метод кислотной обработки пласта – второй по эффективности среди методов интенсификации нефти, после процесса гидравлического разрыва пласта, и является более щадящим по отношению к окружающей среде. Помимо увеличения проницаемости коллектора этот метод позволяет провести очистку скважины от различных отложений [3].

Существует множество видов обработок кислотой, которые подбираются для каждого пласта индивидуально, это могут быть кислотные ванны, пенокислотные обработки, закачка кислоты под давлением, термокислотные и поинтервальные обработки. Метод кислотной обработки позволяет не только повысить нефтеотдачу пласта, но и очистить призабойную зону от бурового раствора, а оборудование от парафиновых отложений [3].

Существует множество видов обработок кислотой, которые подбираются для каждого пласта индивидуально, это могут быть кислотные ванны, пенокислотные обработки, закачка кислоты под давлением, термокислотные и поинтервальные обработки. Метод кислотной обработки позволяет не только повысить нефтеотдачу пласта, но и очистить призабойную зону от бурового раствора, а оборудование от парафиновых отложений [3].

Состав «Флаксокор 110» применяется в карбонатных пластах сразу же после бурения скважины, он способен очистить призабойную зону и саму скважину от бурового раствора, а также увеличить проницаемость [4]. Состав «Флаксокор 210» используют преимущественно для терригенных и карбонатных коллекторов. Этот состав имеет ряд преимуществ: он обладает высокой растворяющей способностью, не образует эмульсию, не вызывает коррозию оборудования, обеспечивает увеличение притока нефти. Состав ExtrOil улучшает проницаемость скважины за счет увеличения количества и размеров пор. С применением этого состава могут проводиться кислотные ванны для очистки оборудования. В таблице ниже представлены результаты применения раствора «Флаксокор110» на скважинах ООО «РН-Ставропольнефтегаз» в 2014 году [4].

Таблица

Результаты применения раствора «Флаксокор 110» [4]

| Скважины | Дебит до применения «Флаксокор 110», т/сут. | Дебит после применения «Флаксокор 110», т/сут. |
|------------------|---|--|
| Озек-Суат №3003 | 6 | 15 |
| Прасковейское 64 | 1 | 17 |
| Пушкарское №108 | 7 | 9 |
| Озек-Суат №257 | 4 | 20 |

Кислотные обработки Zigaх, проведенные в 2014 году, увеличили показатели нефтедобычи от 1,5 до 17 раз в зависимости от геологических условий.

Значительный эффект ожидается и от применения новейших самоотклоняющихся кислот (система VDA). Система VDA – вязкоупругая самоотклоняющаяся кислота, применяемая для полного охвата многозонных карбонатных коллекторов при кислотных обработках [1].

С точки зрения эффективности затрат и простоты технологического процесса, идеальная система должна быть самоотклоняющейся, закачиваться в пласт под давлением и не создавать в нем остаточного загрязнения. Существующие технологии в области самоотклоняющихся кислотных систем базируются на полимерных основах, но полимеры, как известно, не разрушаются и служат загрязнителями коллектора. В этом случае более целесообразно применение самоотклоняющихся систем на основе поверхностно-активных веществ. Данной разработкой занимается компания Schlumberger, а также исследования проводятся и российскими учеными.

Технология вязкоупругих поверхностно-активных веществ исключает повреждение коллекторских свойств пласта, возникающего из-за использования твердых частиц и полимеров в кислотных системах. VDA может быть использована как в качестве самостоятельной технологической жидкости, так и в сочетании с другими системами. Система VDA является невязкой жидкостью, но по мере поступления в пласт и реагирования с породой вязкость быстро увеличивается. Высокая вязкость кислоты не позволяет ей проникнуть дальше в трещины, а дает возможность проникнуть в них еще не прореагировавшей жидкой кислоте. Исследования результатов обработки показали, что система VDA позволила успешно решить не только поставленные задачи по отклонению профиля нагнетания рабочей жидкости, но и по интенсификации добычи [1].

Компанией Baker Hughes разработана технология по кислотной обработке пласта StimTunnel. Кислота, подаваемая в породу под давлением создает эффект бурения, что позволяет инструменту StimTunnel создавать вторичные туннели от главного ствола скважины. Основным преимуществом сервиса StimTunnel является его способность увеличивать площадь притока скважины без использования гидравлического разрыва пласта и дорогих буровых растворов. В этой технологии используется соляная кислота, которая упрощает работу, не выделяя разрушительных побочных продуктов. Единственными побочными продуктами являются вода, и двуокись углерода ни один из которых не может привести к повреждениям оборудования [2].

Мировая нефтедобывающая промышленность активно развивается, совершенствуется и ежегодно удерживает показатели нефтедобычи на должном уровне за счет усовершенствования старых и внедрения новых методов повышения нефтеотдачи. На сегодняшний день нефтяные компании активно внедряют технологии интенсификации нефтеотдачи.

Применение вязкоупругих систем в процессах интенсификации нефтеотдачи – это перспективное направление, которое позволяет поддерживать и повышать показатели нефтедобычи, не прибегая к разработке новых месторождений. Перспективными эти методы считаются благодаря тому, что с годами запасы нефти будут лишь иссякать, а значит, что для более полного освоения месторождений и более эффективной добычи нефти необходимы новые и усовершенствованные методы по ее извлечению. Кроме того, все внедряемые технологии должны быть экономически выгодны и соответствовать экологическим требованиям. Рассмотрев в данной статье методы интенсификации нефтеотдачи при кислотных обработках пласта, можно сказать об их успешном развитии и внедрении, а значит и об успешном развитии нефтедобывающих компаний, в которых эти методы применяются.

Литература

1. Harts E. P., VDA Viscoelastic Diverting Acid, Schlumberger Limited, Oilfield Rev., 2014, Vol. 12. P. 12-15.
2. Ortiz Requena J.R., Ahmed Mohamed Fawzy, Noor Nasriq Bin Ujal, Society of Petroleum Engineers Journal. 2015. Vol. 9. P. 23-26.
3. Демахин С.А., Петрушин М.Л., Меркулов А.П., Малайко С.В. Эффективность применения кислотных составов / Нефтегазовая вертикаль, 2015, № 23-24, С. 10-11.
4. Никешина Л. Опыт применения разглинизатора "Флаксокор 110" и отклонителя "Сурфогель" для самоотклоняющегося кислотного состава / Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». Разработка месторождений. 2016. № 45. С. 25–42.

**МЕТОДЫ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ В СКВАЖИНАХ НА НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

В.Ю. Гришаев, Р.Н. Коротков

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Проблема проявления механических примесей в добывающих скважинах остаётся актуальной по сей день. Методы борьбы заключаются в деформировании от качки жидкости и предотвращении попадания механических примесей в насос. Снижение темпов добычи не очень привлекательно для нефтяных компаний, в связи с этим становится актуальным применением фильтров.

Поступление частиц породы из пласта в ствол скважины происходит в результате разрушения пород под воздействием фильтрационного напора при определённой скорости фильтрации, поэтому механические примеси можно разделить на две категории: искусственные (материалы, использованные при гидроразрыве пласта) и натуральные (непосредственно разрушенная порода пласта).

Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в скважину, осаждаётся на забое, образует пробку, которая снижает текущий дебит скважины, приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Отбор проб добываемой жидкости из скважин Мамонтовского месторождения показал в среднем наличие механических примесей 250 мг/литр, а на 15 процентов скважин – более 500 мг/литр. По техническим условиям на установке электроцентробежного насоса российского производства допускается количество механических примесей не более 100 мг/литр.

Так же механические примеси могут заноситься в скважину с поверхности, с оборудованием или с раствором для глушения скважин [1].

В зависимости от механизма методы защиты ГНО от абразивных частиц в добываемом флюиде делятся на четыре основные группы.

Методы борьбы негативным влиянием мехпримесей включает в себя: предотвращение/ограничение поступления мехпримесей в скважину; предотвращение/ограничение поступления мехпримесей в насосную установку; Технические решения, применяемые в УЭЦН; подготовка ствола скважины перед спуском ГНО и профилактические мероприятия.

Оправданными являются методы борьбы с пескопроявлениями, основанные на предотвращении выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические, технологические методы и их комбинации для закрепления пород.

К механическим методам относятся применение забойных фильтров, устанавливаемых непосредственно в зоне перфорации. Это фильтры в виде перфорированной части обсадной колонны, извлекаемые, устанавливаемые в качестве хвостовика ОК или на пакере ниже части выпускаемой колонны.

Технологические методы включают в себя такие мероприятия как подбор параметров эксплуатации скважины и ограничение дисперсии на пласт. Верно выбранная методика позволит удерживать депрессию ниже критического уровня, при котором происходит разрушение пород, и таким образом, предупреждать вынос механических примесей из пласта. Снижение обводнённости – известно, что при обводнении происходит размыв и разрушение глинистых частиц горной породы продуктивных коллекторов нефти и газа, вследствие чего начинается интенсивный вынос пластового песка в скважины [2].

Эффективной является методика закачивания скважин с созданием гравийного фильтра в необсаженном продуктивном интервале. Сущность технологии заключается в закачке посредством труб НКИ отсортированного гравия на забой в расширенный интервал между пластом и фильтром, и признана наиболее эффективным методом предотвращения пескопроявлений и обеспечения длительной эксплуатации высокодебитных скважин без снижения их производительности и остановок на ремонт.

Химические – это закачка в пласт скрепляющих растворов, смол и композиций на их составе. Одна из таких технологий основана на использовании смолы Линк. В отличие от других технологий в данном случае призабойной зоне пласта не формируется монолитный экран, а создаётся хорошо проницаемая структура благодаря частичному заполнению порового пространства отверждаемой смолой. Коксование – ещё один способ укрепления призабойной зоны, сущность состоит в получении кокса в пласте в качестве вяжущего материала за счёт продолжительного окисления нефти в призабойной зоне горячим воздухом.

Распространённым методом защиты насоса от интенсивного выноса механических примесей является их отделение от добываемой жидкости перед входом в электроцентробежный насос защитными фильтрами [3].

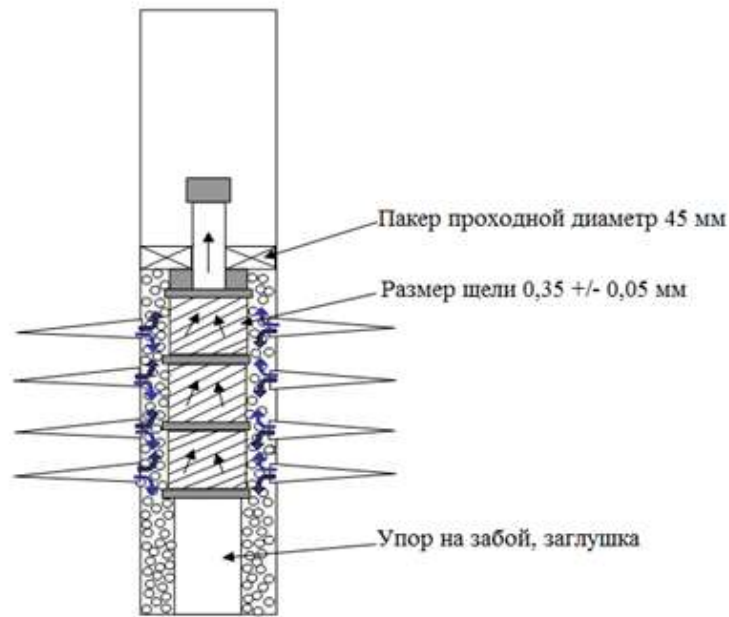


Рис. 1 Схема установки фильтра ФС – 73

Основной причиной появления механических примесей в добываемой жидкости считается увеличение депрессии на пласт и вынос их с призабойной зоны скважины.

Можно выделить две группы методов борьбы с песком при эксплуатации скважин: предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину.

Предупреждение поступления песка в скважину предусматривает применение различного рода фильтров и крепление призабойной зоны. Регулирование поступления песка сводится к ограничению дебита скважины до значения, при котором поступление песка резко уменьшается. Также для снижения попадания песка в насос применяют песочный якорь.

Для уменьшения влияния механических примесей рекомендуется внедрение износостойких насосов и фильтров, устанавливаемых в зоне перфорации скважины.

Для предотвращения выноса незакрепленного проппанта, при производстве ГРП в интервал перфорации, на специально доработанном пакере устанавливается фильтр марки «ФС-73». Завод изготовитель ОАО «ТЯЖПРОЕССМАШ.» г. Рязань, схема установки представлена на рисунке 1.

Пакер герметизирует пространство между эксплуатационной колонной и корпусом фильтра, предотвращая проникновение проппанта в эксплуатационную колонну.

Конструкция фильтра предотвращает проникновение проппанта в скважину, расстояние между ветками проволочного фильтра-элемента 0,35 мм, при этом допускается проведение любых операций с призабойной зоной СКО, ГВЖ.

Пропускная способность фильтроэлемента 80-107 литров в минуту на 1 метр, что перекрывает диапазоны подач применяемого оборудования.

Входной фильтр-модуль серийного производства состоит из основания с наклонными отверстиями для прохода пластовой жидкости, наружной кольцевой проточки, в которой закреплена металлическая сетка с продольными щелями, предотвращающая попадание в насос крупных частиц.

Основание в верхней части имеет шпильки и нижний фланец с отверстиями для соединения входного модуля с модулем-секций и протектором. В подшипниках основания размещён вал, который посредством шлицевых муфт соединяется с валами насоса и протектора.

В конструкции входного фильтр-модуля используется проволочная сетка из нержавеющей стали, устанавливаемой под металлическим каркасом с продольными щелями перед входными отверстиями корпуса модуля. Установка входного модуля позволяет предотвратить поступления в насос механических примесей больших размеров, чем предусмотрено размерами ячейки, что повышает надёжность и эффективность работы УЭЦН, увеличивает её межремонтный период.

Снижение дебита способствует успешному оседанию механических примесей в зоне скважины предназначенной для их успокоения. Но данная проблема имеет глобальный характер, и подразумевает значительное снижение темпов добычи по всему промыслу в целом, что не является привлекательным для нефтяных компаний. Таким образом, применение фильтров становится главным решением рассматриваемой проблемы [1].

Литература:

1. Виситаев Н.У. Методы борьбы с механическими примесями в добывающих скважинах мамонтовского месторождения. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://sibac.info/studconf/tech/xliii/56408>

2. Клещенко И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Учебное пособие. - Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2010. -344 с.
3. Куличенко П.С. Методы защиты УЭЦН от влияния механических примесей: комплексный подход к решению проблемы. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/v/metody-zaschity-uetsn-ot-vliyaniya-mehnicheskih-primesey-kompleksnyy-podhod-k-resheniyu-problemy>.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ УЭЦН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКОЙ ШАРНИРНОЙ МУФТЫ

Н.Ю. Демидов

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Максимально возможное извлечение нефти из нефтяных залежей требует применения прогрессивных способов и схем разработки нефтяных месторождений, а также совершенствования техники и технологии подъема жидкости из скважин. Широкое распространение имеют установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), которыми оборудована значительная часть фонда добывающих скважин. Такое положение обусловлено их преимуществами (высокая производительность), реализуемыми в условиях увеличения обводненности нефтяных месторождений и необходимости форсированного отбора жидкости из скважин.

Но поскольку ни один из видов механической добычи не может сравниться по объемам перекачиваемой жидкости с УЭЦН, эксплуатация нефтяных скважин с применением установок электроцентробежных насосов является актуальной.

Известно, что при работе установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) на участках с большим набором кривизны из-за боковых усилий возникают нерасчетные напряжения корпусов и валов, которые ведут к одностороннему износу деталей и сокращения межремонтного периода (МРП).

Максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки определенного поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка.

Величина максимально-допустимой кривизны скважины по нормативным документам российских и иностранных изготовителей равна 2° на 10 метров длины. По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу или как минимум вписывается в участок скважины. Отсюда спуск УЭЦН в скважину не производится на максимально возможную глубину с достижением целевого забойного давления. С целью максимального спуска установки в скважину и исключения износа оборудования, в настоящее время, в ЗАО «Роснефтехим» разработан и освоен выпуск гибкой шарнирной муфты (ГШМ).

ГШМ состоит из двух трубчатых корпусов, соединенных между собой шарниром, позволяющим корпусам изгибаться относительно друг друга в любом направлении. На концах корпусов расположены фланцы, которыми муфта с помощью шпилек соединяется с одной стороны с фланцем протектора погружного электродвигателя (ПЭД), с другой стороны – с фланцем приемного модуля или газосепаратора (ГЗ) погружного электроцентробежного насоса (рис.).

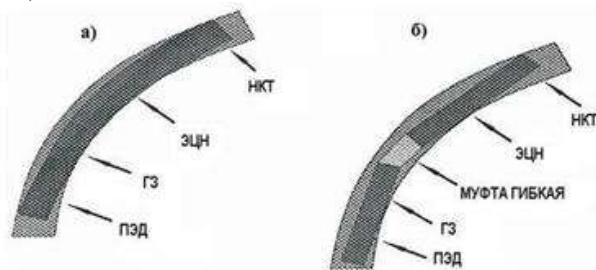


Рис. Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и
положение УЭЦН в скважине с ГШМ (б)

Применение гибкой муфты в составе УЭЦН позволяет:

- достичь потенциала скважины;
- предотвратить ослабление затяжки из-за асимметрии натяжений болтов межсекционных фланцевых соединений УЭЦН за счет снятия изгибающих нагрузок, воздействующих на установку при прохождении интервалов с интенсивным искривлением ствола во время спуска оборудования в скважину.

При эксплуатации УЭЦН в зоне с набором кривизны выше допустимой, где штатная установка работает в напряженно-деформируемом состоянии, УЭЦН, оснащенный гибкой муфтой, свободно вписывается в ствол искривленной скважины, чем обеспечивается повышенная устойчивость его работы.

В том случае, если участок ствола скважины, в котором расчетно предполагается подвеска насосного оборудования, имеет высокие значения локальной кривизны и установку вынужденно подвешивают в других интервалах, гибкая муфта позволяет производить подвеску УЭЦН именно в заданном интервале, что приводит к более оптимальному режиму ее работы.

Внутри корпусов муфты размещаются валы для передачи вращения от ПЭД к насосу. Концы валов имеют стандартные шлицы для соединения с валом ПЭД и насоса. Входной и выходной валы муфты соединяются между собой средним валом с карданными шарнирами, что обеспечивает передачу синхронного вращения при изгибе оси муфты. Вращение валов происходит в подшипниках скольжения, смазывающихся пластовой жидкостью. Циркуляция пластовой жидкости, обеспечивающая охлаждение подшипников, осуществляется двумя крыльчатками, установленных на валах муфты.

Максимальный угол изгиба ГШМ составляет 5 или 10° в зависимости от варианта исполнения.

Для проведения промысловых испытаний муфты необходимо выделить особо проблемные скважины и критерии применимости к ним гибкой муфты.

Можно выделить следующие критерии для подбора скважин, в которые рекомендуется спускать УЭЦН в комплекте с гибкой муфтой:

- габариты установки;
- мощность электродвигателя;
- потенциал скважины;
- односторонний износ.

Выводы:

Применение УЭЦН большего типоразмера на большую глубину спуска (+100, 150 м), имеющую сверхнормативную кривизну (2° на 10 м) позволит увеличить количество добываемой нефти ≈5%. Предотвращение работы УЭЦН в напряженно-деформируемом состоянии, в кривом интервале ствола скважины увеличит МРП. Применение ГШМ снизит число отказов УЭЦН являющихся следствием прохождения интервалов со сверхнормативной кривизной ствола скважины при спуске оборудования.

Литература

1. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. // Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. – 455с.
2. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение / Ш.Р. Агеев, Е.Е. Григорян, Г.П. Макиенко. – Энциклопедический справочник. – Пермь: Пресс-Мастер, 2007. – 645 с.
3. Шаякберов В.Ф., Янтурин Р.А. О расширении возможностей УЭЦН // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 3. – С. 27-28.
4. Справочник по муфтам / В.С. Поляков, И.Д. Барбаш, О.А. Ряховский. – 2-е изд., испр. и доп. – Л.: Машиностроение, 1979. – 344 с.

О ГИДРОДИНАМИКЕ ВЯЗКОГО ПОТОКА В КРИВОЛИНЕЙНОЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ТРУБЕ

В.П. Диденко

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Цель - в работе проведен анализ по данным эксперимента [3] особенностей математического моделирования пространственно развивающегося турбулентного потока в трубе с изгибом 90°.

Введение. Хорошо известно, что почти все реальные течения высоковязких сред в промышленных энергетических устройствах турбулентные. Они часто сопровождаются сложными переходными процессами, вызванными изменениями внутренней поверхности стенки и молекулярной структуры потока, интенсивными пульсациями теплогидродинамических параметров, перемешиванием и химической активностью компонент смеси в отдельных рабочих участках трубопроводных систем произвольного поперечного сечения.

Турбулентное течение в изгибах трубы под углом 90° встречается во многих инженерных областях и вызывает значительный интерес. В последние годы многие экспериментальные исследования [2] были посвящены колебаниям потока, связанным с термической и механической усталостью в промышленных трубопроводных системах, а численные исследования ориентированы на более фундаментальные вопросы, касающиеся колебаний вторичного потока при изгибе трубы.

Будем рассматривать течение в рамках прямого численного моделирования на базе уравнений подобия в трубах, [3]:

$$\frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial u_i}{\partial \tau} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{1}{Re_D} \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j \partial x_j} \quad (2)$$

Некоторые результаты представлены на рис. 1 и 2 (сведения взяты из [3]). Для изучения эффектов течения и его развития вводится дополнительная координата: S определяется как расстояние в направлении потока после выхода из изгиба. Начало координат находится на выходе потока из изгиба (S/D = 0), как показано на рис. 1. Условие прилипания было применено к стенке трубы, а условие истечения при нулевом напряжении - на выходе. [3]

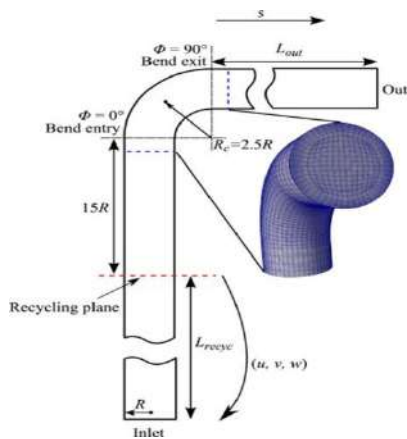


Рис. 1 Схема области вычислений [3]

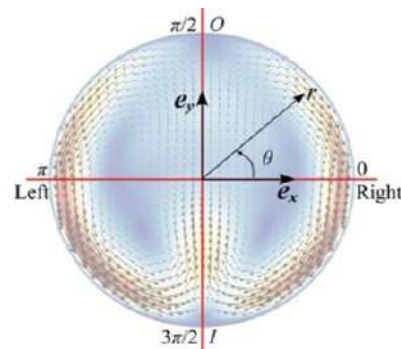


Рис. 2 Усредненная по времени величина движения потока в плоскости скорости ($\sqrt{u_r^2 + u_\theta^2}$) и векторы скорости на 1D ниже изгиба трубы ($S/D=1$) [3]

Анализ данных [3] показывает, что усредненное по времени движение потока на расстоянии 1D после выхода из изгиба трубы (рис. 1) имеет пару встречно вращающихся вихрей. Эти вихри симметричны относительно оси симметрии. Вихревые потоки по очереди доминируют в поле мгновенного потока. Также в [3] исследовано нестационарное движение потока после прохождения изгиба трубы.

Было установлено, что в усредненном по времени поле потока (рис. 2) имеются точки застоя движений потока в плоскости. Из-за колебаний вихрей точки застоя также меняются. На рис. 3 и 4 показаны изменения во времени азимутальной скорости в первой точке сетки и на расстоянии 0,05R от стенки трубы соответственно. Граница между движениями по часовой стрелке (красный) и против часовой стрелки (синий) указывает на азимутальное положение точки застоя.

Анализ библиографических данных [1-3], показывает, что при определении положения внешней точки застоя неточно работает LES подход.

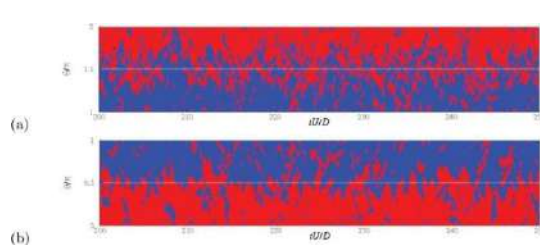


Рис. 3 Временная зависимость азимутальной скорости в первой точке от стенки трубы: (a) $1 \leq \theta/\pi \leq 2$ и (b) $0 \leq \theta/\pi \leq 1$ [3]

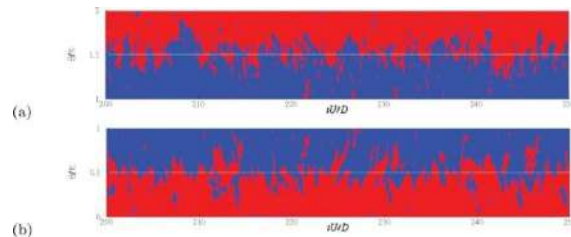


Рис. 4 Временная зависимость азимутальной скорости на расстоянии 0,05 R от стенки трубы: (a) $1 \leq \theta/\pi \leq 2$ и (b) $0 \leq \theta/\pi \leq 1$ [3]

В [3] также было выявлено, что для разных компонентов скорости сильные флуктуации появляются в разных местах. Для продольной компоненты скорости, ясно видны флуктуации с большой амплитудой в пределах $\{0 < y/R < 0,5\}$. Это может быть связано с выпадением слоя сильного сдвига при $\{0 < y/R < 0,5\}$. Аналогично, сильное колебание вокруг $r/R = -0,5$ для вертикальных колебаний скорости связано со слоем сдвига в $\{-0,7 < y/P < -0,4\}$. Доминирующая частота в этой зоне составляет около $St=0,2-0,3$, и эта частота может быть отнесена к неустойчивости слоя сдвига. Для горизонтальных колебаний скорости более сильные колебания расположены в $\{-1 < y/R < -0,5\}$. Это связано с альтернативными движениями вихрей вокруг плоскости симметрии, что было рассмотрено в работе [1].

Чтобы исследовать колебания потока на выходе из изгиба, сила давления, действующая на стенку трубы, рассчитывается вдоль направления потока, [3]:

$$G(s) = R \int_0^{2\pi} p(s, \theta) n d\theta, \quad (3)$$

где n - вектор нормали к стенке трубы. В этом исследовании горизонтальная составляющая силы давления на стенку трубы контролируется:

$$F = G \cdot e_x \quad (3)$$

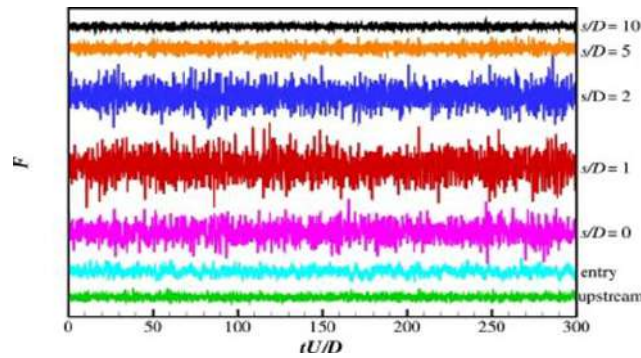


Рис.5 Горизонтальная составляющая силы давления на стенку при разных поперечных сечениях трубы: зеленая, зона перед изгибом; циановый - вход в изгиб; пурпурный, $S/D = 0$ (выход из поворота); красный, $S/D=1$; синий, $S/D=2$; оранжевый, $S/D=5$; и черный, $S/D = 10$ [3]

Наблюдаются небольшие колебания силы давления в прямом участке трубы выше по изгибу. Анализируя литературу [1,2,3] становится ясно, что эти небольшие колебания усиливаются изгибом. На выходе изгиба ($S / D = 0$), колебания силы уже намного больше, чем значения при прямой трубе. Они становятся еще сильнее после изгиба, прежде чем они уменьшаются на большом расстоянии от выхода из изгиба ($S/D = 5$). Наблюдается, что колебание силы давления достигает своего максимального значения при $S/D = 1$.

Выводы. Анализируя результаты [3], а также библиографические данные [1,2] можно сказать, что используемые в настоящее время математические модели для анализа движения потока в криволинейных трубах не позволяют успешно смоделировать поток. Так, точки застоя трудно определить, а их положение зависит от места измерения; до сих пор остается неясным происхождение эффекта вторичного движения. По данным работы [3] так же можно сказать, что максимальное значение колебания силы давления (на участке после выхода потока из изгиба) приходится на область, находящуюся на расстоянии $1D$ после изгиба.

Литература

1. Hufnagel L., Canton J., Örlü R., Marin O., Merzari E., Schlatter P. The three-dimensional structure of swirl-switching in bent pipe flow. *J. Fluid Mech.*, 835, 2018, Pages 86-101
2. Röhrli R., Jakirlić S., Tropea C. Comparative computational study of turbulent flow in a 90° pipe elbow. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 55, October 2015, Pages 120-131
3. Zhixin Wang., Ramis Örlü, Philipp Schlatter, Yongmann M.Chun, Direct numerical simulation of a turbulent 90° bend pipe flow. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 73, October 2018, Pages 199-208

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В ПРОЦЕССЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Донг Ван Хоанг, А.А. Воронько, Нгуен Минь Хоа

Научный руководитель профессор В.Л.Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Рассматривается решение обратной задачи оперативной идентификации фильтрационных потоков для определения параметров пласта в процессе гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП). Приводится результат идентификации и интерпретации кривой восстановления забойного давления двух горизонтальных скважин с трещинами ГРП нефтяного месторождения Тюменской области.

Введение: В настоящее время большое внимание уделяется обработке результатов ГДИ горизонтальных скважин с трещинами ГРП. На практике широко используются традиционные графоаналитические методы интерпретации кривой восстановления давления (КВД). В основе графоаналитических методов лежит вычисление производной давления и их представление на билогарифмических графиках для идентификации фильтрационных потоков и определения параметров пласта и скважин. Однако, для получения полноценных кривых восстановления забойного давления горизонтальных скважин с трещинами ГРП с участком позднего радиального потока, требуется проведение достаточно продолжительных исследований порядка 1000 часов и более. Интерпретация таких КВД требует привлечение квалифицированных интерпретаторов, снижает оперативность получения необходимой, для контроля и управления работой скважин, информации, приводит к значительным материальным затратам [1]. В данной работе, для определения параметров пласта в процессе ГДИ горизонтальных скважин с трещинами ГРП, предлагаются интегрированные модели фильтрационных потоков с переменными параметрами, с учетом дополнительной информации.

При интерпретации КВД горизонтальных скважин с трещинами ГРП используется, приведенный на рисунке, диагностический график фильтрационных потоков (в билогарифмических координатах), где наблюдаются четыре режимов течения: линейный, ранний радиальный, бирадиальный и поздний радиальный [5].

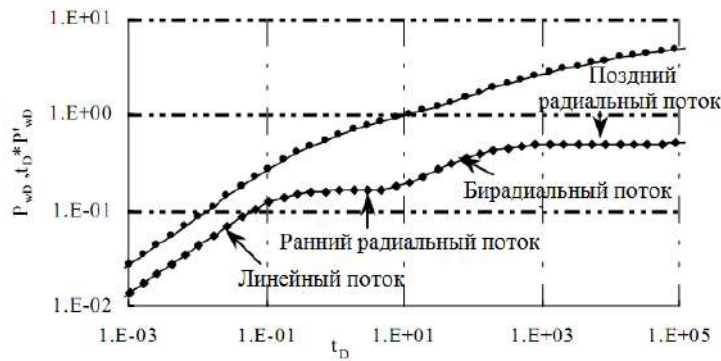


Рис. Диагностический график потоков в билигарифмических координатах [5]

Модели и алгоритмы идентификации и интерпретации ГДИ горизонтальных скважин с трещинами ГРП. Для идентификации и интерпретации КВД горизонтальных скважин с трещинами ГРП используется интегрированная система моделей с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информации вида [2-4]:

$$\begin{cases} P_{z,j}^*(t_n) = P_{z,j}(t_0) + f_{o,j}(t_n, \alpha_{n,j}) + \xi(t_n), t_n \in (t_{n,j}, t_{k,j}), \\ \bar{z}_{j,k} = f_{a,j,k}(t_n, \alpha_{n,j}) + \eta_n, j = \overline{1,4}, k = \overline{1,l}, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{z,j}^*(t_n), P_{z,j}(t_0)$ – фактические значения забойного давления, полученные в моменты времени t_n и t_0 ; $f_{o,j}(t_n, \alpha_{n,j})$ – значения забойного давления, вычисленные на основе модели фильтрационного потока с номером j ; $\bar{z}_{j,k}$ – фактические значения дополнительных априорных данных и экспертных оценок параметров нефтяных пластов; $f_{a,j,k}(t_n, \alpha_{n,j})$ – значения дополнительных данных и экспертных оценок, полученные на основе модели; $t_{n,j}, t_{k,j}$ – моменты времени начала и завершения фильтрационного потока с номером j ; ξ_n, η_n – случайные величины, связанные с погрешностью измерений забойного давления и ошибками задания экспертных оценок и других неконтролируемых факторов.

Решение задачи идентификации фильтрационных потоков рассмотрим на примере интегрированной системы моделей забойного давления позднего радиального потока с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок о латеральной проницаемости $\bar{k}_{r,n}$

$$\begin{cases} P_z^*(t_n) = P_z(t_0) + f(b_n, t_n)(\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \ln t_n) + \xi_n, \\ \bar{\alpha}_2 = \alpha_{2,n} + \eta_n, t_n = \overline{t_{n,оп}, t_{nk}} \end{cases} \quad (2)$$

где $f(b_n, t_n) \rightarrow 1$ при $t_n \rightarrow \infty$ – поправочная функция с переменным, зависящим от времени t_n с параметром b_n ; $\alpha_{1,n} = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,n} h} \ln \left(\frac{2,25 k_{r,n}}{\phi \mu r_{пр,n}^2} \right)$; $\alpha_{2,n} = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,n} h}$; $\bar{\alpha}_2 = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_r h}$; $k_{r,n}$ – латеральная проницаемость; q_0 – дебит скважины, см³/с; ϕ – пористость, доля; μ – вязкость нефти, сПз; $r_{пр,n}$ – приведенный радиус скважины, см; B – объемный коэффициент, м³/м³; h – толщина пласта, см; \bar{k}_r – дополнительные данные и экспертные оценки латеральной проницаемости; C_s – константа, зависящая от используемой системы единиц.

По аналогии с (1), (2) имеют место интегрированные системы моделей бирадиального, раннего радиального и линейного потока.

Результаты интерпретации ГДИ горизонтальных скважин с трещинами ГРП. В таблице приведены результаты идентификации и интерпретации кривой восстановления забойного давления двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области с использованием ПК Saphir, интегрированной модели (2) и адаптивных алгоритмов идентификации [2-4]. Из таблицы видно, что адаптивный метод интегрированных моделей (АМИМ) позволяет получить оценки латеральной проницаемости, пластового давления, скин-фактора и полудлины трещин ГРП на более коротких недовосстановленных КВД по сравнению с оценками, полученными с использованием ПК Saphir.

Таблица

Результаты интерпретации ГДИ двух горизонтальных скважин

| Скважина | Метод исследований | Время исследований, ч | Пластовое давление, атм | Латеральная проницаемость, мД | Полудлина трещин, м | Интегральный скин-фактор |
|----------|--------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------------|---------------------|--------------------------|
| 1 | Saphir | 479 | 146,9 | 0,60 | 1,39 | -5,36 |
| | АМИМ | 170 | 145,9 | 0,66 | 1,44 | -5,61 |
| 2 | Saphir | 456 | 133,7 | 0,58 | 24,5 | -5,43 |
| | АМИМ | 120 | 134,5 | 0,63 | 22,8 | -5,13 |

Выводы. Для решения задачи идентификации фильтрационных потоков в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта предложено использовать интегрированные системы моделей с переменными параметрами и с учетом дополнительной информации. На примере идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований двух горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта, показано, что предложенная модель позднего радиального потока и алгоритмы оперативной идентификации позволяют обрабатывать недвосстановленные кривые забойного давления, что существенно сокращает время простоя скважин. Так для двух скважин общее время проведения исследований может быть сокращено с 935 ч. до 290 ч.

Литература

1. Кременецкий М.И., Кокурина В., Морозовский Н. Оценка добычных возможностей пластов низкой проницаемости вскрытых трещинами гидроразрыва сложной конфигурации по результатам ГДИС // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – № 187766-RU. – С. 1–19.
2. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдоразрадиального потока // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. – Т. 328. – № 10. – С. 67–73.
3. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг, Фам Ан Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин на прогнозирующих моделях // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 165–172.
4. Сергеев В.Л., К.Д. Ву. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа, № 1 (39), март 2016. - С.98-102.
5. Zerzar A., Tiab D., Bettam Y. Interpretation of multiple hydraulically fractured horizontal wells // Society of Petroleum Engineers – 2004. – № 88707. – P. 1–13.

АНАЛИЗ ЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕОДНОРОДНЫЕ НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ, ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЗАКАЧКИ

С.А. Доржиев

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Потребность в нефтепродуктах увеличивается с каждым годом. Но на сегодняшний день эффективность извлечения углеводородов считается неудовлетворительной. В среднем остаточные запасы нефти достигают от 55 до 75 процентов от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Существуют различные технологии, увеличивающие нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов. Один из которых - применение циклического воздействия на неоднородные нефтяные пласты. Об эффективности данного метода впервые было предположено М.Л. Сургучевым в конце 50-х годов на основе анализа разрабатываемого месторождения, которое по природно-климатическим и техническим причинам носило циклический характер. Анализ показал, что повышению нефтеотдачи и снижению обводненности добываемой продукции по этим объектам способствовали нестационарные процессы. Циклическое заводнение остается наиболее низкзатратным и эффективным способом увеличения нефтеотдачи пластов, позволяющее вовлечь в разработку ранее неохваченные заводнением зоны, прослой и участки низкопроницаемых коллекторов. В данной статье рассмотрены проблемы, касающиеся физических основ эффективности проведения циклического заводнения, так же представленная здесь информация позволит подобрать оптимальный режим закачки на неоднородные по проницаемости нефтяные пласты.

Неоднородный по проницаемости пласт – это пласт, у которого фильтрационно-емкостные характеристики (проницаемость, пористость) значительно, скачкообразно отличаются на отдельных участках. Неоднородность является причиной неравномерного вытеснения нефти водой как по площади продуктивного пласта, так и по разрезу, что отрицательно влияет на разработку нефтяного месторождения. В работе [3] слоисто-неоднородный пласт был смоделирован в виде двухслойной системы, которая представляет собой набор из многих слоев в 2 слоя. Благодаря чему сложное распределение по проницаемости преобразовано в двухступенчатое. 1-й слой – высокопроницаемый слой, представляет собой совокупность всех прослоев с проницаемостью выше средней по объекту. 2-й слой – низкопроницаемый, включает в себя все остальные пропластки с проницаемостью ниже средневзвешенной по толщине эксплуатационного объекта. Таким образом, первый и второй слои охарактеризованы средними по значению проницаемостями K_1 и K_2 . Одним из важнейших параметров, определяющих эффективность метода, является проницаемостная неоднородность пласта V :

$$V = (K_1 - 1)(1 - K_2) \quad (1)$$

Чем выше значение данного параметра, тем выше эффективность метода.

Включая проницаемостную неоднородность, на эффективность применения циклического воздействия также влияют следующие факторы:

- 1) Проницаемостная неоднородность;
- 2) Степень гидродинамической связанности слоев;
- 3) Упругость, смачиваемость, водонасыщенность пластов;
- 4) Длительность предшествующего стационарного заводнения;
- 5) Амплитуда колебаний расхода закачиваемой воды;

б) Длительность полуциклов.

Первые три фактора зависят от особенностей месторождения, на которые невозможно оказать значительного влияния. На амплитуду колебаний и длительность предшествующего стационарного заводнения так же может быть оказано небольшое влияние, так как они зависят от истории разработки месторождения. Но тем не менее варьировать продолжительность полуциклов представляется возможным, следовательно, возникает вопрос об обосновании оптимальной длительности полуциклов циклического заводнения.

На продолжительность полуцикла влияет безразмерный частотный показатель ρ :

$$\rho = \left(\frac{\omega l^2}{2\chi}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (2),$$

где ω – частота колебаний давления; l – расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами; χ – пьезопроводность пласта.

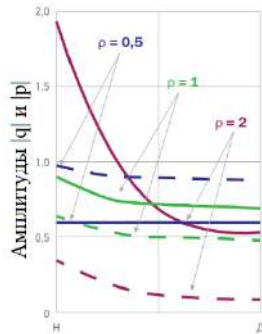


Рис. 1 Изменение амплитуд давления $|p|$ (штриховые линии) и перетоков $|q|$ (сплошные линии) между линиями добычи D и нагнетания H для различных значений ρ

На рис. 1 можно рассмотреть зависимость изменения амплитуды перетоков и амплитуды давления по длине пласта при различных значениях ρ . Из рис. 1 видно, что по мере увеличения значения ρ амплитуды давления заметно снижаются. А амплитуды перетоков при больших значениях ρ имеют максимальные значения только вблизи нагнетательной скважины.

Таким образом, максимальному охвату пласта циклическим заводнением соответствует $\rho=1$, следовательно, оптимальная длительность полуциклов рассчитывается по формуле (3):

$$T = \frac{l^2}{2\chi} \quad (3)$$

В 1965 году группой авторов ВНИИ (Боксерман А.А., Сургучев М.Л. и другие) физический смысл данного метода был интерпретирован следующим образом: «Способ предусматривает увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления

нагнетания воды. Это является предпосылкой для возникновения внутри пласта нестационарных перепадов давления и соответствующих нестационарных перетоков жидкости между слоями (участками) разной проницаемости. При этом в полуцикл повышения давления нагнетания вода из слоев с большей проницаемостью внедряется в малопроницаемые слои, а в полуцикл снижения давления нефть из малопроницаемых прослоев перемещается в высокопроницаемую часть коллектора». [3]

При стационарном воздействии на неоднородные нефтяные пласты часть запасов нефти, находящиеся в пропластах или зонах с низкой проницаемостью, остается не охваченной нагнетаемой водой. В таком случае пласт представляет собой бессистемное чередование нефтенасыщенных и обводненных макропотоков. При нестационарном воздействии на данные коллектора создаются попеременно изменяющиеся по направлению и величине градиенты гидродинамического давления. В следствие чего в нефтяном пласте появляются условия для проникновения нагнетаемой воды в застойные пропластки и зоны с низкой проницаемостью и перемещения из них нефти в высокопроницаемые участки пласта. [3]

Метод циклического воздействия был применен на ряде месторождений, одним из наиболее ярких примеров является Суторминское месторождение филиала «Газпромнефть-Муравленко», на участке которого в 2015 году были проведены опытно-промысловые испытания с применением формулы (3) для расчета оптимального режима закачки.

До проведения опытно-промысловых испытаний длительность полуциклов на всех месторождениях «Газпромнефть-Муравленко» составляла 15 суток. Далее после проведения расчетов по формуле (3) продолжительность полуциклов для участка Суторминского месторождения, пласт БС₂ составила 30 сут. Была выбрана перекрестная схема проведения циклического воздействия: в 1-й месяц с повышенной приемистостью работали скважины первого полуцикла, в то время, как скважины второго полуцикла останавливались, в следующий месяц – наоборот.

С июня по сентябрь 2015 г. были проведены 2 полных цикла опытно-промысловых испытаний по циклическому воздействию. На рис. 2 можно рассмотреть динамику показателей разработки, из которого видно значительное преобладание фактического дебита нефти над базовым. Добыча нефти увеличилась на 1,3 тыс. т, а снижение объема попутно добываемой жидкости составило на 1,6 тыс. т. Также снизилась обводненность ряда скважин до 10 %, в то время как на другом участке пласта БС7 Суторминского месторождения, с длительностью полуциклов 15 сут, максимальное уменьшение обводненности было достигнуто только по одной скважине и составило 4 %.



Рис 2. Динамика показателей разработки участка Суторминского месторождения

Таким образом, наиболее эффективным является проведение циклического воздействия с длительностью полуциклов, рассчитанной по формуле (3).

В данной работе был рассмотрен принцип циклического заводнения на неоднородные по проницаемости нефтяные пласты, обоснована эффективность применения оптимального режима закачки по формуле (3) на примере участка Суторминского месторождения.

Литература

1. Владимиров И.В. Нестационарные технологии в разработке нефтяных месторождений: Дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2005г. – 327 с.
2. Кашапова Г.Р. Нестационарное воздействие, направленное на увеличение нефтеотдачи пластов//Журнал «ПРОнефть». - №1. – С. 54-59.
3. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.

ВЛИЯНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЮ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРНОГО БЛОКА КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Ермаков

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время перед нефтегазовой промышленностью России стоит задача эффективной доработки существующих залежей и разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Ввиду этого, многие исследователи стали подчеркивать важность понимания поведения нефтегазовых резервуаров со сложными геологическими условиями [1]. Как следствие, определенным геологическим характеристикам стало уделяться большее внимание. Одной из них можно считать вопрос о неоднородности горных пород. Известно, что данный параметр имеет различный масштаб проявления от микроуровня (разнонаправленность зёрен горных пород) до макроуровня (различие типов горных пород регионального масштаба). Наличие неоднородностей приводит к изменению фильтрационных свойств горных пород и движению флюидов внутри них соответственно. Такую взаимосвязь и принято называть анизотропией проницаемости.

Роль данного явления особенно актуальна в случае разработки залежей с применением заводнения и интенсификации притока с помощью гидроразрыва пласта. В случае первого, оно выражается в движении закачиваемой воды по избирательным направлениям высокопроницаемых пластов от нагнетательных к добывающим скважинам. Такое движение закачиваемой воды часто приводит к образованию промытых каналов и уменьшает коэффициент охвата залежей [2]. В случае второго, явление имеет эффект на распределение полей напряжений и, как следствие, на направление образования трещин. В результате, эффект анизотропии проницаемости при рассмотрении данных условий уже может влиять как на размещение скважин, так и на гидродинамические процессы в ходе разработки залежей.

В рамках данной работы эффект анизотропии проницаемости исследовался на поведении гидродинамической модели северного блока Крапивинского месторождения [3]. В качестве методов расчёта значений анизотропии проницаемости использовалась методика, состоящая из совокупности керновых данных, трассерных исследований и каротажных данных [4, 5]. Основным преимуществом данной методики является то, что на большинстве месторождений набор таких исследований проводится. По результатам данных исследований, были вычислены значения латеральной и вертикальной анизотропии (таблица 1). Разброс данных по значению вертикальной анизотропии связан с ограниченностью лабораторных исследований по различным скважинам. Для построения геолого- гидродинамической модели использовались следующие типы данных: координаты положения устьев скважин, их инклинометрия, структурная карта подошвы Баженовской свиты, выявленные по каждой скважине отбивки пласта Ю₂¹, как основного объекта разработки.

Таблица 1

Результаты вычисления анизотропии проницаемости

| Латеральная анизотропия (a_h) | | Вертикальная анизотропия (a_z) | | |
|-----------------------------------|--------|------------------------------------|--------------------|----------------|
| k_x | k_y | Пессимистичный | Наиболее вероятный | Оптимистичный. |
| 1,48·k | 0,67·k | 0,1 | 0,5 | 0,86 |

Дальнейшее исследование проводилось на сравнении результатов изотропной и анизотропной моделей. Для того, чтобы наиболее полно оценить эффект анизотропии, исследование проводилось с постепенным вводом в расчёты каждого из параметров. Так, в таблице 2 представлены результаты расчётов с вариацией вертикальной анизотропии.

Таблица 2

Результаты вариации вертикальной анизотропии

| a_z | Сценарий, млн м ³ | | |
|-----------|------------------------------|--------------------|---------------|
| | Пессимистичный | Наиболее вероятный | Оптимистичный |
| 0,1 | | 0,5 | 0,86 |
| Q_o | 1,849 | 1,968 | 1,913 |
| Q_w | 1,350 | 1,281 | 0,893 |
| Q_{inj} | 3,082 | 3,142 | 2,655 |
| КИН | 0,139 | 0,148 | 0,144 |

Интересным фактом здесь является то, что накопленная добыча нефти и закачки при $a_z = 0,5$ имеют большие величины, чем при $a_z = 0,86$. Предполагается, что такой результат связан с особенностями строения резервуара, такими как присутствие высокопроницаемых пропластков в нижней части пласта. Как результат, это привело к тому, что фронт заводнения двигался выше при $a_z = 0,5$ чем при $a_z = 0,86$ и таким образом, вытеснял большее количество нефти. Анализ результатов показал, что значение $a_z = 0,5$ являлось более надежной оценкой для дальнейшего анализа.

Следующим шагом в расчётах стало рассмотрение влияния на модель внедрения латеральной анизотропии проницаемости. Для этого, куб проницаемости модели был умножен на коэффициент 1,48 в направлении оси X, в то время как коэффициент 0,67 был применен к направлению Y. Результаты проведенного модельного расчёта в этом случае представлены в таблице 3 (здесь Q_o – накопленная добыча нефти, Q_w – накопленная добыча воды, Q_{inj} – накопленная закачка воды).

Таблица 3

Результаты вариации вертикальной и латеральной анизотропий

| a_z | Сценарий, млн м ³ | | |
|-----------|------------------------------|--------------------|---------------|
| | Пессимистичный | Наиболее вероятный | Оптимистичный |
| 0,1 | | 0,5 | 0,86 |
| Q_o | 1,785 | 2,031 | 1,975 |
| Q_w | 1,017 | 1,321 | 0,935 |
| Q_{inj} | 2,634 | 3,246 | 2,763 |
| КИН | 0,134 | 0,153 | 0,148 |

С одной стороны, результаты расчётов имеют схожие тенденции, как и при изменениях значения вертикальной анизотропии, с другой внедрение латеральной анизотропии в модельный расчёт в общем увеличивает значения параметров разработки (Q_o , Q_w , Q_{inj}). Таким образом, учёт анизотропии проницаемости является важным и результаты модельных расчётов это подтверждают.

В дополнение к основной работе было рассмотрено несколько опций по улучшению существующей системы разработки. Для расчётов были доступны данные по разработке до начала 2013 года. Целью улучшения системы разработки являлось создание доказательной основы, подтверждающей большое влияние учёта анизотропии проницаемости (таблица 4). В качестве мер оптимизации были использованы уплотняющее бурение, зарезка боковых стволов и проведение ГРП на скважинах кандидатах. Интервал времени для расчётов составил пять лет (с 2013 по 2018 годы).

Таблица 4

Сравнение изотропной и анизотропной модели с улучшенной системой разработки

| Тип | Параметры разработки, млн м ³ | |
|-----------|--|---------------------|
| | Изотропная модель | Анизотропная модель |
| Q_o | 3,119 | 3,069 |
| Q_w | 6,204 | 5,237 |
| Q_{inj} | 9,716 | 8,745 |
| КИН | 0,234 | 0,231 |

Из результатов видно, что параметры изотропной модели оказались выше параметров анизотропной модели. Такой результат указывает на то, что упущение из модельного построения анизотропии может приводить к завышению параметров разработки, что может вызвать негативные последствия в будущем. Этот факт вновь подтверждает влияние анизотропии проницаемости на разработку.

Завещающим расчётом стал расчёт анизотропной модели со всеми предложенными решениями по улучшению на срок равный пятнадцати лет, т.е. вплоть до 2028 года (таблица 5).

Таблица 5

Результаты расчётов улучшенной системы разработки

| Параметры разработки, млн м ³ | | |
|--|-------|--------|
| Год | 2018 | 2028 |
| Q _o | 3,069 | 3,700 |
| Q _w | 5,237 | 11,998 |
| Q _{inj} | 8,745 | 16,607 |
| КИН | 0,231 | 0,278 |

Литература

1. Якуцени В.П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России / В.П. Якуцени, Ю.Э. Петрова, А.А. Суханов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009 (4). – 20 с.
2. Пятибратов П.В., Аубакиров А.Р. Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения / П. В. Пятибратов, А. Р. Аубакиров // Экспозиция нефть газ. - 2016. - № 5. - с. 35 – 37.с.
3. Clavaud J.B., Mainault A., Zamora M. Rasolofosaon P. and Schlitter C. Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure / J.B. Clavaud, A. Mainault, M. Zamora, P. Rasolofosaon, C. Schlitter // Journal of geophysical research. – 2008. – Vol. 113. – p. 1-10.
4. Ермеков Р.И. Влияние анизотропии проницаемости на гидродинамическое моделирование и оптимизацию разработки северного блока Крапивинского нефтяного месторождения: магистерская диссертация / Р. И. Ермеков; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В. П. Меркулов. – Томск, 2018.
5. Ермеков Р.И. Исследование анизотропии фильтрационных свойств терригенных коллекторов: Труды XXII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» / Р.И. Ермеков; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В. П. Меркулов. – Томск, 2018.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА (НА ПРИМЕРЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА)

Г.М. Жиров

Научный руководитель - доцент А.В. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стремительное сокращение числа месторождений с легкоизвлекаемыми запасами является одной из тенденций последних десятилетий. В связи с этим приходится сталкиваться с все большим количеством проблем при добыче нефти, решение которых путём применения классических методов увеличения нефтеотдачи, становится невозможно. По этой причине возникает необходимость в использовании более эффективных, но в тоже время и более сложных МУН, одним из которых и является закачка в пласт CO₂ [1].

Углекислый газ (CO₂, диоксид углерода, двуокись углерода) – бесцветный газ, тяжелее воздуха. При нормальных условиях имеет плотность 1,98 кг/м³. Углекислый газ не токсичен, запаха не имеет.

Причиной продуктивного эффекта от применения данной технологии является в первую очередь высокая способность углекислого газа растворяться в пластовой воде и нефти. Взаимодействие CO₂ с нефтью приводит к увеличению её объёма, снижению вязкости, что в свою очередь способствует вытеснению остаточной неподвижной нефти из пласта. Снижается межфазное натяжение на границе нефть-вода, улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения. Растворение углекислого газа в воде приводит к образованию угольной кислоты, способной растворять некоторые виды цементов и пород пласта, тем самым увеличивая его проницаемость [1].

Экологическая эффективность применения данного метода также не может быть не замечена. Эффективный способ утилизации парниковых газов, во избежание глобального потепления, в естественных захоронениях как никогда актуален в наши дни.

Первое опытное нагнетание диоксида углерода было осуществлено в США в 1949 году. Его результаты оказались весьма успешными, и, в данный момент, из 136 реализующихся в мире проектов по закачке углекислого газа 128 осуществляется на территории Соединенных Штатов, что делает их несомненными лидерами в данном направлении [2].

Одни из наиболее крупных проектов по использованию метода нагнетания диоксида углерода в США представлены в таблице.

Относительно молодой, но весьма преуспевающей и перспективной компаний является Denbury Resources Inc, осуществляющая свою деятельность на территории двух крупных регионов: Gulf Coast и Rocky Mountain.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На основании годовых отчетов компании были построены диаграммы, отраженные на рисунках 1 и 2. Вы можете увидеть вклад, который оказывает применение данной технологии в регионах деятельности компании Denbury.

Таблица

Крупнейшие проекты по использованию нагнетания диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи [3]

| Компания | Регион | Месторождение | Площадь, км ² | Доп. добыча, барр./сут |
|--------------|----------------|--------------------|--------------------------|------------------------|
| Altura | Permian | Wasson | 113 | 29000 |
| Amerada Hess | Permian | Semi-nose | 64 | 25900 |
| Chevron | Rocky Mountain | Rangely Weber Sand | 61 | 11208 |
| ExxonMobile | Permian | Salt Creek | 49 | 9300 |

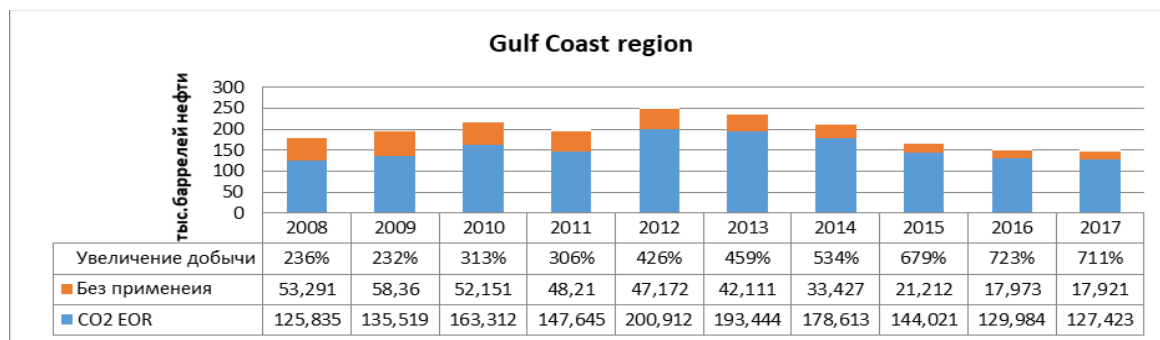


Рис. 1 Доля применения метода CO₂ EOR в общем количестве запасов на месторождениях Gulf Coast region

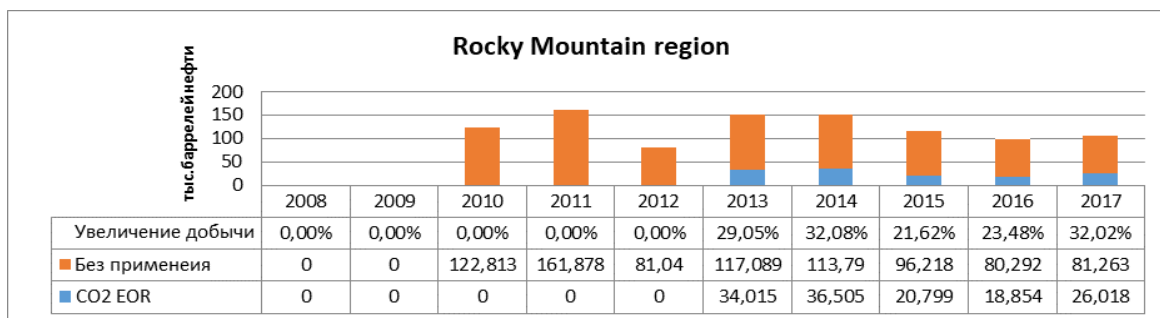


Рис. 2 Доля применения метода CO₂ EOR в общем количестве запасов на месторождениях Rocky Mountain region

Как видно из рисунков 1 и 2, данный метод позволяет весьма значительно увеличить нефтеотдачу пласта, вплоть до 700% дополнительной добычи, но и имеет свои нюансы, связанные с географическим расположением месторождения, а также развитостью трубопроводного транспорта.

Gulf Coast выделяется гораздо большим преобладанием доказанных запасов на месторождениях, разрабатываемых с применением метода нагнетания CO₂, причиной этого является гораздо большее время эксплуатации компанией данного региона (начиная с 1999 г.) и, вследствие этого, наличия развитой сети трубопроводного транспорта (700 миль), а также стабильного естественного источника углекислого газа – месторождения Jackson Dome, дающего до 90% всего используемого в данном регионе CO₂. Помимо естественных источников компанией используются и отходы углекислого газа промышленных предприятий, получаемые на основании долгосрочных контрактов. На территории Rocky Mountain основной источник углекислого газа – контракты с газоперерабатывающими заводами таких компаний как ConocoPhillips и ExxonMobil.

Данный метод требует значительных объемов используемого углекислого газа (до 10000 т/сут). Вследствие этого, наличие стабильного месторождения со значительными запасами диоксида углерода является основополагающим фактором в достижении успеха от применения данной технологии.

Ещё одним ключевым фактором, влияющим на экономическую эффективность подобных проектов, является цена на нефть и CO₂. Мировой экономический кризис 2015 года едва не обанкротил компанию Denbury, но, благодаря грамотно выстроенной финансовой политике, этого удалось избежать [5].

На основании информации предоставленной в финансовых отчетах компании удалось построить график безубыточной цены на CO₂ в зависимости от стоимости барреля нефти, при которой чистый дисконтированный доход будет равен 0.

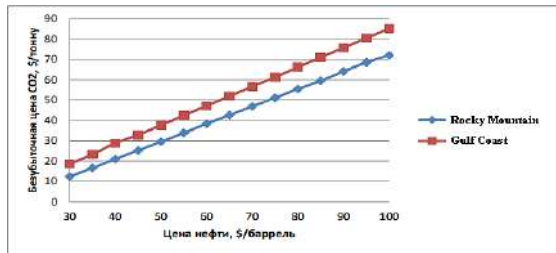


Рис. 3 Безубыточная цена CO₂ в зависимости от стоимости одного барреля нефти

экономического использования, требуется достаточно весомое количество углекислого газа, что делает возможность его применения прерогативой компаний, на чьей территории присутствуют естественные источники двуокиси углерода, способные обеспечить их месторождения необходимым сырьем, в противном случае для многих месторождений рентабельность применения данной технологии находится под вопросом.

Данный график наглядно показывает, при каких условиях проекты по закачке углекислого газа в нефтяные месторождения могут быть экономически эффективны.

Таким образом, из всего вышесказанного можно сделать вывод, что закачка углекислого газа в пласт является эффективным способом увеличения нефтеотдачи пласта, позволяющим также решить вопрос с утилизацией диоксида углерода, являющегося отходом деятельности промышленных предприятий, что несомненно актуально на фоне мировой проблемы глобального потепления. Плюс ко всему данный метод является одним из наиболее безопасных для жизни и здоровья работников. Однако, для его успешного

Литература

1. Балинт В. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт, А. Бан, Ш. Долешал – М: Недра, 1977. – 240 с.
2. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209
3. EPRI. Enhanced Oil Recovery Scoping Study. - Electric Power Research Institute, 1999. 148 p. URL: http://www.energy.ca.gov/process/pubs/electrotech_opps_tr113836.pdf (дата обращения: 14.03.2019)
4. Denbury Resources Inc. – Annual report [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.denbury.com/Search-Results/default.aspx?SearchTerm=annual+report> (дата обращения 03.04.2019)

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ОСВОЕНИИ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН

К.С. Жукова

Научный руководитель - старший преподаватель К.С.Купавых
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время основная часть невыработанных запасов нефти и газа является трудноизвлекаемыми, в России их доля составляет приблизительно 60% от общих запасов. Более того большая часть нефтегазовых месторождений находится на поздней стадии разработки, поэтому наблюдается снижение продуктивности скважин и увеличение обводненности продукции. В связи с этим возникает необходимость применения методов интенсификации притока нефти и увеличения нефтеотдачи для добычи как можно большего количества остаточной нефти и достижения большего коэффициента извлечения нефти.

В данной работе рассматривается один из важнейших вопросов разработки нефтяных месторождений – методы интенсификации добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов в осложненных физико-геологических условиях, а именно высоковязкие и парафинистые нефти, наличие нефтяных сланцев и газогидратов. Снижение коэффициента проницаемости по нефти обуславливается низкой подвижностью и высокой вязкостью нефти, а также отложениями асфальтено-смоло-парафинистых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта (ПЗП). Традиционные методы извлечения углеводородов не позволяют достичь высокого коэффициента извлечения нефти (КИН) в таких условиях. Целесообразно применять технологии воздействия на продуктивные пласты, такие как: электромагнитное, электрическое и гидродинамическое. Далее будут подробно рассмотрены каждый из методов и предложен наименее энергозатратный.

Метод электромагнитного воздействия заключается в генерировании в продуктивных пластах электромагнитных волн, под действием которых происходит уменьшение вязкости нефти из-за термического эффекта. Помимо этого, происходит очистка порового пространства пласта под воздействием давления [3]. При данном воздействии целесообразно закачивать в пласт электролит, например, солевой раствор. Являясь хорошим проводником электрического тока, он усиливает термический эффект. Также уменьшению вязкости способствуют переменное электрическое поле, которое вызывает колебания молекул жидких углеводородов с частотой, которая зависит от источника электроэнергии [2]. Но этот способ предназначен для обработки пластов, залегающих на небольшой глубине.

Способ вторичной добычи нефти при помощи инициирования в ней окислительно-восстановительных реакции. С применением электрического тока заключается в погружении в разные нефтенасыщенные зоны двух электродов. С помощью переменной составляющей тока между ними создают разность напряжений [1]. Амплитуда тока при этом должна обеспечивать протекание в нефти окислительно-восстановительных реакций, благодаря которым длинные цепи углеводородов будут распадаться на простые соединения с малой молекулярной массой. Это явление приводит к гидрированию нефти. Также в результате химических реакций уменьшается вязкость нефти, и

соответственно увеличивается текучесть и, как следствие, приток нефти к добывающей скважине. Данная технология осуществляется с использованием переменного тока высоких напряжений и силы, а следовательно требует потребления большого количества электроэнергии, что существенно повышает расходы на использование технологии и приводит к повышению себестоимости нефтепродукта.

Технология электрической обработки нефтяных скважин используется для снижения обводненности добываемой продукции, восстановления производительности добывающих и нагнетательных скважин и отсекаания газовых конусов. Сущность метода заключается в следующем: через продуктивный пласт пропускают электрические импульсы, которые вызывают выделение энергии. При достижении определенного количества выделенной энергии начинается изменение структуры порового пространства и направления фильтрационных потоков. Существенным недостатком метода являются ограничения по глубине залегаемых нефтенасыщенных пластов.

Технология термоакустического воздействия заключается в одновременном создании двух полей в ПЗП: теплового и акустического. Одновременное воздействие двух полей увеличивает радиус прогретой зоны за счет повышения температуропроводности, способствует разрушению парафина и выносу глинистого раствора, его фильтрата, солей, гидратов из пласта на поверхность. Со временем интенсивность акустического воздействия уменьшается, и происходит переход энергии электромагнитного поля в тепло, то есть происходит поглощение, степень которого зависит от частоты акустического поля: низкочастотные поля имеют меньшее поглощение, чем высокочастотные. Промысловые потребности удовлетворяются с использованием генераторов низкочастотных колебаний. Недостатком метода является быстрый темп падения температуры после отключения наземного оборудования (5-8 град/час), что требует быстрого ввода скважины в эксплуатацию после обработки [4].

Данные методы физического воздействия на пласт создают благоприятные условия, способствующие миграции нефти и газа в породах различной проницаемости, образуют новые трещины и каналы в целиках, линзах, тупиковых зонах между скважинами, а также в порах обводненного пласта, но имеют ряд недостатков, упомянутых выше.

Особое место занимает комплексный гидроимпульсный метод воздействия на призабойную зону пласта. В сравнении с другими способами интенсификации, этот отличается доступностью и простотой оборудования, так как используется стандартный насосный агрегат и автоцистерна, относительной простотой проведения технологических операций, малыми материальными, энергетическими и трудовыми затратами. Совмещение гидродинамического воздействия на пласт с кислотной обработкой позволяет увеличить глубину и раскрытость трещин, что способствует более глубокому проникновению кислотного раствора в слабопроницаемый пласт.

Особенность предлагаемого способа состоит в том, что призабойную зону пласта подвергают сериям коротких ударов, в результате чего жидкость не успевает фильтроваться в образующие трещины. Короткие удары приводят к развитию системы трещин, образованию новых каверн вокруг призабойной зоны и увеличению ее эффективного радиуса.

При создании серии гидроударов происходит колебательное движение массы скважинной жидкости и, как следствие, размыв призабойной зоны пласта. Для приведения массы скважинной жидкости в резонансное колебательное движение с помощью устьевого оборудования чередуют долив жидкости в скважину и ее излив в такт с собственными колебаниями этой массы. При колебаниях давления, кольматанты оказываются меньше зажаты породой и они легко отрываются от стенок поровых каналов. Энергия импульса воздействия, который сгенерирован на устье скважины, расходуется на деформацию трещин и переупаковку зерен скелета породы пласта. Если давление, создаваемое на забое, выше пластового, то наблюдается раскрытие трещин, их деформация и развитие. Если давление закачиваемой жидкости снижается до уровня пластового давления, процесс раскрытия трещин прекращается. После достижения трещинами максимального расширения происходит снижение давления жидкости в пласте до пластового и постепенное закрытие трещин из-за выдавливания из них жидкости. Деформированные и перемещенные зерна скелета пласта полностью не смыкаются с зернами на противоположной стороне трещины, оставляя связанные между собой мелкие поры, соизмеримые с полостями между зернами исходной породы. Наличие таких пустот увеличивает проницаемость породы коллектора.

Данная технология подразумевает возможность использования двух жидкостей с различными вязкоупругими характеристиками. Это может быть жидкость-агент, например, кислотный состав, растворы поверхностно-активных веществ или полимеров в нижней части ствола скважины и рабочая жидкость, например, техническая или пластовая вода, в верхней части. В таком случае рабочая жидкость воспринимает на себя импульсы давления на устье скважины, далее передает их жидкости-агенту, по которой происходит дальнейшая передача их к забою. По аналитическим зависимостям было выявлено, что создания максимального импульса давления на забое, необходимо повышать динамическую вязкость жидкости-агента относительно вязкости рабочей жидкости в несколько раз. Таким образом, наблюдается синергетический эффект: кислотные составы способствуют растворению различного рода кольматантов и очищению призабойной зоны пласта; за счет применения растворов поверхностно-активных веществ можно повысить вязкость скважинной жидкости и, соответственно, увеличить перепад давления на забое [5].

Комплексная технология гидроимпульсного воздействия на призабойную зону продуктивного пласта является интересным и перспективным направлением разработки методов интенсификации притока, а применение разных жидкостей с отличными вязкоупругими свойствами увеличивает эффективность данного метода.

Литература

1. Дж. Кеннет УИТТЛ. Патент РФ: Электрохимический способ вторичной добычи нефти путем инициирования в ней окислительно-восстановительных реакций / Дж. Кеннет УИТТЛ (US), Кристи У. БЕЛЛ (US). – № 2303692 от 24.10.2002

2. Закирьянова Г.Т. О влиянии высокочастотного и низкочастотного электрических полей на кинетику отстоя эмульсии / Г.Т. Закирьянова, Л.А. Ковалева, А.А. Мусин, Н.М. Насыров // Физика волновых процессов и радиотехнические системы. 2010. – Т. 13, № 2. – С. 83–89.
3. Кислицын А.А. Численное моделирование процесса нагрева нефтяного пласта высокочастотным электромагнитным излучением / А.А. Кислицын, Р. И. Нигматулин // ПМТФ. 1990. № 4. С. 59–65.
4. Саяхов Ф.Л. Особенности фильтрации и течения жидкости при воздействии ВЧ электромагнитного поля / Ф.Л. Саяхов // Физикохимическая гидродинамика: Межвузовский сб. – Уфа, 1981, – С. 108–120
5. Шипулин А.В., Купавых А.С. Опыт применения технологии избирательного баровоздействия // Нефть.Газ.Новации. – 2016. – № 12 (195). – С. 71–74.

АНАЛИЗ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА М.М. Зинченко

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидроразрыв пласта представляет собой метод механического воздействия на призабойную зону пласта, который заключается в создании новых или раскрытии существующих трещин. Это происходит за счет высокого давления жидкости, которая фильтруется в пласт. За счет этого происходит интенсификация добычи нефти и повышение нефтеотдачи.

Использование данной технологии получило широкое применение на месторождениях нашей страны, т.к. она позволяет не только увеличить приток нефти к забою скважины, но и увеличить конечную нефтеотдачу пласта.

Однако поведение скважин после проведения гидроразрыва не всегда соответствует ожидаемому.

По окончании распределения давления скважина разгерметизируется (если имеется избыточное буферное давление - скважина предварительно глушится). Вызов притока предпочтительнее производить путем свабирования, но при отсутствии соответствующего оборудования, может производиться глубинными насосами или компрессором.

Спустив в скважину глубинно-насосное оборудование, бригада выполняет полный комплекс заключительных работ - монтаж устьевого оборудования, демонтаж подъемного агрегата, уборка рабочей площадки и сдача скважины заказчику.

В первые 2-3 месяца после гидравлического разрыва пласта происходит максимальное повышение притока флюида в скважину. В дальнейшем в течение в среднем 1,3 года происходит постепенный спад продуктивности скважин, причем во втором году эксплуатации прирост дебита составляет 40% от первоначального. Существуют случаи постепенного повышения дебита скважин после гидравлического разрыва пласта в течение более 3-х месяцев. Однако, такое происходит довольно редко [1].

Поведение многих скважин после проведения гидроразрыва отличается от ожидаемого. При этом зачастую это зависит не столько от качества проведения гидроразрыва, сколько от работ, которые производились на скважине уже после него.

Очевидно, что скважина, обладающая после гидроразрыва пласта повышенной приемистостью, в процессе проведения этих операций активно поглощает солевой раствор и воду, вследствие чего фазовая проницаемость коллектора и пропанта падает. Кроме того, на забой зачастую оседает пачка солевого раствора, снижая депрессию на пласт, что при невысоких пластовых давлениях существенно снижает продуктивность скважины.

Эффективность проведения гидроразрыва зависит от величины разницы между поверхностным и расчетным давлениями. Фактическое превышение поверхностного над расчетным давлением может появляться по различным причинам.

Рассмотрим эти причины подробнее.

1. Низкая вязкость геля. При высоких темпах закачки низковязкой жидкости (4-5 м³/мин) через насосно-компрессорные трубы 0,0889 м потери давления на трение превышают потери давления на трение для геля вязкостью 1,4-1,5 МПа*с в 1,5-2 раза из-за появления турбулентного режима потока [2].

Поэтому превышение поверхностного давления над расчетным на 30-40% при темпе закачки 4 м³/мин., или 50-60% при темпе закачки 5 м³/мин может служить признаком того, что в колонну насосно-компрессорных труб закачивается некондиционный гель или же в процессе движения геля в колонне происходит его разложение. Оба описанных варианта приводят к «стопу» из-за снижения эффективности и транспортирующей способности геля. Эта проблема может иметь место при завышении концентрации блейкера; превышение температуры замешивания геля (более 40° С); содержание воды в рабочей жидкости завышено, что приводит к ускорению срабатывания блейкера. Все эти проблемы уже встречались в практике и сейчас применяются все меры для исключения их возникновения.

2. При наличии сильно закальматированной зоны вокруг ствола скважины может иметь место значительное превышение значения поверхностного давления над расчетным. Однако такое повышение давления относительно кратковременно. Как правило, загрязненная зона прорывается после закачки 10-15 м³ геля и после этого давление снижается до близкого к расчетному [1]. При этом фильтрация жидкости может превысить расчетное значение, и давление жидкости оказывается недостаточным для образования трещины необходимых размеров.

Отрицательное влияние на ход гидравлического разрыва пласта может оказать как избыточное, так и недостаточное количество перфотверстий. При избыточном числе скорость протекания геля настолько мала, что он теряет способность транспортировать пропант. Кроме того, при расчлененности пласта, наличии нескольких интервалов перфорации и плотности прострела более 3-х отверстий на один метр трудно обеспечить равномерное распределение пропанта по пропласткам. Не имея сопротивления на своем пути пропант в основной своей массе попадает в верхний интервал продуктивного пласта. С другой стороны, при недостаточном количестве

перфоотверстий создается сильное сопротивление потоку. Если отверстий недостаточно, то при высоких темпах закачки сопротивление потоку становится настолько большим, что появляется опасность образования пробки пропанта в приствольной зоне трещины.

Диаметр перфоотверстий также имеет большое влияние на качество производства гидравлического разрыва пласта. Для материалов пропанта, входящих в рамки 10-20 диаметр перфоотверстий для беспрепятственной закачки концентрации 1000 кг/м должен быть в 12 раз больше диаметра крупинок пропанта, а для пропанта 20-40 в тех же условиях - в 6 раз больше [2]. В противном случае возможна закупорка перфоотверстий пропантом.

С другой стороны, при малых диаметрах перфоотверстий и их ограниченном количестве, при прохождении геля через перфоотверстия его вязкость резко снижается из-за резкого увеличения скорости потока и появления турбулентности. Особенно это касается гелей на нефтяной основе.

Таким образом, не всегда можно говорить об эффективности технологии гидроразрыва. Все перечисленные моменты могут привести к остановке процесса гидроразрыва пласта и снизить или свести на нет его эффективность.

Литература

1. Билинчук Александр Васильевич. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты: на примере месторождений ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз»: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17. - Москва, 2006. - 144 с.: ил. РГБ ОД, 61 07-5/347
2. Саранча А.В. и др. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении / А.В. Саранча, В.В. Федоров, Д.А. Митрофанов, О.П. Зотова // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА

В.Г. Зипир

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

При эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей традиционными методами на истощение не используется система поддержания пластового давления. Транспортировка флюида от скважин до пункта сбора и подготовки продукции и далее по магистральному газопроводу на ранней стадии разработки месторождения, как правило, происходит за счет энергии пласта. Поэтому основным критерием рациональной разработки является постоянный мониторинг термобарического состояния залежи. При водонапорном режиме эксплуатации залежи темпы падения пластового давления ниже, однако, увеличивается риск раннего прорыва воды в добывающие скважины. На этапе проектирования разработки месторождения важно подобрать оптимальный режим эксплуатации скважин. От технологического режима и способа эксплуатации будут зависеть не только проектные показатели по добыче, но и технические характеристики конструкции скважин, тип внутрискважинного оборудования, а также количество скважин на кустовой площадке [1].

При выборе оптимального дебита газа необходимо руководствоваться минимально необходимым и максимально допустимым значением. Минимально необходимое значение определяется на основе трех критериев:

1. Скорость газового потока должна обеспечивать вынос механических примесей с забоя скважины. При работе скважины со скоростью газа ниже критического значения будет происходить накопление механических примесей на забое, что может привести к снижению продуктивности скважины, а также к аварии при проведении гидродинамических исследований;

2. Скорость газового потока должна обеспечивать вынос жидкой фазы (вода, конденсат) с забоя скважины. Скопление жидкости на забое создает дополнительные гидравлические и гидростатические потери по стволу скважины, в результате чего растут потери давления. При эксплуатации газовых скважин основным ограничением является давление в шлейфе, поэтому рост потерь давления по стволу может привести к снижению дебита и привести к самозадавлению скважины;

3. Температурный режим работы скважины должен обеспечивать безгидратную эксплуатацию. Особенно важно учитывать данный параметр на месторождениях, расположенных в зонах залегания многолетнемерзлых пород. Если охлаждение потока газа по стволу скважины приводит к образованию гидратных пробок, то необходимо выполнять расчет необходимого количества ингибитора для обеспечения безгидратной работы скважины.

Максимально допустимое значение дебита определяется на основе пяти критериев:

1. Работа скважины в пределах максимально допустимой депрессии на пласт. Превышение допустимого значения депрессии может привести к форсированному разрушению коллектора, в результате чего из-за выноса механических примесей возникнут проблемы эрозионного характера. Также, превышение допустимой депрессии может привести к преждевременному подтягиванию подстилающих вод, в результате чего могут возникнуть проблемы со скоплением жидкости на забое скважины;

2. Должен соблюдаться оптимальный режим разработки месторождения. Одной из основных целей разработки месторождения является получение максимальных коэффициентов извлечения газа и конденсата. Форсированный отбор газа приведет к росту темпа снижения пластового давления, в результате чего произойдет интенсивное выпадение конденсата в коллекторе. Повышенное насыщение пор конденсатом повлечет снижение продуктивности и дебита скважины;

3. Для предотвращения интенсивной эрозии насосно-компрессорных труб скорость течения газа не должна превышать критических значений;

4. Обеспечение оптимальных потерь давления по стволу скважины;

5. Необходимо учитывать пропускную способность системы сбора газа.

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений обычно характеризуется несколькими этапами. На начальном этапе вводится основной пул скважин, который обеспечивает выполнение плана по добыче. Далее идет постепенное разбуривание месторождения и ввод нового фонда. Важно отметить, что при фонтанной эксплуатации технологический режим работы скважин напрямую зависит от минимального давления входа на УКПП и как результат от давления в коллекторе системы сбора. Это является основополагающим фактором, который необходимо учитывать при планировании дебитов скважин и уровней добычи по месторождению. В результате весь фонд делится на скважины с высоким, средним и низким дебитом, который определяется следующими факторами:

- неравномерное распределение пластового давления ограничивает возможности скважины. В определенных случаях потенциал пласта позволяет на максимально допустимой депрессии получить высокий дебит. Однако давление в системе сбора ограничивает режим работы скважины;

- в зонах с более низким пластовым давлением происходит активное выпадение конденсата в поровом пространстве, что приводит к ярко выраженному двухфазному течению пластовой смеси. Увеличение насыщения пор конденсатом снижает фазовую проницаемость по газу и, как результат, продуктивность скважины;

- на потенциал скважины влияют свойства вскрытой зоны пласта, а также степень кольматации призабойной зоны пласта при бурении и освоении скважины.

Скопление жидкости на забое является основной проблемой эксплуатации скважин с низким дебитом. Это приводит к снижению буферного давления и дебита, вплоть до самозадавливания скважины накопившимся столбом жидкости. Существуют различные методики борьбы с описанной проблемой. Прежде всего необходимо определить тип жидкости, которая скапливается на забое. Это может быть выпадение конденсата или конденсация воды из газа, а также пластовая вода, либо раствор, который поглотил пласт при освоении скважины или мероприятий по гидроразрыву пласта. Далее рассмотрены основные методы борьбы со скоплением жидкости на забое:

- наиболее оперативным и простым способом борьбы со скоплением жидкости на забое является продувка скважины в атмосферу. При продувке увеличивается дебит и скорость течения газа в лифтовых трубах, что в определенных случаях позволяет удалить жидкую фазу с забоя скважины. Однако при увеличении дебита происходит снижение забойного давления и увеличивается депрессия на пласт. Для каждого пласта возможность применения данной методики необходимо рассматривать индивидуально, основываясь на свойствах коллектора, так как превышение максимально допустимой депрессии может интенсифицировать разрушение призабойной зоны пласта, а также подтягивание воды к стволу скважины. Методика продувки скважины в атмосферу, как правило, не обладает продолжительным эффектом. Как следствие, возникает необходимость проведения повторных работ на регулярной основе. В результате продувок скважин теряется добыча газа, что может привести к невыполнению плана, а также наносится значительный вред окружающей среде [2].

- важно подобрать оптимальный диаметр и глубину спуска насосно-компрессорных труб. Диаметр определяется исходя из потенциала скважины, который при запуске новой скважины в эксплуатацию можно спрогнозировать на основе соседних скважин или гидродинамической модели пласта. Диаметр лифтовой колонны должен обеспечивать необходимую скорость течения потока газа на забое для выноса жидкой фазы, а также оптимальные потери давления по стволу скважины. Особенно важно спрогнозировать технологический режим работы скважины при снижении пластового давления со временем. Для сокращения буферной зоны насосно-компрессорные трубы необходимо спускать на глубину верхних дыр перфорации. Для скважин с конструкцией, включающей хвостовик, спуск колонны рекомендуется производить ниже подвески хвостовика.

- для скважин с низким дебитом возможно применение телескопического лифта. Данный подход заключается в спуске насосно-компрессорных труб нескольких диаметров (обычно рассматривают два диаметра труб). Колонна меньшего диаметра позволяет увеличить скорость потока газа на забое скважины, что позволит инициировать вынос жидкой фазы. Однако в трубах меньшего типоразмера увеличиваются потери давления на трение. Расчет глубины спуска колонны большего и меньшего диаметра необходимо проводить в специализированных программных продуктах, учитывая режим течения многофазного потока при различных термобарических условиях. Расчет необходимо проводить исходя из оптимизации потерь давления на трение по стволу скважины и увеличения скорости течения газа при конкретных пластовых давлениях. Также, необходимо оценивать не только существующие пластовые условия, но и технологический режим работы скважины, который будет изменяться при падении пластового давления.

- в определенных случаях применяется спуск концентрических лифтовых колонн в скважину. Данный подход заключается в использовании лифтовых колонн труба в трубе. Для осуществления необходимо применение специализированной фонтанной арматуры. Колонна меньшего диаметра может быть представлена как стальными, так и гибкими насосно-компрессорными трубами. Добыча осуществляется одновременно через центральную лифтовую колонну и через кольцевое пространство между колонной меньшего и большего диаметра. Кольцевое пространство имеет большую площадь сечения и необходимо для транспортировки основного объема газа с невысокой скоростью. Колонна меньшего диаметра необходима для выноса жидкости с забоя скважины за счет более высоких скоростей течения газовой смеси. Поэтому внутреннюю колонну необходимо спускать до верхних дыр перфорации, либо заводить в хвостовик в скважинах с горизонтальным окончанием. В конкретных случаях эксплуатация скважины по внутренней колонне может проходить в периодическом режиме для продувки скважины в атмосферу. Подбор оптимального диаметра внутренней и наружной лифтовой колонны необходимо проводить в специализированном программном продукте, позволяющем учесть изменение термобарических условий по стволу

скважины, а также режим течения многофазной смеси. При риске образования гидратных пробок необходимо предусмотреть способ доставки ингибитора гидратообразования на забой скважины [3].

В результате проведенной работы рассмотрены основные проблемы, возникающие при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Подбор оптимального диаметра лифтовой колонны до запуска скважины в работу затруднен, в связи с низкой изученностью месторождения на ранней стадии разработки. Однако оценка возможных рисков и выполнение дополнительных расчетов с целью определения оптимальной компоновки для эксплуатации скважины является ключевым и неизбежным этапом. Некорректно запланированные лифтовые колонны вызовут необходимость повторного глушения скважины, что может привести к поглощениям, снижению продуктивности скважины и долговременному освоению. Поэтому при подборе лифтовых колонн необходимо рассматривать не только существующие термобарические условия, но и оценивать работу скважин при снижении пластового давления в процессе эксплуатации месторождения.

Литература

1. Ермилов О.М., Алиев З.С., Ремизов В.В. Эксплуатация газовых скважин. – М.: Наука, 1995.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1998.
3. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А. Контроль за разработкой газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1979.

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РАЗДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

М.С. Зырянов, Е.В. Фомичев

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе разработки нефтяных месторождений на поздней стадии возникают осложнения, связанные с образованием и разделением водонефтяных эмульсий при сборе и подготовке продукции скважин. Важнейшей задачей является выявление наиболее оптимальных способов и методов разделения водонефтяных эмульсий, которые будут действенны и будут применяться на производстве как альтернативное решение по сравнению с другими менее эффективными методами (обессоливание, обезвоживание). Использование установок с постоянными магнитами является верным решением таких проблем как: ликвидация АСПО и солей на стенках оборудования, уменьшение коррозионной активности у жидкостей и флюидов, также магнитное поле позволяет интенсифицировать процессы обессоливания и обезвоживания. Снижение скорости коррозии происходит пропорционально увеличению напряженности магнитного поля. Также образование эмульсий снижает межремонтный период работы скважин из-за пробоев электрической части УЭЦН вследствие перегрузок ПЭД [8]. Магнитное поле влияет на вязкость и дисперсность эмульсий. Опытным путем доказано, что воздействие постоянного магнитного поля приводит к расслоению бронирующих оболочек нефти и при добавлении деэмульгатора скорость деэмульсации увеличивается в несколько раз.

Основной идеей является внедрение магнитной обработки водонефтяных эмульсий в производство, основываясь на опытных данных и оптимальных методах деэмульсации в сравнении с другими менее эффективными традиционными методами (обессоливание, обезвоживание), которые требуют специального оборудования и его обслуживания в процессе работы.

Исследования проводились на образцах эмульсии нефти Арчинского месторождения, для разделения которой в компании используется метод термохимического обезвоживания. Нефть является парафинистая, высокосмолистая, содержащая асфальтены (содержание парафинов 6,3%, смол –17,3 и асфальтенов – 2,9), плотность образца пробы составила 968,3 кг/м³ (измерения проводились на вибрационном измерителе плотности ВИП-2М). Обводненность в пробе была определена по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 36,8%. Для отделения воды от нефти в компании используется деэмульгатор «Интекс-1018» с рекомендуемой дозировкой 50 г/т. С целью снижения потребления деэмульгатора и увеличения скорости разделения эмульсии был изучен и применен комбинированный метод взаимодействия постоянного магнитного поля и упомянутый деэмульгатор.

Под действием постоянного магнитного поля с деэмульгатором «Интекс – 1018» на водонефтяную дисперсную систему происходит расслоение эмульсии, содержащей смолы, асфальтены, соединения железа, солей и высокомолекулярных парафинов, являющиеся стабилизаторами и активными компонентами оболочек агрегативностойких эмульсий. Общая эффективность отделения частиц из потока примерно 85-90%.

Были исследованы образцы проб с рекомендуемой компанией Воздействию магнитного поля образцы объемом 150 мл подвергались в течение 20с.

Сотрудниками лаборатории Отделения экспериментальной физики НИ ТПУ методом рентгеновской дифрактометрии было определено, что используемые магниты относятся к группе самарий-кобальтовых. Исходя из этих данных, мы можем утверждать, что такие магниты обладают антикоррозийными свойствами и устойчивы к перепаду температур. Направление намагничивания – от большей по площади стороне к противоположной. Выявлено наиболее оптимальное расположение магнитов согласно линиям индукции магнитного поля вида N-S – S-N.

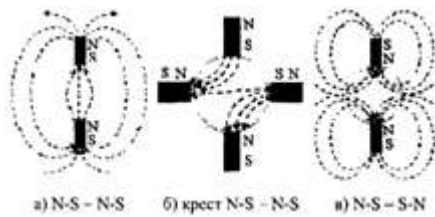


Рис. 1 Конфигурация линий индукции магнитного поля при различном расположении полюсов [1]

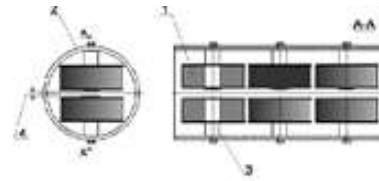


Рис.2 Схема магнетизатора:

1 – катушки; 2 – корпус; 3 – магнитопровод $mTл^*m$, 4 – зазор между магнитами [1]

При таком последовательном расположении магнитов в ряд происходит дезинтеграция оболочек, бронирующих глобулы нефти, путем переориентации в них соединений железа.

Для того чтобы определить эффективность воздействия магнитного поля на водонефтяную эмульсию проводилось несколько комбинаций опытов с добавлением деэмульгатора и обработкой магнитным полем. Также был определен самый оптимальный метод и порядок проведения эксперимента по шагам.

Эксперимент выполняли с разными модификациями:

1. Вариант:

Образец пробы объемом 150 мл перемешали с деэмульгатором «Интекс-1018» (6,5 μ л) в течение 10 мин;

Эмульсию пропускали по пластиковой трубочке через магнетизатор. Движение эмульсии проходило под действием гравитационных сил, время воздействия магнитного поля на эмульсию составило 7с.;

Полученный образец исследовали методом оптической микроскопии.

Намагниченную эмульсию в двух цилиндрах ($V=50ml$) помещали в сушильный шкаф для термического обезвоживания ($T=500C$). Измерение отделения воды от нефти обводненности проводилось через три часа и сутки.

2. Вариант:

Эмульсию сначала подвергали воздействию магнитного поля, а затем добавляли деэмульгатор;

Определяли микроскопию полученного образца;

Проводили термообработку и определяли отделение воды через три часа и сутки.

Опытным путем было определено, что воздействие постоянного магнитного поля на водонефтяную эмульсию и последующее добавление деэмульгатора является более эффективным вариантом. Как показали результаты, эмульсия с первоначальной магнитной обработкой расслаивается на 15% быстрее и наблюдается четко выраженная разделенная фаза нефть-вода.

Ниже представлена диаграмма распределения количества частиц (в долях) по размерам (μkm). Диаметры частиц определяли с использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечения анализа изображений ImageScope Color и позволяющего проводить обработку изображений, калибровку размеров и ручных измерений по изображениям, статистическую обработку результатов измерений.

По построенным распределениям получены результаты двух экспериментов, по которым видно, что первоначальная магнитная обработка с последующей деэмульсацией приводит к резкому уменьшению мелких частиц в диапазоне от 1-11 и образование глобул с большими диаметрами. Опыт с первоначальной деэмульсацией и дальнейшей магнитной обработкой показал большое количество мелких частиц в диапазоне от 2-38 и, начиная с 41-74 идет незначительное укрупнение.

На основании полученных данных можно сделать вывод, что метод первоначальной магнитной обработки с последующей деэмульсацией водонефтяной эмульсии является наиболее эффективным и существенно снижается содержание остаточной воды в нефтяной фазе.

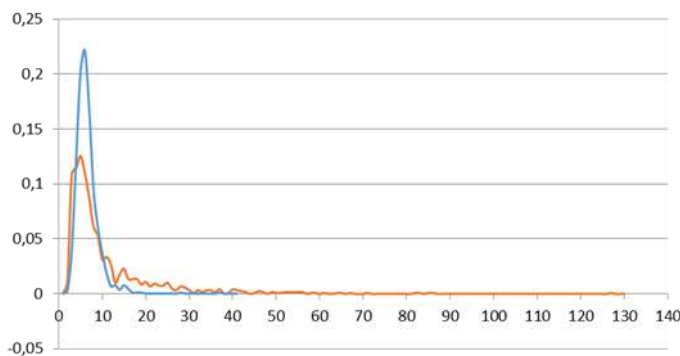


Рис. 3 Диаграмма деэмульсации водонефтяной эмульсии по результатам двух экспериментов

Эксперименты проходили таким образом, чтобы быть максимально приближенными к производственным условиям. Далее было предложено сделать аналогичный опыт, но с двойной обработкой эмульсии с добавлением деэмульгатора, используя двойную петлю для того чтобы показать, как более глубокое воздействие постоянного магнитного поля повлияет на водонефтяную эмульсию, которая протекает через каналы с меньшей скоростью и намагничивание происходит в 10 раз больше. В результате эффективность метода двойной магнитной обработки была доказана опытным путем. По результатам опыта можно сделать следующие выводы:

Снижение вязкости на 25% через

час после обработки и повышение скорости расслоения на 15%;

При двойной магнитной обработке обводненность нефтяной фазы снижается на 5-6% (отстой воды через 3 часа составил 40%);

При использовании постоянного магнитного поля расход деэмульгатора «Интекс-1018» может быть снижен на 25-30% при сохранении нефтяной фазы и динамики отстоя.

Подводя итог можно сказать, что для исследуемой нефти Арчинского месторождения характерно содержание асфальтенов (2,0%), то есть данный образец обладает высокой магнитной восприимчивостью за счет спин-спинового взаимодействия нейтральных радикалов. Выявлен процесс воздействия постоянного магнитного поля на бронирующие оболочки глобул нефти в воде, заключающийся в разрыхлении оболочек вследствие перемещения в них соединений железа в сторону источников магнитного поля [1]. Отсюда следует, что метод магнитной обработки с применением деэмульгатора оказывает эффективное воздействие на расслоение водонефтяной эмульсии при выбранных параметрах и порядке выполнения эксперимента.

Рассматриваемый метод является актуальным и при внедрении в производство способен справиться с проблемами отложения АСПО и солей на стенках оборудования, что на сегодняшний день является одним из важнейших вопросов для повышения интенсификации нефтеотдачи.

В завершении следует упомянуть, что обработка постоянными магнитами экономически выгодна и не требует специального технического обслуживания. Магниты группы самарий-кобальтовых обладают антикоррозийными свойствами и устойчивы к перепаду температур, поэтому данный метод может быть использован в условиях Севера и в экстремальных условиях.

Литература

1. Вольцов А.А. Интенсификация процесса расслоения водонефтяных эмульсий путем их магнито-вибрационной обработки: Дис. канд. тех. наук – Уфа, 2005г. – 116 с.
2. Гимазова Г.К., Вахитова А.К., Ермеев А.М., Елпидинский А.А. Изучение влияния магнитного поля на процесс обезвоживания нефтяных эмульсий // Вестник технологического университета – Казань, 2015. - №8. С. 107-109.
3. Ермеев А.М., Елпидинский А.А. О применении магнитного поля в процессах разрушения водонефтяных эмульсий // Вестник Казанского технологического университета – Казань, 2013. - №2. С. 170-173.
4. Лаптаев А.Б. Методы и агрегаты для магнитогидрадинамической обработки водонефтяных сред: Дис. доктор тех. наук. – Уфа, 2008г. – 301с.
5. Лаптаев А.Б., Рахимов С.Р. Коррозионная активность водонефтяных эмульсий // Нефть. Газ. Новации. – Уфа, 2012. - №9. С. 60-63.
6. Новиков М.А. Структурные особенности природных водонефтяных эмульсий: Дис. маг. – Москва, 2007г. - 85 с.
7. Сергеев А.А. Применение магнитного поля в процессах разрушения водонефтяной эмульсии // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых – Пермь, 2016. - №1. С. 319-323.
8. Шайдуллин Л.К., Шушков П.Д. Анализ влияния различных факторов на реологические свойства водонефтяных эмульсий Ромашкинского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – Пермь, 2014. – № 1. С. 335-338.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ С ЦЕЛЬЮ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

М.С. Илыгеев

Научный руководитель - доцент А.В. Никкульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данная статья посвящена созданию алгоритма подбора геолого-технических мероприятий для увеличения коэффициента нефтеотдачи месторождения X.

В настоящий момент весьма актуально стоит проблема разработки месторождений, находящихся на поздних стадиях. Доля открывающихся новых месторождений сокращается, большая часть из них относится к категории мелких с трудноизвлекаемыми запасами, поэтому важно уделить внимание уже существующим месторождениям с разбуренным фондом.

Рассматриваемое месторождение относится к группе сложных по геологическому строению, по величине запасов – средним. Продуктивными пластами являются пласты Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴, объединенные в единый объект разработки.

В настоящий момент месторождение разбурено практически полностью (фонд для бурения – 3 скважины) и находится на 4 стадии.

Проанализировав темпы выработки запасов можно сделать вывод о том, что более 1 миллиона тон нефти не будут извлечены действующим фондом.

С учетом запланированной добычи новыми скважинами (3 шт.) и ЗБС (18 шт.) более 500 тыс. т. останутся недобытыми. Данные запасы являются потенциалом для ГТМ.

Основными причинами этого являются недостаточно эффективная система ППД, сокращение эффекта от ГРП из-за падения проводимости трещины, высокая аварийность скважин, а также неравномерная выработка по разрезу.

В связи с этим для поддержания добычи могут быть рекомендованы: вывод скважин из бездействия в нагнетание, проведение повторного гидравлического разрыва пласта, проведение ремонтных работ на аварийных скважинах, дострел скважин на нижележащие пласты.

Ключевым фактором при реализации ГТМ является их экономическая целесообразность, которая выражается в достаточности запасов.

Ключевым инструментом для определения достаточности запасов является карта остаточных подвижных запасов, которая строится на основе сааптированной ПДГТМ.

Алгоритм подбора ГТМ

В настоящий момент на месторождении пробурено 217 скважин.

При этом если убрать уже ликвидированные скважины, а также скважины, учувствовавшие в закачке и, как следствие, их нельзя перевести в добычу, на месторождении остается 105 скважин-кандидатов.

При этом порядка 40 скважин находятся в неработающем фонде по причине аварий, и, следовательно, не могут быть рекомендованы к ГТМ.

При этом 38 скважин имеют обводненность на дату остановки 98% и выше, а проведенные на них ПГИ показывают отсутствие аварий и заколонной циркуляции, следовательно, они выработали свои запасы и не могут быть рекомендованы к проведению ГТМ.

После отсева осталось 27 потенциальных кандидатов для ГТМ.

Чтобы выбрать наиболее перспективные из них, рассмотрим скважины, имеющие значение на карте ОИЗ выше, чем 0,25. Таких скважин - 9. Каждая из них рассмотрена для проведения ГТМ.

В случае если скважина остановилась с предельной обводненностью, но она находится в зоне локализации запасов, необходима заливка отработавшего интервала и перевод скважины на пласт, не учувствовавший ранее в разработке.

В случае если скважина остановилась из-за аварии, необходимо направлении бригады КРС для ликвидации аварии.

В случае если скважина остановлена из-за низкой продуктивности, необходимо проведение на ней ГРП (повторного ГРП).

Более подробная информация приведена в таблице 1.

Таблица 1

Потенциальные ГТМ на месторождении X

| Номер скважины | Причина простоя | Предлагаемое мероприятие |
|----------------|---|---|
| 237 | Обводненность 98% | Скважина работала только на Ю ₁ ¹⁻² , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю ₁ ³⁻⁴ |
| 282 | Обводненность 98% | Скважина работала только на Ю ₁ ¹⁻² , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю ₁ ³⁻⁴ |
| 286 | Низкий дебит жидкости Обводненность 98%, | Скважина работала только на Ю ₁ ¹⁻² , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю ₁ ³⁻⁴ |
| 295 | Низкий дебит жидкости Обводненность 98%, | Скважина работала только на Ю ₁ ¹⁻² , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю ₁ ³⁻⁴ |
| 151 | Авария | РИР, ЛА, проведение ГРП |
| 274 | Авария | РИР, ЛА, проведение ГРП |
| 185 | Авария | РИР, ЛА, проведение ГРП |
| 132 | Дебит нефти на момент остановки – 3 т/сут | ГРП |
| 118 | Дебит нефти на момент остановки – 2,5 т/сут | ГРП |
| 111 | Дебит нефти на момент остановки – 1 т/сут | ГРП |

Для оценки потенциального эффекта от операции предлагается использование средней эффективности мероприятий. Результаты расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2

Эффект от предложенных мероприятий

| Номер скважины | Предлагаемое мероприятие | Ожидаемые стартовый дебит нефти, т/сут | Ожидаемая дополнительная добыча нефти, тыс. т. |
|----------------|--------------------------|--|--|
| 237 | ПНЛГ | 15 т/сут | 6 |
| 282 | ПНЛГ | 20 т/сут | 6 |
| 286 | ПНЛГ | 18 т/сут | 16 |
| 296 | ПНЛГ, ГРП | 42 т/сут | 16 |
| 151 | РИР, ЛА, ГРП | 46 т/сут | 10 |
| 274 | РИР, ЛА, ГРП | 35 т/сут | 10 |
| 185 | РИР, ЛА, ГРП | 35 т/сут | 10 |
| 132 | ГРП | 35 т/сут | 10 |
| 118 | ГРП | 30 т/сут | 10 |
| 111 | ГРП | 30 т/сут | 10 |

- Стартовые дебиты нефти брались по работе скважин окружения.
- Дополнительная добыча оценивалась по средней эффективности технологии.
- Суммарная дополнительная добыча – 104 тыс. т.
- Дополнительно ожидается добыча за счет проведения ГТМ на действующем фонде, эффекта от ППД, бурения 3 новых скважин и 15 ЗБС.

Литература

1. С. Ю. Борхович, к.т.н., И.В. Пчельников, А.Л. Натаров Формирование критериев подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий, 2018
2. Т. Ф. Манапов, Методология комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений на современном этапе, ТНК-ВР 2006 г.
3. Тимонов А.В.* , Загуренко А.Г.* , Хасанов М.М.* , Пасынков А.Г. , Афанасьев И.С.*SPE 104355 Комплексный подход к оптимизации ГРП на месторождениях ОАО «НК «Роснефть», НК «Роснефть», 2012

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПАРТЕПЛОВЫМ МЕТОДОМ

Иссах Х.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Цель: Целью данной работы является рассмотрение эффективности парового метода повышенной нефтеотдачи независимо от геологических различий.

Из оставшихся запасов нефти в мире только 30% считается «обычным» или «легким» (с API 22 или более легким), а остальные 70% - тяжелые. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), увеличение добычи нефти из этих более тяжелых нефтей может разблокировать около 300 миллиардов баррелей нефти.

После первичных и вторичных этапов добычи нефтяных скважин следует использовать методы повышения нефтеотдачи (EOR) для увеличения и стабилизации поднятия.

Этот отчет посвящен энергоэффективности пара для увеличения добычи нефти на Усинском месторождении в Республике Коми на основе геологической информации и компонентов сырой нефти в этом регионе.

Наиболее широко применяемыми методами добычи тяжелых нефтей и природных битумов являются паротепловые обработки призабойных зон скважин (рисунок) и закачка в пласт теплоносителей.

Процесс паротепловой обработки (ПТОС) призабойной зоны скважины заключается в периодической закачке пара в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти, т.е. для повышения продуктивности скважин. Цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) повторяется несколько раз на протяжении стадии разработки месторождения. Из-за того, что паротепловому воздействию подвергается только призабойная зона скважины, коэффициент нефтеизвлечения для такого метода разработки остается низким (15–20%).

В период между 1972-1973 годами пар считался наиболее эффективным методом разработки пермоуглеродных залежи высоковязкой нефти. Обоснован метод термического воздействия на пласт и намечены

экспериментальные работы по испытанию двух его вариантов: паротеплового воздействия (ПТВ) и влажного внутрипластового горения (ВВГ) [1].

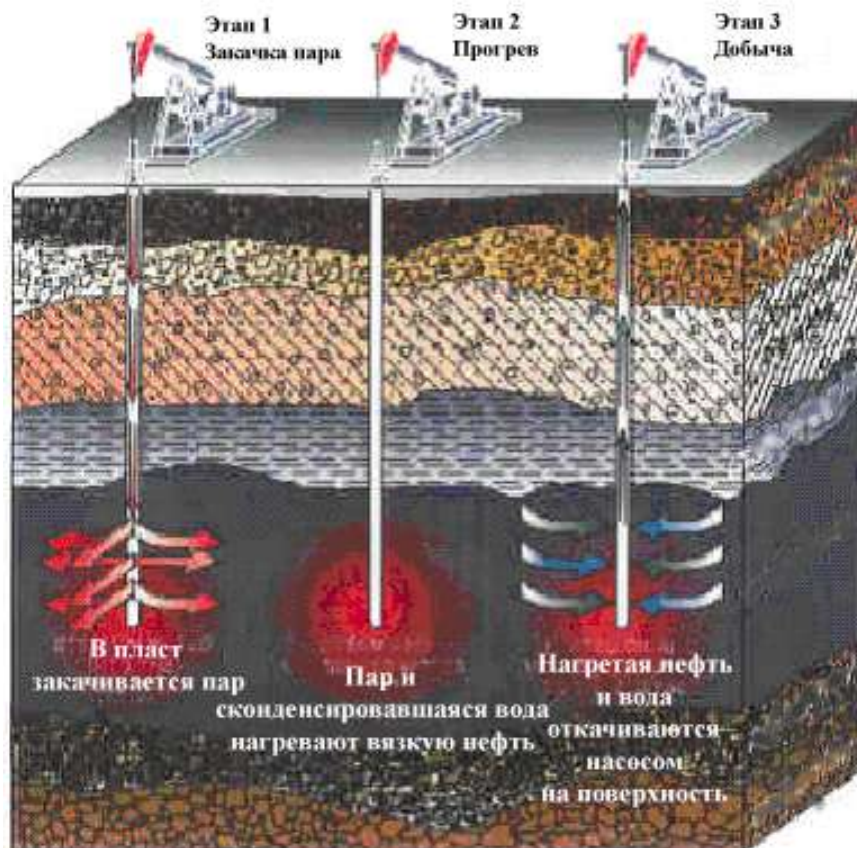


Рис. Паротепловая обработка скважин (ПТОС)

Текущая добыча нефти по залежи в последние годы стабилизировалась на уровне 1,4 млн. т в год, причем 20-25 % всей нефти добывается за счет тепловых методов.

Разведка нефтяных месторождений ФНЕ началась в 1989 году. Первая скважина ФНЕ-1 была пробурена в 2005 году. Было обнаружено одно из крупнейших месторождений тяжелой нефти в районе блока 6 Петроэнергии (ПЭ).

Затем сразу начались разработки и исследования. Разработка месторождения была завершена Пекинским научно-исследовательским институтом исследования и разработки нефти в мае 2008 года. Месторождение было введено в эксплуатацию в июне 2010 года.

17 сентября 2015 года успешно запущен пилотный проект по затоплению паром в FNE Oilfield, географически расположенном на юго-западе Судана, примерно в 700 км от столицы Хартума; Структурно расположенный на северо-востоке суббассейна Фула в бассейне Муглад и на юго-западе от месторождения Мога, на 3 скважинах и через месяц был добавлен четвертый инжектор. В настоящее время инжекторы и производители находятся под контролем, и через шесть месяцев после запуска ожидается прорыв, и проект находится на стадии оценки.

Окончательный результат показал, что преобразование циклической стимуляции паром (CSS) в паровое затопление после третьего цикла может улучшить коэффициент восстановления месторождения до 43 ~ 50,1%, тогда как CSS только может увеличить процент восстановления предлагаемых групп скважин на 32,5 - 34,2% модели исследуемого сектора, что делает его более привлекательным методом в качестве сценария разработки нефтяного месторождения FNE [2].

Включение пилотного проекта в Судане заключается в оценке эффективности парового метода независимо от географического местоположения.

Литература

1. Абдулмажитов П. Д., Баймухаметов Ж. С., Викторин В. Д. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных месторождений России 1996. – 280 с.
2. Husham E., Hao P., Talal E., Fahmi A.; Mosab R., Mustafa A., Tagwa M., Проектирование и внедрение первого пилотного испытания по заводнённой на Суданском нефтяном месторождении и в Африке, SPE-182790-MS

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ НА ЛОР-ЕГАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

Н.А. Капин

Научный руководитель - доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Лор-Еганское месторождение находится на третьей стадии разработки, большая часть скважин уже перешла в бездействующий фонд, либо работает с обводненностью близкой к предельной.

Месторождение характеризуется достаточно высокой проницаемостью (около 40 мД), однако в Северной части месторождения имеются зоны со сниженными фильтрационно-емкостными свойствами.

Помимо этого, в отличие от центральной части месторождения, на Севере имеется подстилающая вода.

Перечисленные выше причины привели к низкой выработке данной зоны – 66% остаточных извлекаемых запасов нефти содержатся именно там.

При этом утвержденным проектным решением является бурение горизонтальных скважин – данная технология показала высокую эффективность на соседних месторождениях, однако предварительная экономическая оценка показала низкую рентабельность скважин для данной зоны. Необходим поиск новых технологий для решения описанных выше проблем.

Всего на объекте выделяется 11 перспективных участков, ранжирование приведено в таблице [2].

Зеленым цветом выделены наиболее перспективные блоки: запасы больше 100 тыс. т, давление больше 160 атм., красным – негативные факторы: давление ниже 160 атм., запасы меньше 50 тыс. т.

Как видно основная перспектива разработки месторождения связано с бурением скважин в блоки №9-11.

При этом стоит отметить, что в этой зоне содержится 66% от всех потенциально не вводимых в разработку текущей стратегией запасов – порядка 750 тыс. т. нефти.

Таблица

Ранжирование перспективных зон по запасам

| Перспективные зоны | Блок | Объем подвижных запасов нефти всего, тыс. т. | Объем остаточных запасов нефти минус базовая добыча, тыс. т. | Перспектива бурения |
|--------------------|------|--|--|---------------------|
| 1 | 1 | 16,2 | 4,2 | - |
| 2 | 1 | 14,2 | 2,1 | - |
| 3 | 2 | 18,1 | 3,1 | - |
| 4 | 3 | 41,7 | 5,1 | - |
| 5 | 4 | 23,4 | 3,1 | - |
| 6 | 4 | 64,5 | 8,1 | - |
| 7 | 4 | 150,3 | 20,1 | - |
| 8 | 5 | 26,9 | 3,1 | - |
| 9 | 6 | 368,8 | 350,8 | + |
| 10 | 6 | 164,6 | 164,5 | + |
| 11 | 6 | 200,2 | 200,2 | + |

Действующим проектным документом для довыработки запасов из данной зоны утверждено бурение добывающих горизонтальных скважин, а также наклонно-направленных нагнетательных скважин.

Проницаемость по данной зоне составляет 4 мД (ГДИС), что объясняет низкую рентабельность скважин (NPV куста составляет 15 млн. р), в случае изменения добычи нефти на 10% куст становится нерентабельным [2].

Другой проблемой разработки данной зоны является наличие подстилающей воды, которая осложняет процесс проведения ГРП.

Однако водонасыщенные пропластки удалены на 24 м от кровли нефтяного пласта.

Исходя из этого можно сказать, что перспективным выглядит применение МГРП на горизонтальных скважинах, но требуется подбор технологии, которая позволит избегать прорывов трещины в водоносные горизонты [1].

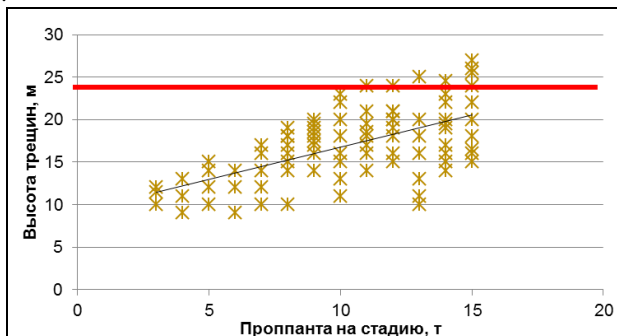


Рис. Зависимость высоты трещины от закаченной массы проппанта

Ближайшим месторождением-аналогом со схожими проблемами является Самотлорское месторождение.

На нем имеется схожая проблема - ниже нефтяных пропластков находятся водонасыщенные зоны.

Применение технологии МГРП на К205 Самотлорского месторождения позволило увеличить дебит нефти на 79%. Для снижения риска прорыва трещины на месторождении применялось ограничение массы проппанта – рисунок.

Как видно из приведенной выше зависимости, ограничение тоннажа до 10 т. на стадию позволяет получать трещину до 24 м.

Проведенные оценочные расчеты показали, что данная технология позволит увеличить дебит проектных горизонтальных скважин на 39 т/сут, тем самым увеличить NPV с 15 до 43 млн. р.

Следовательно, данная технология может быть рекомендована к применению.

Литература

1. Паршин Н.В. Опыт работы и оптимизация технологии МГРП без подъема ГНКТ на месторождении им. Виноградова / SPE-191720-18RPTC-RU – 2018. – 11 с.
2. Дополнение к Технологическому проекту разработки Лор-Еганского месторождения / ЗАО «ТИНГ» – 2014 г. – 300 с.

СОЗДАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ СЕКТОРА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ

Д.В. Каравский, В.А. Полянский

Научный руководители: доцент Л.В. Шишмина, аспирант П.Ю. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование компьютерного моделирования в нефтегазовой промышленности позволяет контролировать эксплуатацию месторождений и прогнозировать целевые параметры. Модели отдельных залежей углеводородов являются инструментами для оптимизации их работы. В большинстве случаев нефтедобывающие компании разрабатывают не один, а сразу несколько продуктивных горизонтов. В случае моделирования отдельно взятых пластов, связанных общей системой сбора, возможно искажение показателей разработки. Это связано с тем, что такие схемы не учитывают граничные условия общей системы сбора. Поэтому приобретают особую актуальность интегрированные модели «пласт-скважина-система сбора», которые позволяют оптимизировать систему разработки для достижения максимальных показателей по каждому из пластов.

Данная работа рассматривает интегрированное моделирование залежи, которое объединяет гидродинамические модели двух отдельно разработанных пластов сектора месторождения «Х», а также результаты оптимизации разработки этих горизонтов.

Месторождение «Х» было открыто в 1967 году. Оно находится в южной части Васюганского нефтеносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в Российской Федерации. Месторождение расположено в южной части Томской области (административный округ Парабель) и представляет собой нефтегазоконденсатное месторождение с низкими проницаемостями верхнеюрских песчаных коллекторов. Углеводородсодержащий пласт Васюганской свиты образован прибрежно-морскими и морскими отложениями: аргиллитами, алевролитами, песчаниками и глинами. Внутреннее геологическое строение васюганской свиты имеет сложную структуру, что обусловлено наличием поверхностей размыва и непроницаемых глин в залежах некоторых частей пласта.

Пласт Ю₁¹ является нефтяным (содержит 20% нефти всего месторождения «Х»), в то время как Ю₁² идентифицируется как нефтегазоконденсатный пласт с газовой шапкой. В нем находятся 80% от запасов нефти на месторождении (таблица 1).

Таблица 1

Геолого-физические характеристики пластов

| Пласт | Ю ₁ ¹ | Ю ₁ ² |
|---|-----------------------------|-----------------------------|
| Извлекаемые запасы нефти, % | 20,0 | 80,0 |
| Газовый фактор, м ³ /т | 883,8 | 350,0 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | 0,04 | 0,3 |
| Плотность нефти пластовых условиях, кг/м ³ | 382,0 | 576,7 |
| Плотность сепарированной нефти, кг/м ³ | 741,0 | 777 |
| Давление насыщения, МПа | 22,7 | 20,3 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 24,5 | 24,9 |
| Объемный коэффициент, м ³ /м ³ | 5,032 | 2,003 |

Очень низкая вязкость нефти в пластовых условиях и относительно высокая проницаемость пород определяют более высокую подвижность нефти пласта Ю₁¹ по сравнению с Ю₁², ввиду чего было решено разрабатывать их отдельно.

Месторождение «Х» разрабатывается компанией «ТомскГазпром» с помощью 91 добывающей скважины (31 скважина пласта Ю₁¹ и 60 скважин пласта Ю₁²), которые расположены на девяти кустовых площадках. Всего планируется ввести 36 кустовых площадок, которые будут вмещать 436 эксплуатационных скважин (138 скважин пласта Ю₁¹ и 338 эксплуатационных скважин, разрабатывающих Ю₁²).

На месторождении «Х» внедрена герметичная система сбора добытой жидкости. Сборный коллектор имеет подземный способ прокладки (на глубине 0,8 м). Продукция скважин поступает в выкидные линии, после чего направляются в измерительные установки, а затем через систему сбора в комплекс подготовки.

Устьевое давление скважин пласта Ю₁¹ составляет 170–190 бар (скважины фонтанируют), а устьевое давление скважин пласта Ю₁², составляет 13–40 бар (оборудованы УЭЦН). Общая система сбора рассчитана на максимальное давление в линии 40 бар и имеет единый узел сепарации. Таким образом, добывающие скважины пласта Ю₁¹, имеют очень высокое устьевое давление. В этих скважинах часто образуются гидраты, которые

блокируют поток. Это обусловлено высоким перепадом давления между устьем скважины и штуцерной линией ниже по потоку, когда эти скважины оборудованы штуцерами меньших диаметров (от 3 до 6 мм). Поток пластовой жидкости дросселируется в штуцере и подвергается мгновенному расширению после выхода из него, температура понижается, и выпадают гидраты. Поэтому эти скважины эксплуатируются с применением штуцеров большого поперечного сечения (8–18 мм в диаметре), что предотвращает образование гидратов. Однако из-за повышенного давления в выкидной линии возникает, так называемый, bottleneck effect – эффект передавливания соседних скважин из-за повышения давления в системе сбора. Некоторые УЭЦН (пласт Ю₁²) не могут обеспечить достаточный напор на устье. В результате происходит уменьшение объемов добычи нефти.

Основная цель проекта - оптимизировать разработку сектора нефтегазоконденсатного месторождения X с использованием интегрированной модели месторождения, созданной в программном обеспечении METTE. Для выполнения данной задачи необходимо создать точную интегрированную модель, протестировать её с различными вариантами систем сбора, оценить, в какой степени система сбора ограничивает добычу нефти, и выбрать оптимальный вариант на основе его экономической и технической эффективности.

После того, как была установлена причина невыполнения планов по добыче, компания приняла решение о введении метанольного хозяйства на месторождении, чтобы уменьшить давление в системе сбора. Это позволяет эксплуатировать скважины пласта Ю₁¹ штуцером маленького диаметра, что обеспечивает надежную работу скважин с УЭЦН. Такой вариант позволяет достичь оптимальной производительности для пласта Ю₁², но не может обеспечить максимальных показателей по пласту Ю₁¹. Поэтому было предложено два концептуальных проекта, подразумевающих использование раздельной системы сбора. В первом случае планировалось проложить линию низкого давления для эксплуатационных скважин пласта Ю₁², во втором – линию высокого давления для скважин Ю₁¹.

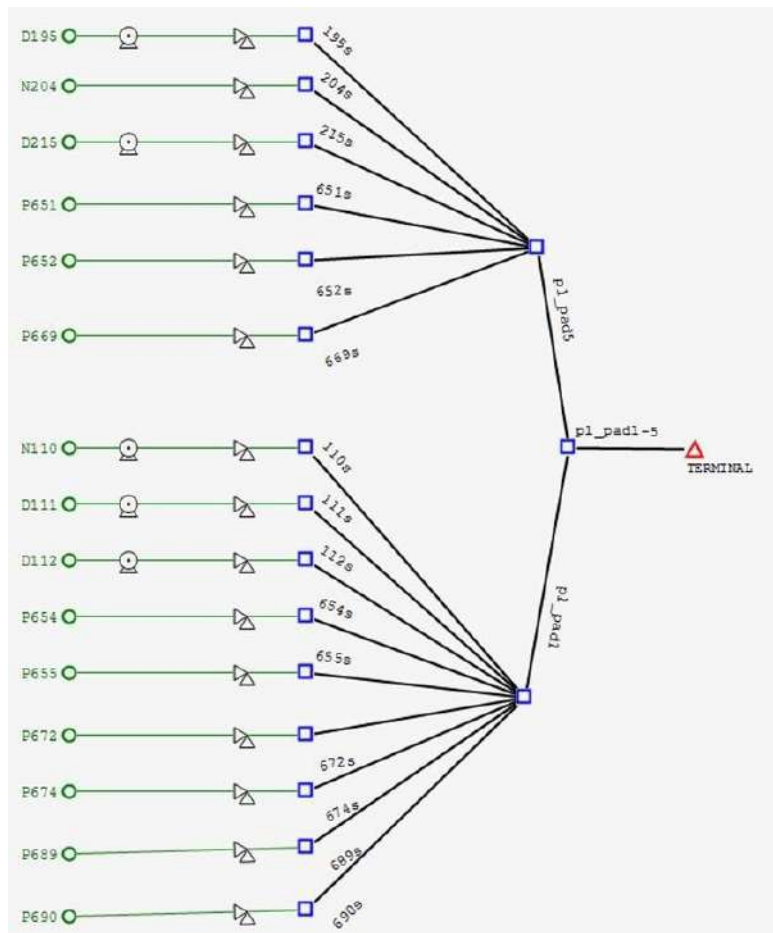


Рис. 1 Интегрированная модель

Создание интегрированных моделей (рисунок 1) данных проектов было разделено на несколько частей.

Во-первых, была проведена конвертация и адаптация исходных гидродинамических моделей симулятора Eclipse для работы в симуляторе Tempest MORE.

Поскольку программный пакет METTE может работать только с моделями, построенными в программном обеспечении Tempest MORE, исходные гидродинамические модели потока, созданные в Eclipse, должны были быть преобразованы в Tempest MORE и согласованы с реальными историческими значениями.

Далее следует создание PVT-модели. Она создана модулем корреляции программного обеспечения METTE. После проводилось построение профилей скважин на основе результатов, полученных в ходе иклинометрии.

Калибровка скважин проводилась по результатам их испытаний. В конце строилась сеточная модель, которая была интегрирована с моделями скважины.

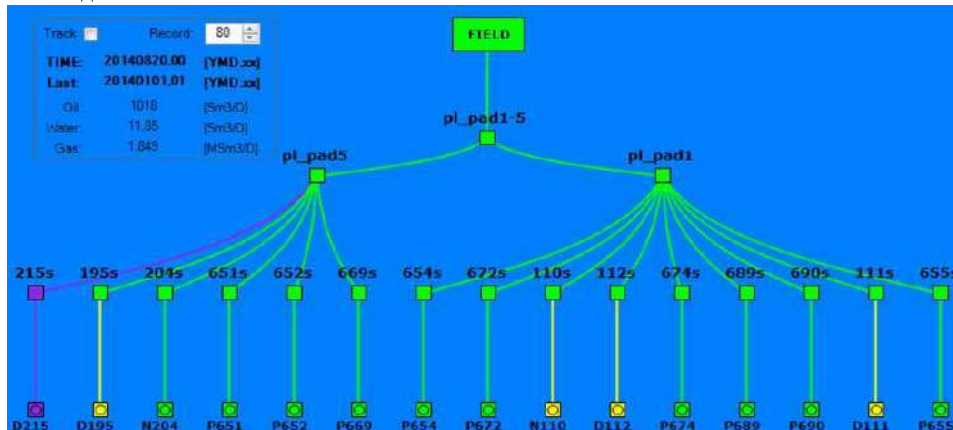


Рис. 2 Модель с единой системой сбора

На рисунке 2 показана симуляция предложенного компанией варианта (с внедрением метанольного хозяйства при общей системе сбора). Желтым цветом отмечены скважины, в которых используются УЭЦН (пласт $Ю_1^2$), зелёным – скважины с естественным фонтанированием ($Ю_1^1$). При таком варианте скважина D215 передавлена.

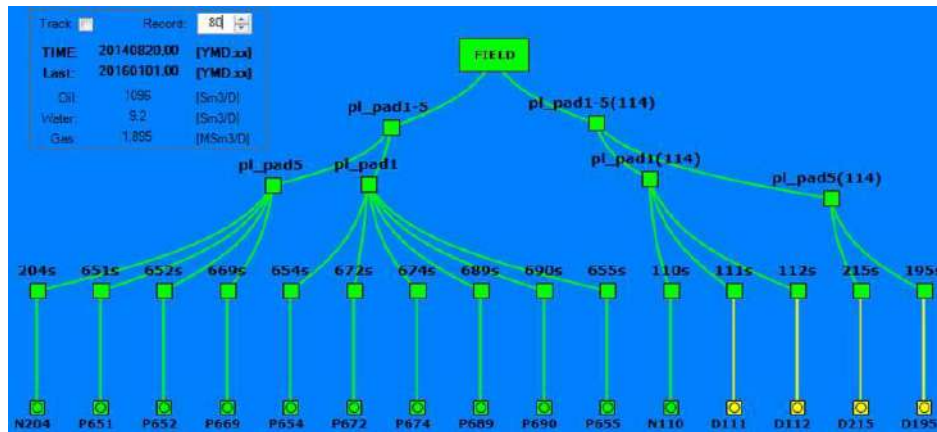


Рис. 3 Модель с раздельной системой сбора и линией низкого давления

На рисунке 3 – модель с раздельной системой сбора и линией низкого давления для скважин пласта $Ю_1^2$. Схема последнего концептуального проекта (с раздельной системой сбора и линией высокого давления) представлена на рисунке 4. В обоих случаях используется метанольное хозяйство. При этом скважины не передавливаются.

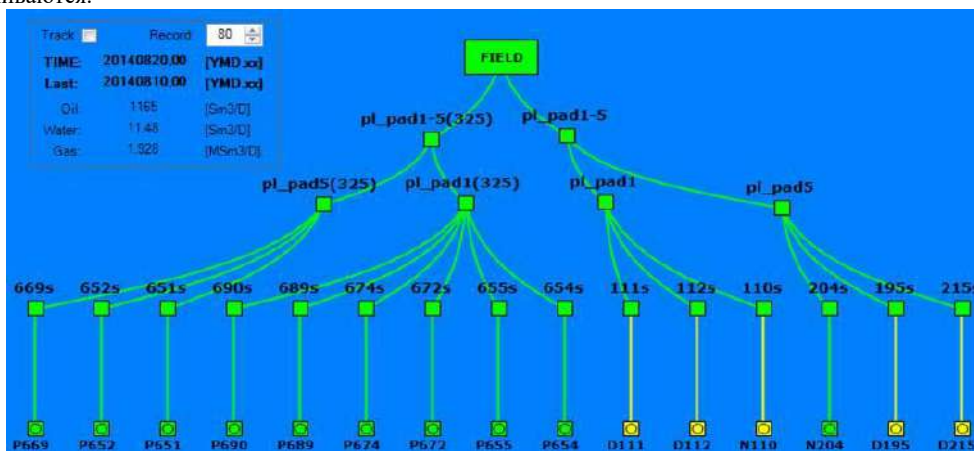


Рис.4 Модель с раздельной системой сбора и линией низкого давления

Параметры разработки при использовании каждого из вариантов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры разработки

| | Дебит нефти, м ³ /сутки (2014) | Накопленная добыча нефти, млн. м ³ (2016) | Накопленная добыча газа, млрд. м ³ (2016) |
|---|--|---|---|
| Базовый вариант | 1018 | 0,573 | 1,234 |
| Линия низкого давления (раздельная система сбора) | 1096 | 0,697 | 1,265 |
| Линия высокого давления (раздельная система сбора) | 1165 | 0,709 | 1,207 |

Таким образом, подтверждается влияние общей системы сбора на эффективность разработки месторождения «Х». С помощью интегрированной модели установлено явление передавливания скважин, вызванное высоким устьевым давлением в скважинах, эксплуатирующих пласт Ю11. Это стало возможным благодаря интеграции гидродинамических моделей с производственной системой в программном обеспечении МЕТТЕ.

Рассмотрены предлагаемые концептуальные проекты, и вариант с использованием линии высокого давления показал наилучшие результаты. По приблизительным экономическим оценкам, внедрение линии высокого давления принесет компании два миллиарда рублей прибыли в первые годы. Таким образом, используя результаты моделирования, можно прогнозировать схему разработки месторождения «Х», подбирать наиболее экономически выгодные варианты для её оптимизации.

Литература

1. Antonenko D.A. et al. Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield (Russian) //SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2008.Barsukov V. Summary measurement report of GOR for TomskGazprom company. – 2013. (Oilteam company).
2. GeoQuest S. ECLIPSE reference manual //Schlumberger, Houston, Texas. – 2012.
3. Khasanov M.M. et al. Optimization of Production Capacity for Oil Field in the Russian Arctic (Russian) // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2013.
4. Lomovskikh S.V. et al. Optimization of produced water dumping using conceptual model of field infrastructure //SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
5. Mustaeva S. et al. Integrated Reservoir Modeling of Two Urengoy Gas Fields (Russian) // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2012.

**РАЗРАБОТКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРИ ПОМОЩИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ
ПЛАСТА**

Б.К. Каскырбаев, В.М Ножкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Объектом исследования данной статьи являются трудноизвлекаемые запасы месторождений Западной Сибири, имеющие значения нефтенасыщенных толщин менее 30 метров, а проницаемость менее 10 мД.

По мере снижения проницаемости разрабатываемых месторождений происходит снижение проницаемость вводимых в разработку месторождений.

Со снижением проницаемости растет вклад технологической составляющей над геологической, для эффективной разработки месторождений необходим поиск новых технологических решений (рисунок 1.)

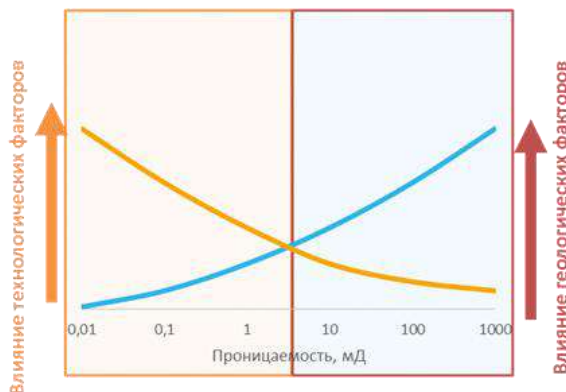


Рис. 1. Влияние технологического фактора на разработку месторождений

С учетом роста влияния технологического фактора наиболее актуальным вопросом для данных месторождений является подбор оптимальной стратегии разработки.

В первую очередь стоит отметить, что для месторождений с параметром $k \cdot h$ меньше 300 мД*м происходит переход от бурения наклонно-направленных скважин на бурение горизонтальных скважин.

Данный тип заканчивания имеет значительно большую эффективность.

Рассмотрим получаемые результаты на примере трех месторождений Западной Сибири с показателем $k \cdot h$ меньше 100 мД*м – рисунок 2

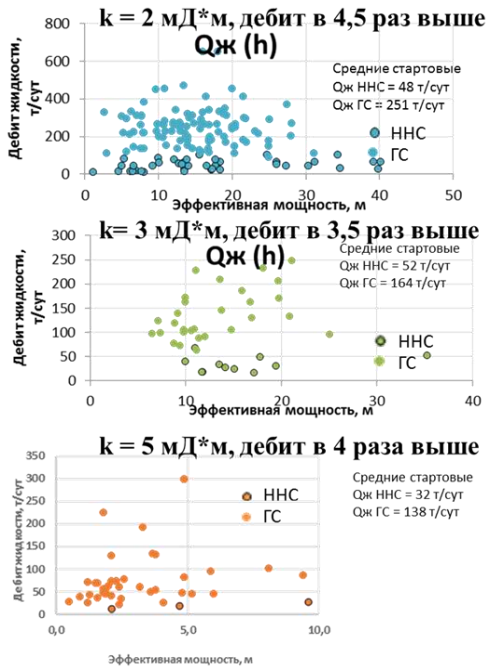


Рис. 2 Сравнение продуктивности горизонтальных и наклонно-направленных скважин

В рамках существующих технология бурения скважин длинее 1000 м требует привлечение более дорогостоящей БУ, использование РУО, а также проведение привлечения флота ГНКТ для проведение МГРП, что приводит к значительному удорожанию стоимости скважин

В настоящий момент оптимальная длина ГС участка – 1000 м, однако с развитием технологии бурения возможно дальнейшее удлинения длины ствола

Направление скважины относительно регионального стресса

Как показывает фактический опыт бурения скважин, перпендикулярное расположение трещин МГРП позволяет получать более высокие дебиты, однако при этом усложняется процесс создания системы ППД.

В связи с этим необходимо проводить расчеты для каждого конкретного месторождения, поскольку оптимальное направление бурения скважины зависит от проницаемости пласта.

Как видно из результатов работ, показанных на рисунке 4 для месторождения X бурение поперечных скважин позволяет получать большие дебиты нефти, но меньшую накопленную добычу.

Существуют месторождения, для которых начальный вклад играет решающую роль из-за необходимости компенсации инвестиций, но также имеются случаи, когда большая накопленная добыча является более выгодной.

Как видно на примере трех месторождений с разной проницаемостью, горизонтальные скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта имеют значительно более высокие стартовые дебиты.

Помимо стартовых дебитов горизонтальные скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта имеют большую зону дренирования, тем самым позволяя отказаться от бурения дополнительных скважин.

При этом эффективность горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта зависит от правильно подобранной технологии.

Ключевыми параметрами в разработке трудноизвлекаемых запасов месторождений западной Сибири являются:

- Оптимальная длина горизонтального участка.
- Направление скважины относительно регионального стресса.
- Плотность портом МГРП.

Оптимальная длина горизонтального участка

На рисунке 3 приведена зависимость стартового дебита от длины скважины.

С увеличением длины горизонтального участка происходит линейный прирост дебитов.

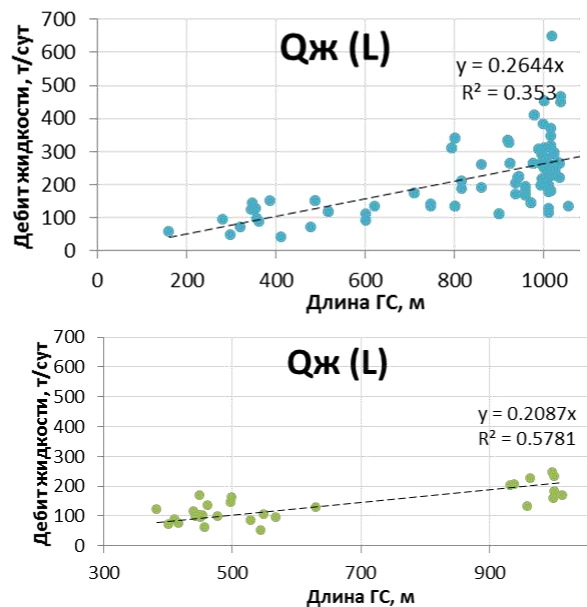


Рис. 3 Зависимость стартового дебита от длины горизонтального участка скважины

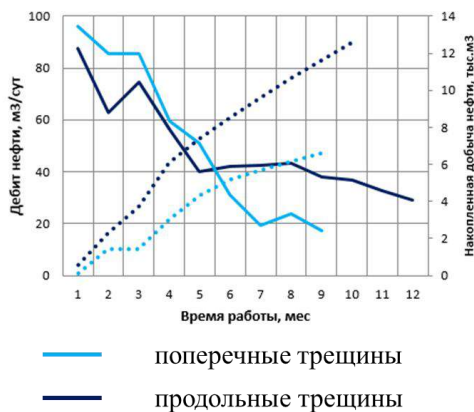


Рис.4 Выбор направления бурения скважин



Рис. 5 Оптимальная плотность портов МГРП

Плотность портом МГРП

Опыт бурения ГС с МГРП на месторождениях Канады показывает перспективность уплотнения портов МГРП до 100 м, поскольку происходит пропорциональный рост дебита жидкости – рисунок 5.

Однако опыт проведения МГРП на месторождениях Западной Сибири говорит о существенном росте стоимости за счет необходимости привлечения флота ГНКТ – рисунок 6.

Подобные результаты объясняются большей глубиной скважины и менее современные технологии.

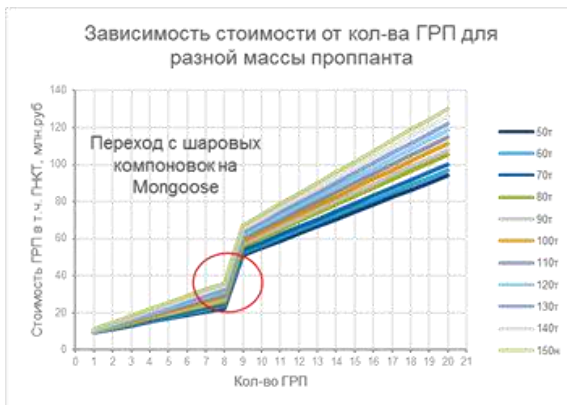


Рис. 6 Стоимость МГРП для месторождений Западной Сибири

Здесь также стоит сказать, что не существует оптимальной цены, однако иногда существуют технологические ограничения, а иногда ограничения касающиеся оптимальности с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств.

Из проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- Бурение горизонтальных скважин на пласты менее 30 м имеет значительно более высокую экономическую эффективность.

- Оптимальная длина горизонтального участка скважины в настоящий момент 1000 м. Дальнейшее увеличение длины имеет высокий потенциал в связи с линейным ростом дебита, однако требует дополнительной проработки.

- Для проницаемости менее 10 мД на горизонтальных скважинах необходимо проведение МГРП.

- Скважины с поперечным расположением трещины имеют более высокую продуктивность.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.И. Квинт

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На сегодняшний день разработка месторождений Западной Сибири, где сосредоточено более две трети нефти и 90% российского газа, находится, либо вступает в последнюю стадию разработки, и актуальным становится добыча трудноизвлекаемых запасов. Но ввиду ряда определённых факторов, технология извлечения уже не будет такой результативной, как на месторождениях, характеризующихся низким числом осложняющих факторов. Одними из таких причин, затрудняющих добычу, относятся высокие значения неоднородности, газового фактора, не маловажным являются особенности геологического строения самих залежей. Поэтому, в настоящее время разработка таких месторождений требует эффективных методов извлечения углеводородов.

Большинство месторождений имеет многопластовое строение, и применение эффективных технологий в настоящее время особенно актуально в эпоху завершающей стадии разработки. Одним из перспективных и широко используемых в нефтедобывающих компаниях технологических решений является одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) нескольких пластов с применением специальных насосных установок. Промысловый опыт

разработки многопластовых месторождений данным методом показывает высокую эффективность, ведь существенно снижаются капитальные вложения по сравнению с затратами на бурение отдельных скважин.

Основными технологиями ОРЭ, применяемыми на месторождениях Западной Сибири, являются установки электроцентробежного насоса (ЭЦН) ЭЦН-ЭЦН и установки электроцентробежного насоса совместно со штанговым глубинным насосом (ЭЦН+ШГН). За период опытно-промышленных работ в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» на 58 скважинах компании были установлены соответствующие насосные установки. За время эксплуатации скважин, оборудованных системой ОРЭ, был получен средний прирост дебита нефти – 5,9 т/сут, а дополнительная добыча нефти составила 32,2 тыс.т. У 62% скважин был отмечен положительный эффект, отсутствие прироста показателей других скважин связан с неподтверждением дебита приобшаемых пластов и также с неподтверждением фильтрационно-емкостных свойств или нефтенасыщенности. Больше число внедрений (49 скважин) пришлось на компоновку ЭЦН-ЭЦН [4].

Самым распространённым способом извлечения углеводородов является эксплуатация месторождений с помощью ЭЦН. В Западной Сибири с помощью данных насосных установок добывается порядка 80-90% нефти. Но на насосное оборудование, используемое в эксплуатации, вредное воздействие оказывает газ, содержащийся в добываемой нефти. На таких месторождениях Западной Сибири, как Харампурское, Тарасовское, Фестивальное значение газового фактора составляет около 450 м³/т, что является очень высоким показателем, осложняющим процесс добычи углеводородов.

Фонд скважин данных месторождений составляет 75% установок электроцентробежных насосов, которые особенно зависимы от значения газосодержания на приёме насоса. В первых рабочих колёсах насоса, газ, выделяющийся из нефти, образует в них газовые каверны, которые не участвуют в движении, из-за чего характеристики насосной установки и, следовательно, её производительность ухудшаются. Также, высокое значение газосодержания на приёме насоса, может привести к срыву подачи. Для уменьшения негативного влияния газа на работу насосного оборудования, на приёме насоса используют дополнительное оборудование: газосепаратор, диспергатор. Помимо установки на приём насоса дополнительного оборудования, используют еще один распространённый метод: спуск насоса на глубину, где давление на приёме насоса будет равным давлению насыщения нефти газом. Основной недостаток – неэкономичность, так как требуются дополнительный расход на насосно-компрессорных трубы (НКТ), погружной кабель, повышение нагрузки на колонну НКТ.

Опыт добычи нефти на месторождениях с высоким газовым фактором, предусматривает и другие способы эксплуатации скважин, помимо использования ЭЦН с необходимым оборудованием: штанговые глубинные и штанговинтовые насосы. В дополнение к вышеперечисленному имеется технология, распространённая ещё не так широко – непрерывно-дискретный газлифт (НДГ).

В таблице представлены условия применения перечисленных методов.

Таблица

Условия применения распространённых методов эксплуатации

| Параметры | ЭЦН + дополнительное оборудование | Штанговый глубинный насос | Штанговый винтовой насос | Непрерывно-дискретный газлифт |
|----------------------|-----------------------------------|---------------------------|--------------------------|-------------------------------|
| Глубина спуска | 3000м. | 2000м. | 1800м | более 3000м |
| Рейтинг | 2 | 3 | 4 | 1 |
| Высокая температура | 170°C | 130°C | 170°C | 373°C |
| Рейтинг | 2 | 3 | 2 | 1 |
| Механические примеси | 500 мг/л | 1300 мг/л | более 1500 мг/л | 1500 мг/л |
| Рейтинг | 3 | 2 | 1 | 2 |
| Общий рейтинг | 3 | 4 | 2 | 1 |

Анализ приведённой таблицы показывает, что при эксплуатации месторождений в условиях значения высокого газового фактора эффективность данных методов добычи различна. Наивысший рейтинг у непрерывно-дискретного газлифта.

Технология НДГ имеет ряд преимуществ перед традиционным газлифтным способом: 1) низкие эксплуатационные затраты; 2) низкие финансовые затраты на обустройство скважин; 3) простота конструкции; 4) независимость от электрического питания. Основой данной технологии является регулятор потока подачи РД-50, устанавливаемый на подъёмной колонне в скважинной камере на расчётной глубине. В основе работы непрерывно-дискретного газлифта лежит использование собственного газа нефтяной скважины. Добыча жидкости происходит за счет перепада давления, возникающего между верхними и нижними клапанами регулятора. Это происходит автоматически с постепенным накоплением смеси в НКТ. В момент заданного перепада давления, который регулируется настройкой клапанов регулятора, происходит поднятие жидкости за счет энергии расширения газа, поступающего из газового затвора регулятора.

Основной недостаток НДГ – сложное освоение скважины после ремонта, для запуска скважины необходимо отобрать раствор глушения, а только потом запустить РД-50. Для решения данной проблемы была совмещена технология непрерывно-дискретного газлифта с электроцентробежным насосом. ЭЦН выполняет функции системы пуска и после освоения скважины он может быть отключён. Переключение скважины с режима ЭЦН на непрерывно-дискретный газлифт или наоборот осуществляется с помощью клапанного отсекавателя без

глушения скважины. Данное сочетание скважинного оборудование обеспечивает длительную эксплуатацию скважины.

В ООО «РН-Пурнефтегаз» внедрена эта технология более чем на 16 скважинах трех вышеперечисленных месторождений. Средний прирост дебита на 1 скважину составил 10т/сут., суммарный эффект от внедрения технологии составил 148т/сут. Также удалось достичь стабильной работы скважин без дополнительных затрат и работ на технологические обработки и промывки. На рисунке представлены значения дебитов нефти на скважинах до внедрения и после внедрения непрерывно-дискретного газлифта.

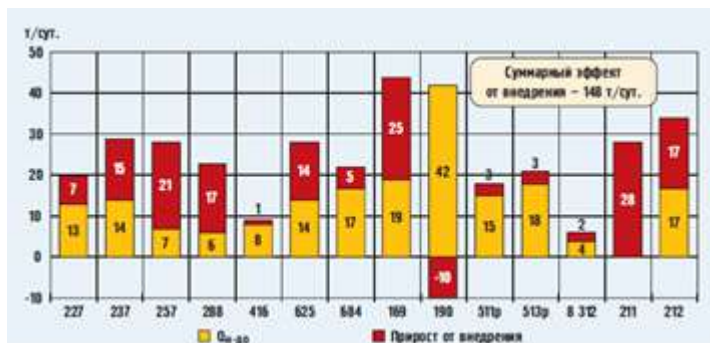


Рис. Результаты внедрения технологии НДФ

извлечения углеводородов. Каждая технология имеет свои достоинства и недостатки и своевременное ее применение обеспечит стабильную работу насосного оборудования и более эффективную добычу углеводородов.

Литература

1. Грехов И.В. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из залежей с высоким газовым фактором // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2012. – Т.10. №3. – С.10-14.
2. Грехов И.В. Комплекс технических и технологических решений добычи нефти из неоднородных многопластовых залежей с высоким газосодержанием. Диссертация. кандидат технических наук. – Уфа, 2013г. – 131с.
3. Субарев Д.Н. Проблемы оперативного управления погружными установками системы «УЭЦН – скважина» в условиях малопродуктивных пластов // Вестник кибернетики. – Сургут, 2011. – №10. – С.41-46.
4. Хурматулин Р.Ф., Газаров А.Г., Насибуллина Е.М. Опыт использования и эксплуатации установок ОРЭ в Западной Сибири // Инженерная практика. – Москва, 2012. – №3. – С.72-76.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ РАБОТЫ И УГЛА УСТАНОВКИ ДИФФУЗОРА НА КОЛЕБАНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ:

А.А. Кегелик

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Цель работы - дать анализ по данным эксперимента [4] деталей математического моделирования больших вихрей на центробежном насосе, чтобы исследовать влияние на флуктуации давления во вращающихся и стационарных каналах как в зависимости от скорости потока, так и ориентации лопатки диффузора.

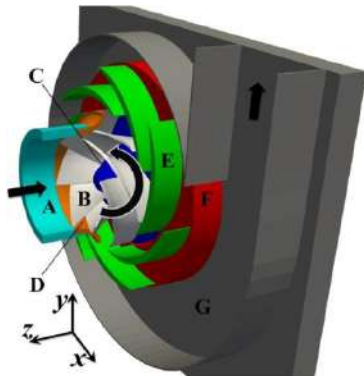


Рис. 1 Схема центробежного насоса [4]

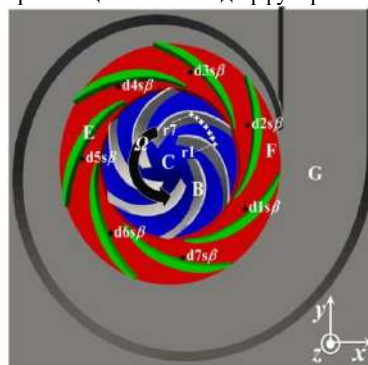


Рис. 2 Вращающиеся и стационарные каналы в пределах среза r [4]

Колебания давления в насосах являются серьезной проблемой, особенно в нестандартных условиях труда, из-за структурного напряжения, которое они производят на насос и другие элементы системы, где насос работает,

вызывая также вибрации, шум и усталость. Многие экспериментальные исследования [2,3,5] были посвящены нестационарным сигналам давления, генерируемым в центробежных и смешанных насосах, в результате которых предлагались дизайнерские решения, направленные на уменьшение неустойчивых особенностей поля давления.

На рисунке 1 [4] представлена схема моделируемого в эксперименте [4] центробежного насоса: меридиан отсечки всасывающей трубы (А); шесть лопастей рабочего колеса (В); концентратор (С); срез меридиана кожуха рабочего колеса (D); семь лопастей диффузора (Е); стенка диффузора со стороны ступицы (F); завиток и корпус на стороне ступицы (G). Также показаны места притока и оттока.

На рисунке 2 [4] представлены вращающиеся и стационарные каналы насоса со стороны впускного отверстия. Геометрия соответствует геометрии исходного угла установки лопастей диффузора. Расположение датчиков давления обозначается символами +, черным цветом для стационарных диффузорных зондов и белого цвета для зондов с вращающимся рабочим колесом. Элементы насоса, показанные на рисунке: срезанные лопасти рабочего колеса (В); хаб (С); лопасти диффузора (Е); стенка диффузора со стороны ступицы (F); улитка и корпус стены со стороны ступицы (G). Для ограничения пространства только первый и последний зонды рабочего колеса (движущся со стороны нагнетания к стороне всасывания) указаны как «r1» и «r7».

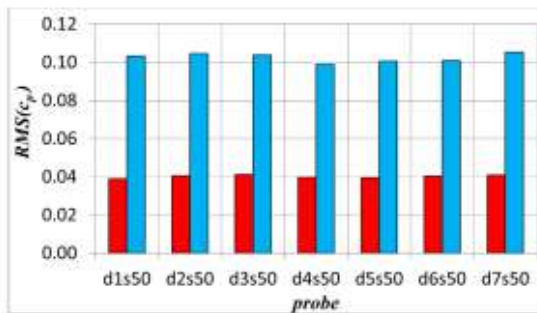


Рис. 3 Среднеквадратичные значения коэффициента давления для расчетных и не проектных расходов (в левой и правой колонках каждой панели соответственно) [4]

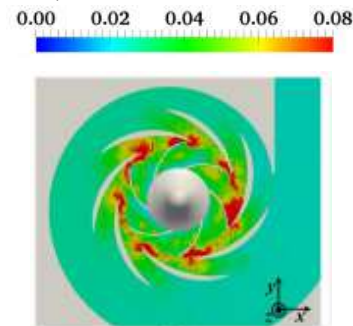


Рис. 4 Усредненные по фазе поля среднеквадратичных значений коэффициента давления при незапланированном расходе [4]

Анализ результатов исследования [4] показывает, что среднеквадратичные значения коэффициента давления явно выше при неконструктивных рабочих условиях (правые столбцы на рисунке 3), так как поток неправильно направляется вращающимися каналами в лопасти диффузора, а взаимодействие между движущимися и неподвижными частями более неустойчиво из-за неправильного падения на лопасти диффузора потока от рабочего колеса. Как следствие, среднеквадратичные значения C_p примерно в 2,5 раза выше, чем при номинальной скорости потока. Результаты представлены для оригинальной геометрии диффузора с $\beta = 18^\circ$

В работе [4] также исследовано влияние угла установки лопаток диффузора. На рис. 5 (вверху) показаны усредненные по времени значения C_p для трех смоделированных геометрий диффузора. Исходя из рис. 5а (вверху) видно, что влияние на повышение давления через рабочее колесо ничтожно мало. Аналогичный результат виден при уменьшенном расходе на рис. 5б (вверху).

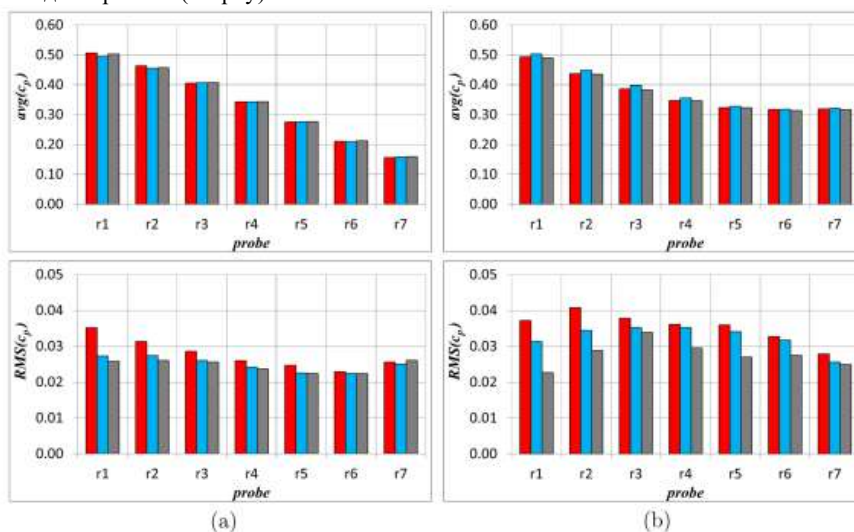


Рис. 5 Средние значения (вверху) и среднеквадратичные значения (внизу) коэффициента давления для расчетного (а) и вне проектного (б) расхода на семи датчиках, расположенных в одной из лопастей рабочего колеса со стороны нагнетания (r1) в сторону всасывания (r7): $\beta = 18,3^\circ$ (левые колонки); $\beta = 14,3^\circ$ (центральные колонки); $\beta = 10,3^\circ$ (колонки справа) [4]

Среднеквадратичные значения C_p на тех же рабочих колесах показаны на рис. 5 (внизу), где зависимость от ориентации лопасти диффузора более различимы. Для номинального расхода, рассмотренного на рис. 5а (внизу) уменьшение угла β не влияет на сторону всасывания, но на стороне нагнетания давление расстояние между задней кромкой лопастей рабочего колеса и передним краем лопастей диффузора увеличивается, уменьшая пульсации давления, связанные с их взаимодействием. Как следствие, уменьшается взаимодействие рабочего колеса и диффузора.

Вывод: анализируя результаты исследования [4], а также библиографические данные [1-3,5], можно сказать, что чувствительность как к условиям работы, так и к углу установки лопастей диффузора гораздо сильнее для стационарных лопастей, по сравнению с вращающимися каналами. По сравнению с расчетными условиями, при пониженных скоростях потока колебания давления внутри рабочего колеса и диффузора выше, при этом больше энергии на частотах ниже, чем при прохождении лопастей рабочего колеса. При этом явления вращающегося срыва не наблюдалось. Уменьшение геометрического угла наклона лопатки диффузора увеличивает угол падения лопастей диффузора при номинальной скорости потока и уменьшает при более низкой скорости потока. Повышение давления оказывает отрицательное влияние в первом случае, в то время как выгодно во втором. Также стоит отметить, что меньшие углы наклона лопастей диффузора позволили повысить давление в каналах диффузора при более низком расходе, тогда как при номинальном расходе наблюдался обратный эффект.

Литература

1. Barrio, R., Parrondo, J., Blanco, E., 2010. Numerical analysis of the unsteady flow in the near-tongue region in a volute-type centrifugal pump for different operating points. *Comput. Fluids* 39 (5), 859–870.
2. Feng, J., Benra, F.-K., Dohmen, H., 2007. Numerical investigation on pressure fluctuations for different configurations of vaned diffuser pumps. *Int. J. Rotating Mach.* 2007, 34752.
3. Pei, J., Yuan, S., Benra, F.-K., Dohmen, H., 2012. Numerical prediction of unsteady pressure field within the whole flow passage of a radial single-blade pump. *ASME J. Fluids Eng.* 134 (10), 101103
4. Posa, A., Lippolis, A., Effect of working conditions and diffuser setting angle on pressure fluctuations within a centrifugal pump. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 75, February 2019, Pages 44-60
5. Posa, A., Lippolis, A., 2018. A LES investigation of off-design performance of a centrifugal pump with variable-geometry diffuser. *Int. J. Heat Fluid Flow* 70, 299–314.

СОВРЕМЕННЫЙ ОПЫТ И РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТЕРРИГЕННОГО ПЛАСТА КИСЛОТНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ

В.В. Классен

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обработка призабойной зоны кислотными композициями представляет наиболее распространённый и относительно недорогой метод улучшения фильтрационных характеристик и повышения производительности скважин, основанный на взаимодействии водного раствора кислот с минералами скелета породы и привнесёнными веществами, блокирующими пути течения флюидов. Такой метод эффективен на любых этапах разработки залежи, особенно это применительно к низкопроницаемым коллекторам, в частности терригненным. В работе рассматривается опыт применения технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) терригненного пласта различными кислотами, а также показан механизм взаимодействия кислотного раствора с породой. Материалы, представленные в статье, позволяют сравнить направление действия кислот и сделать выводы об эффективности применения данной технологии.

Терригненный коллектор – широко распространённый как в Западной Сибири, так и во всей России тип осадочных пород, в котором заключено огромное количество запасов нефти и газа. С точки зрения проблемы, терригненные пласты являются заглинизированными, низкопроницаемыми слоями породы, имеющими кольматанты техногенного происхождения. Обычно такие коллекторы вмещают в себя минералы: кварц (20-70%), полевые шпаты (25-60%), глины (3-40%), карбонаты (0-30%), слюды (1-10%), сульфаты и прочие минералы.

Основные предпосылки и причины загрязнения призабойной зоны терригненного пласта:

- фильтрат бурового раствора – жидкий компонент поглощается пластом-коллектором, а твёрдые частицы и капли эмульсии образуют фильтрационную корку;
- солеотложения в пласте – большое количество скважин работают при давлении на забое меньше давления насыщения нефти газом;
- кольматация в ходе текущего и капитального ремонта скважин – засорение мехпримесями (в ходе работ по очистке забоя), солеотложения (поглощение тяжелых растворов глушения на кальциевой основе);
- суффозия глинистых частиц – засорение капилляров, трещин гидроразрыва пласта и притрещинных зон, вынесенными водой глинистыми частицами;
- водная блокада и набухание глин – образование рыхлосвязанной воды и блокировка движения флюидов из-за влияния воздействия водными растворами при перенасыщении призабойной зоны пласта (ПЗП);
- осаждение асфальтосмолапарфиновых отложений (АСПО) – снижение температуры и давления, изменение скорости движения газожидкостной смеси приводит к выделению парафина из нефти и налипанию на поверхности породы;

- влияние высоких депрессий при повышенном газовом факторе – скорость течения флюидов становится больше и принос загрязняющих веществ в ПЗП увеличивается.

Большое количество скважин теряет дебит жидкости по причине снижения коэффициента продуктивности (Кпрод) различной природы (в основном поглощение бурового раствора, солеотложения, суффозия и последствия ремонтов скважин) – отсюда огромное распространение технологий соляно- и глинокислотных ОПЗ (СКО и ГКО соответственно).

Есть отрицательные примеры применения кислотных ОПЗ, так на Средне-Хулымском месторождении в период 2013-2016 гг. при обработке 39 добывающих скважин, рентабельный прирост дебита был только в 60% работ, а средний прирост по всему месторождению остался прежним. В связи с небольшим содержанием карбонатов, СКО в редких случаях применяется самостоятельно, а чаще встречается совместно с другими видами работ.

Но в большинстве случаев кислотная обработка даёт очень хорошие результаты. На месторождениях ПАО АНК «Башнефть» с 2015 года по 2016 год было проведено 104 скважино-операции по кислотной обработке, средний прирост дебита нефти получается около 2,57 т/сут.

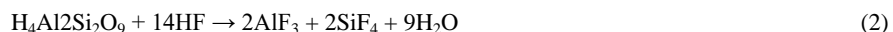
В 2015 году на Самотлорском месторождении было проведено 235 скважино-операций по кислотной обработке, при этом коэффициент эффективности составил 40%, а средний прирост нефти 2,6 т/сут. В этом же году на Приразломном месторождении было обработано 16 скважин глинокислотой и 43 скважины соляной кислотой, прирост составил 13 т/сут.

По промышленным данным ОАО «Юганскнефтегаз» на месторождениях, несмотря на низкое содержание карбонатов (2-4%), растворимость пород в соляной кислоте достигает значительных величин и колеблется от 8% до 29%, средний прирост за двухгодичный период проведения СКО на 731 скважине получился 10,5 т/сут, а при проведении ГКО из 96 скважино-операций 71 скважина имела положительный характер дебита с его средним приростом 8,5 т/сут.

Реакция (1) растворения кварцевых минералов плавиковой кислотой проходит следующим образом:



Также плавиковая кислота реагирует с глинистыми минералами, например, по реакции (2) взаимодействия с каолином:



Соляная кислота реагирует в свою очередь с солями фтористоводородной кислоты, которые превращаются в хлориды с образованием фтористого водорода по реакции (3), что побуждает дальнейшее разрушение глинистых минералов.



Необходимо подчеркнуть негативное влияние кислотных составов, содержащих фтороводород, на проницаемость терригенных коллекторов [1]. После взаимодействия фтористого кремния с водой по реакции (4) образуется гидроксид кремния, который при снижении кислотности раствора может сформировать студнеобразный гель, закупоривающий поры пласта.



Не только фторсодержащие кислотные составы растворяют глинистые частицы терригенного коллектора. Подобный эффект даёт соляная кислота и органические кислоты, но при концентрации соляной кислоты в глинокислотном растворе более 10-12% разложение глин практически не происходит.

Например, в ОАО «Юганскнефтегаз» массово используется кислотная композиция «Химекс ТК-2». Данный состав очень легко проникает в пласт при небольшой скорости реакции для терригенного коллектора, потому что в результате взаимодействия компонентов постепенно выделяется фтористоводородная кислота и органические соли-буферы, которые предотвращают выпадение осадков. Этот концентрат разбавляется водой (1:5), обладает низкой коррозионной активностью. Кислотность «Химекс ТК-2» имеет тенденцию к снижению, в отличие от глинокислоты, следовательно, расход этой кислоты не велик, и не ведёт к образованию гелеобразных осадков. Успешность использования композиции «Химекс ТК-2» достигает около 85%.

Большое влияние на эффективность кислотной оказывает добавление поверхностно-активных веществ (ПАВ) наподобие Нефтенол-К. Данное вещество гидрофобизирует поверхность пласта, снижает скорость коррозии и межфазное натяжение, а также позволяет не допустить образования АСПО и эмульсий.

Сложность в процессе выбора оптимальной кислотной композиции и её применения вызывает сильное различие минералогического состава пород, в том числе терригенных с содержанием глинистого материала более 10-15%. Поэтому в настоящее время очень актуальна комплексная обработка призабойной зоны пласта, которая позволяет повысить эффективность очистки, увеличить охват воздействия на различные типы кольматантов, предотвратить выпадение нерастворимых продуктов. Помимо совместного использования хлороводорода и фтороводорода, дополнительно могут задействовать сульфаминовую и уксусную кислоты, различные ПАВ и многофункциональные составы.

Ввиду разнообразности условий залегания пласта, а также процесса бурения, освоения и эксплуатации скважин, дизайн ОПЗ и подбор реагентов осуществляется с учётом природы кольматанта и причины снижения продуктивности. В зависимости от предназначения выбирают содержание и состав кислотной композиции для обработки скважин.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица

Содержание и назначение компонентов обработки призабойной зоны пласта нагнетательного и добывающего фонда

| Компонент | Наименование | Содержание, % | Назначение |
|---|---------------------------|--|--|
| Соляная кислота | HCl | 6-14% | Растворение карбонатов, глинистых минералов, окислов железа |
| Плавиковая кислота (глинокислота) или аналог | РХП-52 ККТК-2 КНК-Б | HCl 8-15%+HF 34-39%+РХП-30 HCl 8-15%+HF 32-42% HCl 10-12%+HF 2%+спирты | Растворение терригенной матрицы, силикатов, кварца, песка, глины, полевых шпатов |
| Поверхностно-активные вещества | Сульфенол, Нефтенол-К | 0,5-2% | Облегчение проникновения кислоты в поры и гидрофобизация поверхности порового коллектора |
| Многофункциональный глубокопроникающий кислотный состав | Химеко ТК-2К Химеко-ГК | 15-20% | Эффективное растворение песчано-терригенной части пласта |

Чтобы добиться максимальной эффективности от обработки ПЗП и избежать образование нерастворимых осадков и стойких эмульсий, необходимо учитывать конкретные геолого-физические условия, определить причину загрязнения, брать во внимание фильтрационно-емкостные свойства пласта и физико-химические свойства флюидов, а также рассматривать с точки зрения экономической целесообразности применения технологии дозирования и особенности совмещения кислотных компонентов в процентном соотношении.

Литература

1. Бабаян Э.В., Шурыгин М.Н., Яковенко В.Н. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта // Нефтяное хозяйство. 1999. – №3. – С. 30-32.
2. Бурдынь Т.А., Зак Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. - М.: «Недра». 1978г.
3. Качмар Ю.Д., Касянчук В.Г., Лисовская Г.Ф., Сидоровский В.А. Опыт применения различных методов обработки призабойной зоны скважин. – М.: ВНИИОЭНГ. 1972. –93с.
4. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки: дисс... канд. техн. наук. – Санкт-Петербург. 2016.
5. Производственные данные ОАО «Юганскнефтегаз». 2015 г.
6. Производственные данные ПАО АНК «Башнефть». 2016 г.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ВЫНОСЯЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Д.А. Кондратьев

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время крупнейшие газовые месторождения России (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское) находятся на поздней стадии разработки. Данная стадия разработки характеризуется низкими объемами добычи газа и существенным уменьшением функционирующих скважин, чему способствуют большие темпы накопления жидкости на забое скважины. Если в начальный период эксплуатации добыча вводится в условиях высоких пластовых давлений, то по мере истощения запасов пластовое давление постепенно снижается. В результате это приводит к обводнению продуктивных пластов и последующему разрушению призабойной зоны скважины.

Одним из наиболее эффективных способов удаления накопившейся на забое жидкости является использование поверхностно-активных веществ (ПАВ). ПАВ представляют собой соединения, которые снижают поверхностное натяжение на границе раздела твердой или жидкой фазы вследствие его положительной адсорбции на поверхности. Общая особенность таких соединений заключается в том, что их молекулы содержат обособленные атомные группы, по-разному взаимодействующие с растворяющей средой. Например, неполярные углеводородные радикалы имеют повышенное химическое сродство к неполярным средам и определяют растворимость ПАВ в «масляной» фазе. Полярные (обычно кислородсодержащие) группы, напротив, проявляют химическое сродство к полярным средам и определяют растворимость ПАВ в водной фазе. Неполярные радикалы называются гидрофобными, полярные группы – гидрофильными. Соотношение полярных и неполярных атомных групп в молекулах ПАВ определяет их основные физико-химические и технологические свойства.

Существует множество различных видов (амфолитные, катионактивные, неионогенные, анионактивные и т.д.) поверхностно-активных веществ, однако для удаления жидкости с забоя скважины наиболее широко используются неионогенные (НПАВ) и анионактивные (АПАВ). АПАВ (рис.1, а) представляют собой дифильные органические соединения, которые в результате электролитической диссоциации в водной среде образуют поверхно-

стно (адсорбционно) активные анионы и адсорбционно неактивные катионы. В своей молекуле анионоактивные поверхностно-активные вещества содержат одну или несколько полярных групп (COOH(M), OSO₂OH(M), SO₃H(M), где М-металл). Гидрофобная часть молекулы в основном состоит из алифатических цепей (предельных или непредельных) или алкилароматических радикалов.

В отличие от анионоактивных ПАВ, неионогенные ПАВ (рис.1, б) не диссоциируют в воде, однако растворяются как в кислой, так и в щелочной среде. Дифильность НПАВ обусловлена наличием в их молекулах функциональных групп, не диссоциирующих в водных растворах, но проявляющих способность сольватироваться или гидратироваться. Гидрофильными группами в НПАВ могут быть этиленоксидная, этаноламинная, диэтаноламинная и другие. Гидрофобная часть молекулы состоит из углеводородных цепей с числом метиленовых групп от 10 до 20.

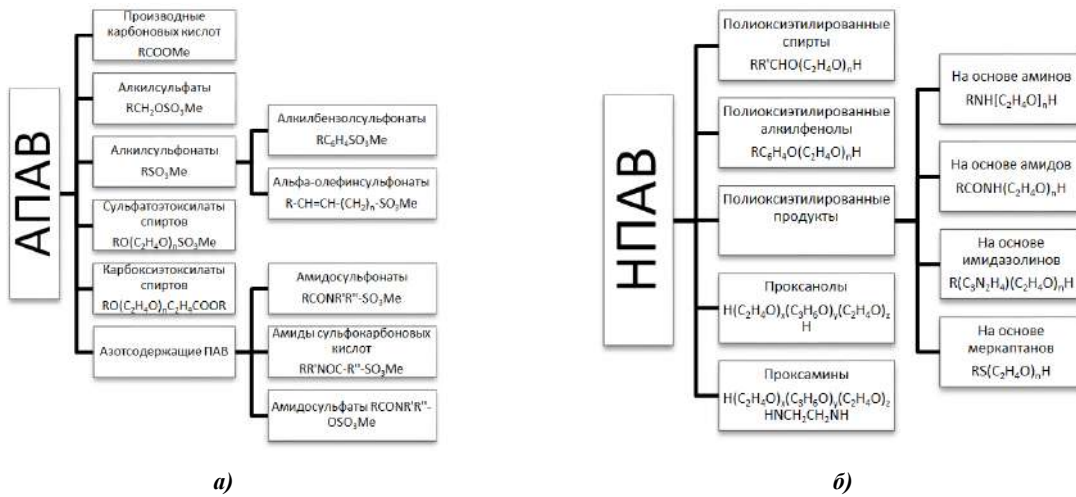


Рис. 1 Классификация анионоактивных (а) и неионогенных (б) поверхностно-активных веществ

Главным условием при использовании ПАВ для удаления жидкости с забоя является образование устойчивой пенообразующей системы. Выделяются два типа пенообразующих систем, образующихся при вводе ПАВ в скважину - обычные и конденсированные пеноэмульсии. Разрушение столба пены обычной пеноэмульсии происходит в результате коалесценции, при котором жидкость вытекает из межпеночного пространства в виде эмульсии. Разрушение столба пены конденсированной пеноэмульсии происходит медленнее, и при сжатии вместо эмульсии выделяется избыточный водный раствора ПАВ. На рисунке 2 представлены диаграмма изменения относительной высоты столба пены для различных пенообразующих систем во времени.

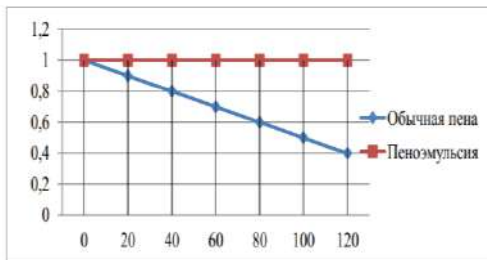


Рис. 2 Кривые изменения относительной высоты столба пеноэмульсии

больших скоростях, чем у НПАВ. Поэтому НПАВ используются в основном в качестве добавок с целью удаления высокоминерализованных жидкостей с забоя скважины.

Рассмотрим влияние различных условий, а именно скорости воздушного потока, концентрации ПАВ и минерализации вод, на выносящую способность ПАВ на примере газовых залежей Медвежьего месторождения. Для данного месторождения характерными особенностями являются отсутствие в жидкости скважин жидких углеводородов, низкая минерализация и невысокая плотность добываемых вод. Поэтому для качественной обработки скважины используется пенообразующий состав в виде твердых шашек двух типов: с нитритом щелочного металла и с сульфаминовой кислотой. В своей основе они также содержат НПАВ и определенное количество утяжелителя (хлористого калия или хлористого натрия). Шашки по очереди доставляются на забой скважины. Затем происходит процесс генерации азота и образования пены (в течение 1-2 часов).

При скорости воздушного потока 0,07 м/с и незначительной концентрации ПАВ (<1%) пенообразование практически не происходит, и жидкость из скважины не выносятся. С ростом концентрации ПАВ (1-2%) процесс пенообразования усиливается, причем разница в выносе жидкости между различными составами с такой

концентрацией ПАВ существенна (рис.3, а). Хуже всего выносятся составы, содержащие всего 10% газоконденсата при низкой скорости воздушного потока; улучшения заметны в пределах от 25% до 50%, а при 50 %-ном опять снижается. Степень вовлечения количества газоконденсата в эмульгировании хорошо просматривается по ходу кривой 1% ПАВ. Однако при скорости 1,18 м/с содержание конденсата влияет на процесс выноса жидкости незначительно (рис.3, б). С увеличением концентрации ПАВ и снижением минерализации (кривая NaCl -1,3% , CaCl₂ - 0,2%) вынос жидкости возрастает.

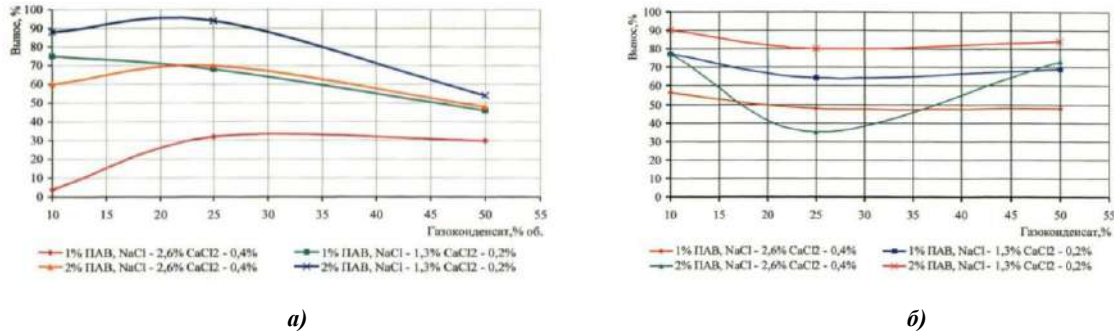


Рис. 3 Выносящая способность ПАВ в зависимости от содержания газоконденсата при $v=0,07$ м/с (а) и 1,18 м/с (б)

На основании всего вышесказанного можно сделать вывод, что главными критериями для выбора ПАВ должны являться высокие пенообразующие свойства системы, а также стабильность пены во времени, достаточном для выноса жидкости из скважины. Состав ПАВ подбирается исходя из характерных особенностей месторождения.

Литература

1. Логинова М.Е., Гаймалетдинова Г.Л., Нургалиев А.Р., Сенин А.С. Влияние разных классов ПАВ на изменение поверхностного натяжения водных растворов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции – 2018. – С. 166
2. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений. Известия высших учебных заведений. – Нефть и газ –2017. – С. 85-89.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.А. Коновалов

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, актуальной темой для рассмотрения, является разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТриЗ). Впервые классификацию ТриЗ в 1994 году предложили Н.Н. Лисовский и Э.М. Халимов [1]. Она была основана на граничных значениях ряда геологических и технологических параметров, а также степени удаленности от существующих центров нефтегазодобычи. В современном понимании, трудноизвлекаемые запасы – это запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна. Новая классификация запасов стала основой для стимулирования ТриЗ.

Для разработки ТриЗ применяется множество методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые можно подразделить на четыре типа:

- химические методы, такие как заводнение с применением ПАВ, полимерное, мицелярное заводнение, а также закачка жидких растворителей или других химических веществ;
- микробиологические методы, такие как введение в пласт бактериальной продукции или её образование непосредственно в нефтяном пласте;
- газовые методы, такие как закачка углеводородных газов, углекислого газа, азота или других газов, закачиваемых в пласт как самостоятельно, так и в смеси с жидкостями;
- тепловые методы, такие как вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных, или других видов реакций [2].

На данный момент, широкое применение для месторождений Западной Сибири имеет метод многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах, но применение данного метода ограничено геологическими условиями залегания и анизотропией физических свойств пластов-коллекторов. Кроме всего прочего, вертикально – интегрированные нефтяные компании (ВИНК), ведущие свою деятельность на территории Западной Сибири, нацелены на то, чтобы добыть максимальное количество углеводородов в короткое

сроки, из-за чего зачастую выбирается неверная система разработки, стремительное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов и соответственно встаёт вопрос о рентабельности добычи углеводородного сырья, так как появляется необходимость применять дорогостоящие методы, чтобы извлечь остаточные запасы.

Таблица 1

Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов

| Группы | Критерии | Количественные критерии | | |
|-------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|--|
| | | Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский | Налоговый кодекс РФ | ГКЗ 2015 |
| Аномальных нефтей | Вязких нефтей | В пластовых условиях >30 спз | В пластовых условиях >200 спз | В пластовых условиях >100 спз |
| Неблагоприятных коллекторов | Малопроницаемых и низкопроницаемых | < 0,03 мкм2 | < 0,002 мкм2 | < 0,004 мкм2 |
| Подгазовые зоны и нефтяные оторочки | | | | $V_{гш} > 1/3V_n$ |
| Технологическая | Выработанность (истощенность) | >0.7 НИЗ | >0.8 НИЗ | >0.8 НИЗ |
| Географическая | | Районный коэффициент в диапазоне 1 –2 | Республика Саха(Якутия), Иркутская обл., Красноярский край, внутренние морские воды/ территориальное море севернее Северного полярного круга, континентальный шельф РФ, Азовское и Каспийское, Черное, Охотское моря, Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО | Республика Саха(Якутия), Иркутская обл., Красноярский край, внутренние морские воды/ территориальное море севернее Северного полярного круга, континентальный шельф РФ, Азовское и Каспийское, Черное, Охотское моря, Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО |
| Нетрадиционные запасы нефти и газа | | | Баженовская, абалакская хадумская, доманиковская | Баженовская, абалакская, хадумская, доманиковская, доюрские отложения (Западная Сибирь) и доюрские отложения (Восточная Сибирь венд/рифей) |

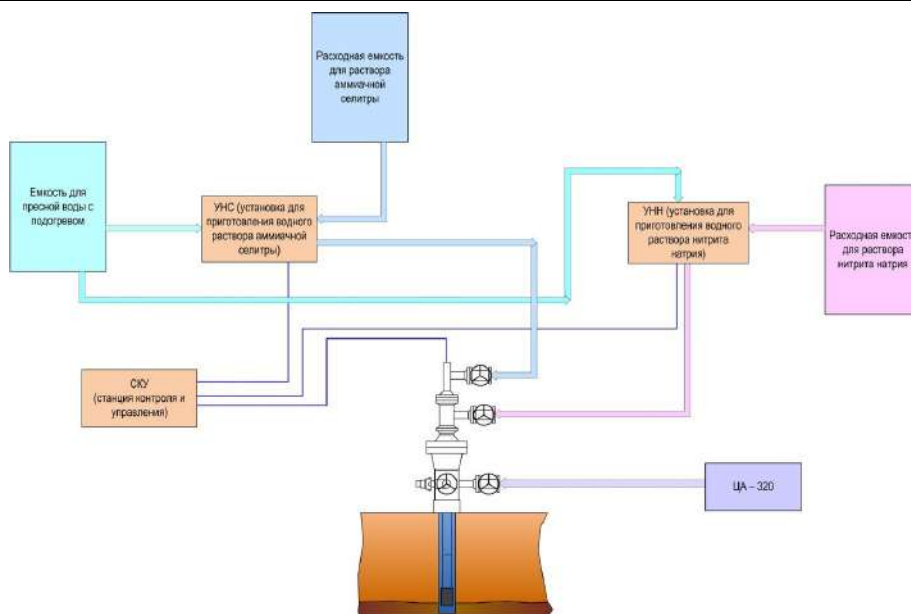


Рис. 1 Схема закачки бинарных смесей

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Огромное количество месторождений Западной Сибири представлено [МВМ1] низко проницаемыми коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами. Средний коэффициент извлечения нефти (КИН) на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами не превышает 0,4. Это означает, что если не применять принципиально новые методы улучшения выработки запасов, то около 60 % начальных запасов нефти останутся неизвлеченными. Еще в более широком диапазоне, 0,10 – 0,60, изменяются КИН по отдельным разрабатываемым месторождениям Западной Сибири [3].

Таким образом, из выше сказанного видно, что вопрос увеличения КИН на уже разрабатываемых месторождениях приобретает актуальное значение. Одним из методов увеличения нефтеотдачи является термохимическая технология БС. В данной работе будет рассмотрен метод увеличения нефтеотдачи, основанный на решении проблемы извлечения остаточных запасов с помощью термохимической технологии бинарных смесей. Бинарные смеси – это водные растворы селитр (аммиачной или органической) и инициаторов реакции их разложения (гидридов металлов или нитрита натрия) (Aleksandrov, Koller, 2008; Мержанов и др., 2010). Водные растворы реагентов БС закачивают в скважину по разным каналам. Они вступают в контакт в призабойной зоне пласта (ПЗП) и реагируют, выделяя тепло и газ, уходящие в пласт под давлением, создаваемым реакцией. На рисунке 1 представлена схема закачки реагентов в скважину [4].

До 2011 года процесс закачки в скважины бинарных смесей, производили в неуправляемом режиме, и органы Ростехнадзора запрещали закачивать большое количество смесей, поэтому приходилось использовать БС в малых дозах, если быть точнее, не более одной тонны взрывоопасной селитры. В 2010 году была разработана и испытана система непрерывного контроля, а также оптимизация реакции БС в скважинах, и получено разрешение от Ростехнадзора на закачку селитры в неограниченных количествах. Система регулируемой закачки селитры и инициатора разложения, можно рассматривать как процесс, в ходе которого селитра превращается в газ и тепло по реакции: $\text{NH}_4\text{NO}_3 \rightarrow \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 0.5\text{O}_2 + \text{Q}_1$. Данная реакция разогревает пласт и создает условия для газлифта, работающего за счет энергии окисления нефти кислородом, который выделился в реакции разложения селитры.

По результатам опытно-промышленных испытаний (ОПИ) бинарных смесей, проводимых на Усинском месторождении (ООО “Лукойл-Коми”) в скважинах №1242 и №3003. Дебиты в 2012 году увеличились в среднем на 4,95 и 8,44 тонн в сутки, соответственно, а масса дополнительной нефти в 2012 году составила 2400 тонн. Анализируя данные, можно судить о положительном эффекте применения технологии БС (таблица 2) [5].

Далее проводился ещё ряд испытаний в конце 2011 года, начале 2012 года на том же месторождении, но уже на других скважинах. В 2012 году с помощью этих скважин было получено 13 232 тонны дополнительной нефти, что в среднем составляет 2646 тонн на скважину.

Огласка технологии БС в интернете привела к переговорам с зарубежными фирмами. Таким образом, после обработки скважин №8 и №10 на месторождении Eastland в штате Техас, США, которые были остановлены в 1994 году как полностью выработанные, в результате обработки, дали фонтан на скважине №8: нефть – около 30%, вода – около 70 % и в скважине №10: нефть – около 10 %, вода – около 90 %.

Таблица 2

Результаты опытно-промышленных испытаний технологии БС на скважинах №1242 и №3003 Усинского месторождения

| № скв. | Марка насоса | Месяц | Дата пуска | Базовый дебит | Кол-во суток | Средний дебит, т/сут | Доп. Добыча нефти, т | Удельный дебит, т/сут | План. уд. дебит |
|--------|------------------|--------------|------------|---------------|--------------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------|
| 1242 | ЭВНТ – 25 - 1500 | Ноябрь 2011 | 09.11.2011 | 0 | 22.00 | 5.82 | 128.00 | | |
| | | Декабрь 2011 | | | 30.83 | 5.50 | 169.57 | | |
| | | Январь 2012 | | | 31.00 | 4.63 | 143.00 | | |
| | | Февраль 2012 | | | 29.00 | 4.94 | 143.26 | | |
| | | Март 2012 | | | 31.00 | 3.98 | 123.38 | | |
| | | Итого | | | 143.83 | | 707.73 | 4.92 | 8,5 |
| 3003 | ЭВНТ – 25 - 1500 | Январь 2012 | 04.01.2012 | 1,93 т/с | 28.00 | 10.6 | 242.9 | | |
| | | Февраль 2012 | | | 23.00 | 10.6 | 199.6 | | |
| | | Март 2012 | | | 30.75 | 9.98 | 247.6 | | |
| | | Итого | | | | 81.75 | | 690.10 | 8.44 |

Также анализируя рентабельность данного метода, необходимо отметить, что ценность данной технологии определяется рыночной конкуренцией, и до 2012 года БС уступала только таким методам увеличения нефтеотдачи, как гидравлический разрыв пласта и паротепловая технология SAGD. В 2012 – 2014 годах, технология БС, обеспечив добычу нефти себестоимостью 10 – 35 долларов за баррель опередила по рентабельности обе ведущие технологии Запада [5].

За счет малой стоимости компонентов бинарных смесей и высокой рыночной стоимости нефти, с учетом курса доллара, равному 67.17 рублей (Таблица 3), а также за счет того, что нет необходимости бурить новые скважины и нести дополнительные потери времени и денежных средств, данный метод, по мнению автора, пригоден для широкого применения на территории Западной Сибири.

Таблица 3

Экономические показатели применимости бинарных смесей

| Аммиачная селитра, руб/т. | Нитрит натрия, руб/т | Рыночная стоимость нефти марки Urals, руб/бар. |
|---------------------------|----------------------|--|
| 9700 | 77000 | 4664,29 |

Вывод: Анализируя эффективность применения технологии БС на Усинском месторождении, характеризующимся высокой вязкостью нефти, как и большинство месторождений Западной Сибири, а также относительно схожим геологическим строением, и опираясь на зарубежный опыт, показывающий эффективность применения БС после длительного простаивания скважин, учитывая экономическую составляющую данной технологии, можно сделать вывод о том, что применение данной технологии на месторождениях Западной Сибири будет оправдывать экономические и технологические показатели.

Литература

1. Лисовский Н.Н. О классификации трудноизвлекаемых запасов / Н.Н. Лисовский, Э.М. Халимов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33–35.
2. Зимин А.С., Соснин А.В. Моделирование процессов тепло- и газовыделения при разложении бинарных систем в технологии добычи нефти и газа // Вестник технологического университета – 2016. Т.19. №19.
3. Касимов А.С. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Новые технологии нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием конференции. Т.2. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – с. 214 – 215.
4. Инновационные российские технологии: от метрологии к увеличению нефтеотдачи. Журнал «Нефтяное хозяйство», № 3, март 2016 г.
5. Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Н., Серкин Ю.Г., Низова Е.Е. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей. Георесурсы. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 154 – 159.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ

Д.Д. Кундич, Д.В. Казак

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Продуктивные пласты многих нефтяных месторождений сложены слабосцементированными песчаниками. Данное обстоятельство усложняет процесс разработки из-за возникновения на забое и призабойной зоне скважин песчаных пробок, что ведет к быстрому износу скважинного оборудования и сепараторов. Также это приводит к изменению фильтрационно-емкостных параметров разрабатываемых пластов из-за массопереноса мелких механических частиц. Это может привести как к увеличению эффективной проницаемости и пористости коллекторов, так и их снижению из-за массопереноса механических частиц к призабойной зоне скважины, с последующем снижением депрессии [2].

На основании решения Дьячкова [1], дебит скважины, осложненной песчаной пробкой, равен:

$$Q_n = \frac{2\pi K_2 h (P_k - P_c)}{\mu b h \ln \frac{R_k}{r_c}} th(bh), \tag{1}$$

где $b = \frac{2K_2}{r_c^2 \ln \frac{R_k}{r_c}}$ радиус скважины; P_k - давление на контуре; P_c – забойное давление; μ - вязкость нефти. Расчет дебита совершенной скважины можно произвести по формуле Дюпон [2]:

$$Q_o = \frac{2\pi K_2 h (P_k - P_c)}{\mu b h \ln \frac{R_k}{r_c}}. \tag{2}$$

Исходя из (1) и (2), находим

$$\frac{Q_n}{Q_o} = \frac{th(bh)}{bh}. \tag{3}$$

Для месторождения X при $r_c = 0,1$ м, $R_k = 200$ м, $h = 10$ м, получаем $b = 5,13\sqrt{\delta}$, ($\delta = \frac{K_2}{K_1}$). В таблице представлены результаты расчетов по формуле (3) для различных параметров:

**СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Таблица

Зависимость производительности скважины от высоты песчаной пробки и проницаемости (при $K_2/K_1=0,1$)

| | | | | | | | | |
|----------------------------|-------|-------|-------|--|-------|-------|-------|-------|
| $\delta = \frac{K_2}{K_1}$ | 0.01 | 0.1 | 0.2 | | 0.4 | 0.6 | 0.8 | 1.0 |
| $\frac{Q_{\pi}}{Q_0}$ | 0.195 | 0.060 | 0.044 | | 0.031 | 0.025 | 0.022 | 0.019 |
| $h_1, \text{ м}$ | 1 | 2 | 3 | | 5 | 6 | 8 | 10 |
| $\frac{Q_{h1}}{Q_h}$ | 0.96 | 0.86 | 0.66 | | 0.56 | 0.47 | 0.26 | 0.06 |

По результатам расчетов можно сделать вывод, что дебит скважины относительно идеальной снижается до 19,5%, даже при превышении проницаемости песчаной пробки над проницаемостью пласта в 100 раз.

В случае, если проницаемость пробки не превышает проницаемость коллектора, а равна ей, то дебит такой скважины составит всего 2,0% от дебита совершенной скважины.

При $K_1=\infty$ (для совершенной скважины) $\delta = 0$ и $b=0$. Тогда $\lim_{bh \rightarrow 0} \frac{th(bh)}{bh} = 1$, т.е. $\frac{Q_{\pi}}{Q_0} = 1$. Если допустить, что часть пласта толщиной h_1 фильтрует нефть в песчаную пробку в количестве Q_{h1} , а часть пласта толщиной $(h-h_1)$ работает на совершенную скважину с той же толщиной $(h-h_1)$ и, поступая аналогично решению предыдущей задачи, было получено следующее выражение для отношения дебитов:

$$\frac{Q_{h1}}{Q_0} = \frac{th(bh_1)}{bh} + \frac{h-h_1}{h} \quad (4)$$

В таблице также приведены результаты расчетов по формуле (4) для различных высот песчаных пробок.

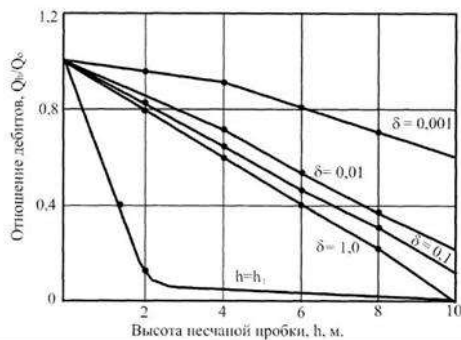


Рис. Отношение дебитов скважины с песчаной пробкой (Q_h) и совершенной скважины (Q_0) в зависимости от высоты песчаной пробки и отношения проницаемостей (K_2/K_1) [1]

На рисунке показаны зависимости дебитов от высот песчаных пробок. Также здесь представлено графическое изображение влияния отношений проницаемостей (δ) в зависимости от величин Q_h/Q_0 .

На основании графического представления данных зависимостей можно сделать вывод, что проницаемость оказывает большее влияние на дебит скважины, чем высота пробок.

Превышение высоты песчаной пробки над толщиной пласта всего на 1 метр приводит к существенному снижению дебита – разница между дебитом совершенной скважины и осложненной пескопроявлениями составляет 38% (в условиях одинаковых забойных давлений) [1].

Исходя из изложенного, превентивные меры, направленные на сокращение выноса песка из пласта, несут весомый характер при выборе составляющих компоновки труб в ходе бурения,

освоения и эксплуатации скважин. Для предотвращения пескопроявлений с различной эффективностью применяются такие методы воздействия на пласт как механические, химические, физико-химические и другие [3].

Литература

1. Дьячков В.Н. Исследование и разработка методов предупреждения выноса песка при строительстве и освоении водозаборных скважин (на примере месторождений Сургутского района). Дисс. на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000.
2. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис. канд. техн. наук. Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН. - Москва, 2012.
3. Нескин В.А. Разработка и исследование композиций на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: дисс. канд. техн. наук. Москва: Изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.**

Р.О. Курилович, Д.В. Бурсаев

Научный руководитель - доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наибольший опыт разработки карбонатных коллекторов накоплен на Чкаловском месторождении.

ОПЗ направлены на восстановление и повышение проницаемости ПЗП.

Солянокислотная обработка включает в себя глушение скважины, с последующей закачкой в пласт 12,0 % раствора соляной кислоты в объеме 4-5 м³ и длительностью реакции около 8 часов, после чего производится очистка призабойной зоны от продуктов реакции: промывка либо нефтью, либо водой.

Глинокислотная обработка включает в себя глушение скважины с последующей закачкой в 12,0 % раствора содержащего плавиковую, соляную кислоты. Время выдержки на реакцию – до 8 часов, затем очистка призабойной зоны от продуктов реакции промывкой.

Большее применение на месторождении нашли комплексные обработки скважин, т.е. сочетание, например, уплотняющей перфорации с закачкой кислоты, уплотняющей перфорацией и воздействием ПГД БК, кислотной обработки и гидродинамическим воздействием и т. п. К сожалению, сложно оценить технологическую эффективность применения комплексных обработок на добывающих скважинах поскольку мероприятия проводились преимущественно при вводе скважин в эксплуатацию, при переводе в нагнетательный фонд.

Незначительный положительный эффект прослеживался после обработки скважины № 45. В результате проведения уплотняющей перфорации и воздействия пороховым генератором давления получено увеличение дебита безводной нефти с 4,3 до 8,5 т/сут. Дополнительный отбор нефти оценивается в 3,8 тыс. т, продолжительность эффекта – более 20 месяцев.

Отрицательную эффективность имеют работы, проведенные на скважинах №№ 31, 39, 52. По скважине № 39 отрицательная эффективность, возможно, связана с тем, что на момент проведения мероприятий обводненность скважинной продукции составляла более 90 %. По скважине № 52 итогом проведенных работ стало значительное увеличение обводненности – более чем на 50 % и связанное с этим падение суточных отборов нефти. В результате проведенного ПГИ установить причину преждевременного обводнения скважины не удалось.

Мероприятия, проводимые на нагнетательных скважинах практически аналогичны работам, проводимым на добывающих скважинах. Первые запуски отдельных нагнетательных скважин свидетельствовали об относительно низкой принимающей способности пласта – 40...60 м³/сут и менее. Для увеличения приемистости нагнетательных скважин проводился комплекс геолого-технологических мероприятий, состоящий из уплотняющей перфорации, воздействие пороховым генератором давления, закачкой кислоты и в заключении – гидродинамическим воздействием.

У части нагнетательных скважин в процессе эксплуатации отмечалось снижение принимающей способности, что связано с засорением, кольматацией перфорированных отверстий и призабойной зоны скважины взвешенными в нагнетаемой воде илистыми, глинистыми частицами, механическими примесями. Для восстановления проницаемости ПЗП и увеличения приемистости скважины до первоначального уровня проводились работы по кислотным обработкам (соляная, либо глинокислота, состав «КРОТ») в комплексе с гидродинамическим воздействием. Практически по всем обработанным таким образом скважинам отмечается увеличение приемистости в среднем в 1,5 раза, а в физическом выражении с 88 до 125 м³/сут.

В целом можно сказать, что данная технология имеет опыт успешного применения на месторождении, однако вопрос требует более детальной проработки.

Литература

1. Авторский надзор за разработкой месторождений АО «Томскнефть» ВНК за 2010 г. Первомайское месторождение / П.В. Молодых, С.И. Алексеев, Т. П. Еремеева, О.С. Гнова, И. В. Бородич – Томск, 2012 г. – 217 с. (04.05.2019).
2. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30 (27.04.2019).
3. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30 (16.03.2019).

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЗАЩИТЫ УСТАНОВОК ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ
НАСОСОВ ОТ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ

Р.С. Курмель

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье производится обзор осложняющих факторов в работе УЭЦН, обзор устройств для их защиты при работе в зоне этих факторов.

Ключевые слова: уэцн, погружные насосы, осложнения, оборудование для добычи нефти, защита оборудования, ремонт.

Введение

Почему в настоящее время невозможно представить добычу нефти без погружного оборудования? Обыденное российское месторождение нефти и газа представляет собой сложную геологию, большие глубины и все это при отсутствии должной инфраструктуры. Все это относит нефть к трудноизвлекаемым ресурсам. Доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти составляет 60% от общего количества. Однако, сейчас не рентабельно добывать ТРИЗ для продажи, т.к. себестоимость добычи барреля составляет в два раза больше его стоимости на рынке. Если рассматривать добычу нефти и эксплуатацию нефтяных скважин, то можно сказать, что наиболее распространенная технология на российском рынке (порядка 80% всей нефти в России) – это при помощи установок электроцентробежных насосов. Из-за таких преимуществ, как: наилучшая приспособленность к российским условиям добычи нефти, простота наземного оборудования, высокий межремонтный период [1].

УЭЦН - обыкновенный насосный аппарат, только более тонкой и длинной формы. И способен функционировать в среде отличающейся своей агрессивностью к находящимся в ней агрегатам.

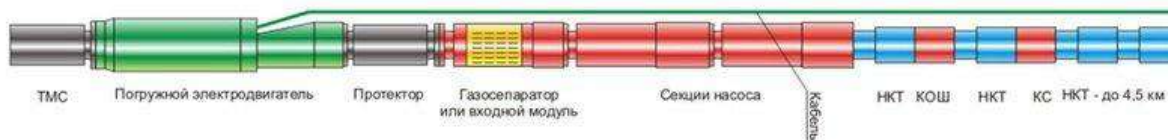


Рис. 1 схема УЭЦН

Хотя известны некоторые другие виды искусственного подъема, их важность незначительна по сравнению с только что упомянутым. Таким образом, существует множество вариантов, доступных для инженера при выборе типа подъема, который будет использоваться. Хотя использование многих из этих подъемных механизмов может быть ограничено или даже исключено фактическими полевыми условиями, такими как глубина скважины, требуемые дебиты, свойства текучей среды и т.д., Обычно более чем одна подъемная система оказывается технически осуществимой [2]. В этом случае инженер-технолог несет ответственность за выбор типа подъема, который обеспечивает наиболее выгодный способ добычи желаемого объема флюида из данной скважины. После того, как будет принято решение относительно применяемого метода подъема, должен следовать полный проект установки для начальных и будущих условий.

Для предварительного сравнения доступных методов искусственного подъема на рисунке 2 представлена приблизительная максимальная добыча жидкости.

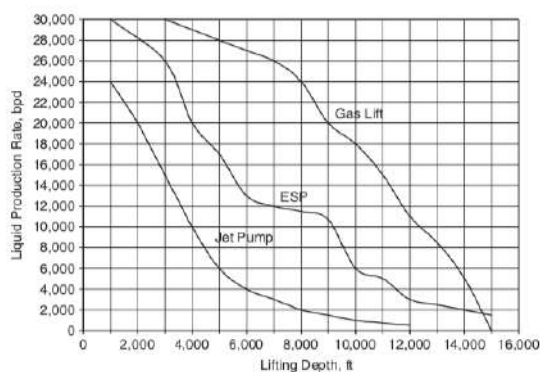


Рис. 2 Максимальная производительность по сравнению с глубиной подъема для различных высокопроизводительных методов искусственного подъема [5]

Скважин понимается продолжительность фактической эксплуатации скважины от ремонта до ремонта, т.е. время между двумя последовательно проводимыми ремонтами [3].

Для контроля состояния оборудования предложена методика определения надежности погружных установок. Она основана на вычислениях, прогнозирующих работу погружной аппаратуры по неполным эксплуатационным данным. Есть возможность с помощью математической статистики измерять надежность, находить слабые узлы конструкции и основные рабочие ошибки в работе УЭЦН.

Скорости различных установок приведены в зависимости от глубины подъема. На рисунке показаны три подъемных механизма, способных производить исключительно высокие скорости жидкости: газоподъем, УЭЦН и струйные насосы. Как видно, газлифтинг (непрерывный поток) может производить наибольшее количество жидкости с любой глубины. Во всех случаях глубина подъема имеет огромное значение для объема жидкости, поднимаемого при быстром снижении дебита в глубоких скважинах.

Высококачественный подземный ремонт - главное условие увеличения добычи нефти и газа. Чем выше качество ремонта, тем больше межремонтный период и тем эффективнее эксплуатация скважины.

Под межремонтным периодом работы

Устройства для защиты УЭЦН от осложняющих факторов.

Защита установки от отложения солей

Отложение солей на скважинном оборудовании происходит вследствие перенасыщения воды труднорастворимыми солями при изменении температуры, давления, водородного показателя рН, при выделении газа, смешивании несовместимых жидкостей.

В настоящий момент самой востребованной технологией защиты от осаждения солей является использование ингибиторов солеотложения. На эффективность технологии влияет не только точность выбора ингибитора к конкретной группе скважин (месторождению), осложненных солеотложением, но и от варианта доставки ингибитора в проблематичную зону скважины. Из вариантов доставки максимальное распространение получили закачка ингибиторов через систему поддержания пластового давления вместе с нагнетаемой в пласт водой или через затрубное пространство с применением наземных дозирующих установок, а также подача ингибитора с помощью скважинных контейнеров, подвешиваемых под погружной электродвигатель (ПЭД) УЭЦН [4.]



Рис. 3 Контейнер с твердым реагентом

Защита УЭЦН с помощью погружного контейнера имеет ряд достоинств: низкие эксплуатационные расходы, простота и удобство монтажа. В этом случае доставки ингибитора происходит обеспечение бесперебойной работы не только насоса, но и всех устройств, включая то, что предохраняется перегрев погружного электродвигателя. Скважинные контейнеры необходимы особенно на месторождениях, находящихся в труднодоступных местах, поскольку являются в меньшей степени зависимыми от инфраструктуры (автономными), надежными и полностью эффективными в плане программируемого дозирования ингибитора в пластовую жидкость. Фактором, который ограничивает использование погружных контейнеров, является подача $\sim 150 \text{ м}^3/\text{сут}$, поскольку при дальнейшем её увеличении габариты и масса контейнера станут недопустимыми для подвески к двигателю.

Защита установки от выноса механических примесей

Наиболее распространенным и экономически эффективным методом защиты насоса от выноса механических примесей является их отделение от добываемой жидкости перед насосом защитными устройствами.

Для отделения твердых частиц внутри скважины применяют механические фильтры и устройства, основанные на принципах гравитационной и центробежной очистки. Фильтры получили широкое применение, но их срок службы ограничен из-за засорения, более надежны сепараторы твердых частиц. Однако, проигрывая в надежности, фильтры выигрывают в тонкости очистки. Так, в промышленных условиях широко используются фильтры с тонкостью очистки 100 мкм. Тогда как с помощью гравитационных сепараторов зачастую удается достигнуть только тонкости очистки 250 мкм, а с помощью сепараторов гидроциклонного типа при расходах жидкости до $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ – порядка 150 мкм.



Рис. 4 Гидроциклонный сепаратор

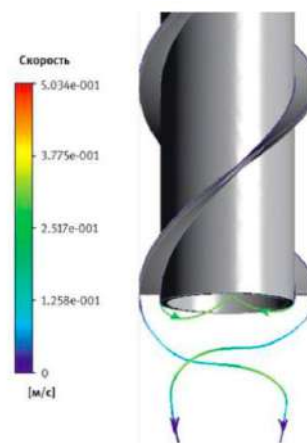


Рис. 5 Траектория частиц в нижней части сепаратора

Литература

1. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: Пресс-Мастер, 2007. 645 с.
2. Антипина Н.А., Киселев А.Е., Пещеренко С.Н. и др. Система защиты УЭЦН от солеотложений с использованием капсулированного жидкого ингибитора // Бурение и нефть, 2009. №4 с. 30–32.

3. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей (на примере Самотлорского месторождения) // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, Тюмень, 2004.
4. Якимов С.Б. О выборе технологий защиты подземного оборудования от песка с учётом динамики его выноса при запуске скважин на Самотлорском нефтяном месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2013. №6. с. 81–89.
5. Gabor, Takacs. Electrical Submersible Pumps Manual // Elsevier inc., 2009. – 420 p.

ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Е.И. Кухаренко

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России наблюдается постоянный рост доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов в общем объеме добычи. (рис. 1) Это происходит в основном за счет выработки традиционных месторождений. Таким образом, возникает ситуация, когда значительная часть запасов нефти в стране относится к одной из следующих категорий:

- низкопроницаемые коллектора с высокой неоднородностью
- нетрадиционные коллектора
- остаточные запасы нефти на месторождениях с высокой обводненностью
- залежи с высоковязкой нефтью

Это, безусловно, диктует определенные требования к нефтяной промышленности России, прежде всего, формирование и развитие технологий, способных обеспечить эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

В данной работе рассмотрены существующие методы добычи высоковязких нефтей. Цель - анализ пригодности их в различных геологических и/или климатических условиях.



Рис. 1 Динамика доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России [1]

Шахтная разработка может вестись в двух модификациях: очистная шахтная - с подъемом углеводородонасыщенной породы на поверхность и шахтно-скважинная - с проводкой горных выработок в надпластовых породах и бурением из них кустов вертикальных и наклонных скважин на продуктивный пласт для сбора нефти уже в горных выработках. [3] Очистно-шахтный способ применим лишь до глубин 200 метров. Коэффициент нефтеотдачи до 45 %.

«Холодные» способы добычи. Среди большого количества современных методов «холодной» добычи тяжелой нефти, в первую очередь, должен быть выделен метод «CHOPS» (cold heavy oil production with sand). [4] В пласте производится разрушение слабосцементированного коллектора, и создаются условия для течения смеси нефти и песка. Таким образом, добыча нефти производится вместе с песком. При этом показатель коэффициента нефтеотдачи не превышает 10%. Кроме того, метод не применим при эксплуатации месторождений с глубиной залегания продуктивных пластов более 200 м, а также проницаемостью коллектора менее 1,5 Д.

Тепловые методы разработки нефтяных месторождений объединяют в три группы: внутрипластовое горение, паротепловые обработки призабойных зон скважин (ПЗС) и закачка в пласт теплоносителей - пара или горячей воды (неизотермическое вытеснение).

Однако прежде всего следует упомянуть метод VAPEX (Vapour Extraction) - закачка паробразного растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. Эта технология является модификацией метода SAGD (рис. 2) и предполагает использование пары горизонтальных скважин. За счет закачки растворителя в верхнюю из них создается камера-растворитель. Нефть разжижается за счет диффузии в нее растворителя и стекает по границам камеры к добывающей скважине под действием гравитационных сил. Коэффициент извлечения нефти до 75%.



Рис. 2 Метод SAGD [5]

Внутрипластовое горение осуществляется частичным сжиганием нефти (тяжелых ее составляющих) в пласте. С помощью электрических и химических нагревательных устройств вызывают очаг горения, и за счет подачи в пласт воздуха продвигают его по пласту. Температура в зоне горения может достигать 500–700 °С.

Как известно, с повышением температуры вязкость нефти уменьшается, и происходит выпаривание легких фракций нефти и пластовой воды. Углеводородные и углекислые газы, которые образуются в ходе выпаривания, вытесняют нефть из пласта. Процесс теплопереноса и извлечения нефти можно ускорить за счет внедрения воды вместе с окислителем.

В последнее время большое распространение получили методы паротепловые обработки призабойных зон скважин (ПТОС) и закачка в пласт теплоносителей для тяжелых нефтей и природных. Паротепловую обработку призабойной зоны скважины проводят для повышения продуктивности скважины. Достигается это путем периодической закачки пара в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти. Цикл повторяется несколько раз на протяжении стадии разработки месторождения. Коэффициент нефтеизвлечения от 15 до 20%.

Сравнивая данные методы и технологии добычи высоковязких нефтей, автор приходит к выводу, что ввиду строгих ограничений, накладываемых на месторождения в случае применения карьерного и шахтного, а также "холодных" методов разработки, целесообразно развивать тепловые методы воздействия на пласт, прежде всего, ввиду их универсальности, возможности получения высоких показателей КИН, непрерывного процесса добычи нефти.

Таким образом, были рассмотрены 3 основные группы методов добычи высоковязких нефтей. На взгляд автора, самым очевидным направлением для дальнейших исследований является группа тепловых методов разработки, в частности, поиск путей снижения высокой себестоимости добычи нефти модификациями метода SAGD, которая формируется за счет стоимости парогенерации.

Литература

1. Направления повышения энергоэффективности добычи нефти и газа на месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» (Томская область) [Электронный ресурс] - режим доступа: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/47311/1/TPU524847.pdf> свободный. - Загл. с экрана (Дата обращения 26.05.2019)
2. Гарушев А.Р. Тяжелые нефти и битуминозные пески - гарантированный источник обеспечения энергоресурсами в будущем // Нефтепромысловое дело. - 1993. - № 10. - С. 3 - 6
3. Закс С.Л. Основы горного дела и шахтной добычи нефти. - М.: Гостоптехиздат, 1954. - 358 с.
4. Maurice B. Dusseault, El-Sayed S. Heavy-Oil Production Enhancement by Encouraging Sand Production // SPE paper 59276
5. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) [Электронный ресурс] - режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/sagd.html> свободный. - Загл. с экрана (Дата обращения 25.05.2019)

**ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ БЕСКИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ В
ТЕРРЕГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО»**

Т.Ш. Ле

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день большая часть мировых залежей углеводородов обрабатывается недостаточно эффективно. Средний показатель нефтеотдачи составляет около 30%. Ориентируясь на тенденцию увеличения спроса на энергоресурсы и другие продукты, изготавливаемые из такого сырья, современные добывающие компании уделяют максимум внимания увеличению данного показателя. [1]

Целью работы является анализ результатов использования некислотных составов для призабойной зоны скважин с целью повышения продуктивности добывающих скважин месторождения Белый Тигр.

По требованиям технического регламента, разрабатываемые составы и технология предназначены для повышения проницаемости призабойной зоны добывающих скважин за счет ликвидации органических загрязнений, увеличения коэффициента относительной проницаемости по нефти и снижения коэффициента относительной проницаемости по воде; предлагаемая технология обработки должна обеспечивать изменение избирательной смачиваемости породы (от смачиваемости по воде до смачиваемости по нефти) [2]. Также по результатам исследований, главными типами осложнений являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), водные блокады, водонефтяные эмульсии.

Для предупреждения и борьбы с этими осложнениями было предложено использование следующих реагентов:

1. Химреагент для удаления АСПО;
2. Химреагент для удаления водонефтяных эмульсий и водных блокадов;
3. Химреагент гидрофобизации пород ПЗП, т.е. обеспечение изменения избирательной смачиваемости породы от смачиваемости по воде до смачиваемости по нефти.

После анализа типов образовавшихся органических отложений (АСПО), водонефтяных эмульсий, водных блокадов, на основе результатов экспериментов были предложены химреагенты, применение которых решают эти задачи.

Предлагаемые реагенты и их назначение перечислены в таблице.

Результаты действия реагентов для удаления АСПО в зависимости от типа растворителя при 80 °С представлен на рис.1. Наиболее эффективным является DMC-Deorganic.

Эффективность действия деэмульгатора DMC-Dewater с разными концентрациями представлена на графике рис.2. При концентрации DMC-Dewater 10%, эмульсия полностью разрушается.

Скорость самопроизвольного впитывания воды до и после гидрофобизации с разными концентрациям DMC-Hydrophobic представлена на графике рис.3. После обработки реагентом скорость самопроизвольного впитывания воды значительно снизилась. Гидрофобный эффект достигается при концентрации реагента 10%.

Скорость коррозии определяли при температурах 80, 120°С в морской воде и используемых реагентах представлена на графике рис.4.

Таблица

Состав химреагентов и их назначение

| | | Компонент | Назначение |
|---|---|---|---|
| Химреагент DMC-Deorganic для удаления АСПО | 1 | Смесь ароматических и алифатических углеводородов (AR/AL = 1/1) | Растворитель для АСПО |
| | 2 | Добавка для повышения температуры вспышки (концентрация равна 3,75%) | Для повышения температуры вспышки |
| | 3 | Диспергирующие агент (Dispersant) | Для повышения диспергирования, стабильности и предупреждения повторного отложения после обработки |
| Химреагент для удаления водонефтяных эмульсий и водных блокадов | 1 | DMC-Dewater (смесь растворитель, низших спиртов, полиалкоголь) | Удаление водных блокадов, разрушение водонефтяных эмульсий |
| | 2 | ПАВ DMC-WA | Снижение поверхностного натяжения, повышение эффективности обработки |
| Химреагент для гидрофобизации пород | 1 | Гидрофобизатор DMC-Hydrophobic (водородное силиконовое масло, маслорастворимый) | Для гидрофобизации |
| | 2 | ПАВ DMC-CS | Повышения адсорбции гидрофобизатора на породе |
| | 3 | Органический растворитель DMC-OS | Дисперсионная среда |

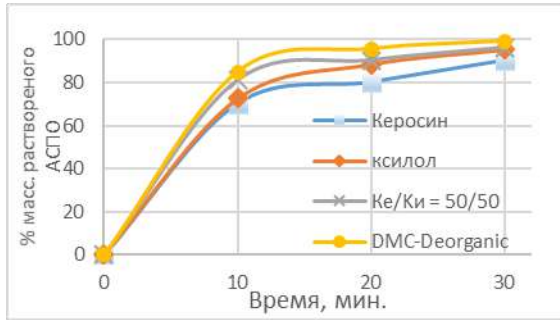


Рис. 1 - Результаты действия реагентов для удаления АСПО в зависимости от типа растворителя при 80 °С

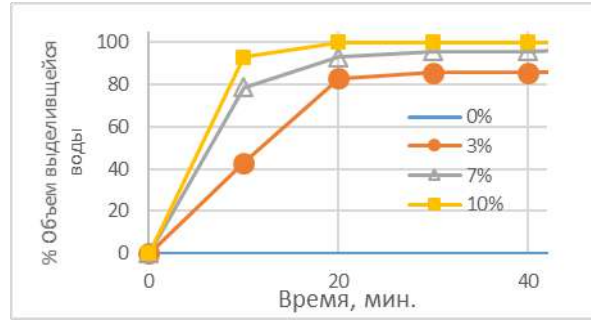


Рис. 2 - Эффективность действия деэмульгатора DMC-Dewater с разными концентрациям

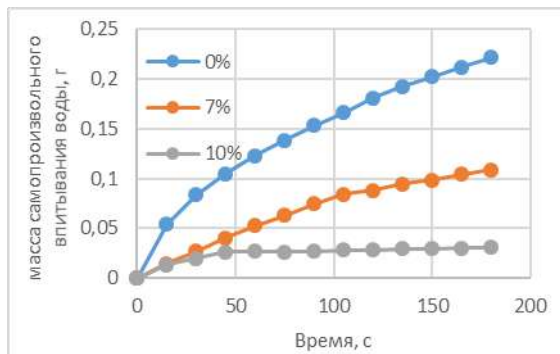


Рис. 3 - Скорость самопроизвольного впитывания воды до и после гидрофобизации с разными концентрациям DMC-Hydrophobic

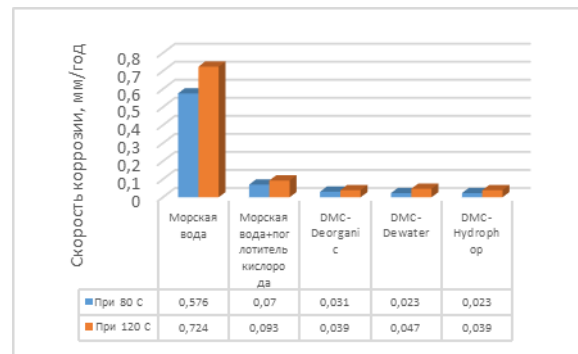


Рис. 4 - Скорость коррозии определяли при температурах 80, 120°С в морской воде и нескольких реагентах

Результатами исследования было установлено, что предлагаемые реагенты обладают высокой эффективностью для удаления АСПО, водонефтяных эмульсий, водных блокадов. Химреагенты полностью совместимы с пластовыми флюидами, не вызывают набухания глины и обладают низкой коррозионной активностью (скорость коррозии меньше 0,125 мм/год). Результат испытания на пластовой модели показал, что полученный коэффициент восстановления проницаемости ядра достигает достаточно высокой степени после воздействия на него предлагаемых составов (средний коэффициент восстановления проницаемости равен 99%).

Результаты испытания на месторождении "Белый Тигр" показали положительный эффект. На 01.11.2017 г. общая дополнительная добыча по нефти составляет 1.252 тонн. До 31.12.2017 г. дополнительная добыча по нефти составила 3.832 тонн и в дальнейшем планируется рост эффективности. [3]

Литература

1. Повышение нефтеотдачи пластов компании [Электронный ресурс]. – Режим доступа: Нефтегазовое дело <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/povyshenie-nefteotdachi-plastov-kompanii/>, свободный- (5.12.2018 г)
2. Karen S. Pedersen; Calsep, Gl. Lundtoftevej 1C, DK-2800 Kgs. Lyngby, Denmark Hans P. Rønningsen ; STATOIL, N-4035 Stavanger, Norway Received June 24, 2002; Influence of ACPO Inhibitors on ACPO Appearance Temperature, Pour Point, and Viscosity of ACPOy Crude Oils; Energy & Fuels 2003, 17, 321 – 328.
3. Тхи, Т.А. Разработка и испытание технологии интенсификации добычи нефти с применением бескислотных составов в террегенных коллекторах месторождений сп «Вьетсовпетро» // Т.А. Тхи – 1-е изд., 2017. – 94 с.

**ПРИМЕНИМОСТЬ УСТОЯВШИХСЯ ЭМПИРИЧЕСКИХ ПРАВИЛ В СОВРЕМЕННОЙ
ПАРАДИГМЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС**

Т.Т. Мансуров, Е.О. Бочаров

Научный руководитель - старший преподаватель Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Эмпирические правила возникают в любой цивилизации вследствие эффективного взаимодействия накопленного человеческого опыта и наблюдений. Методы, которые не работают, очень скоро отвергаются, а методы, удовлетворяющие требованиям, становятся частью культуры, традиций, применяются на практике или в науке.

В ГДИС применяются различные эмпирические правила. В данной статье рассматриваются некоторые общие и более частные правила, раскрываются их теоретическое обоснование и пределы применимости.

Правило «1½ логарифмических циклов». Правило 1½ логарифмических циклов впервые было представлено Ваттенбергером (Wattenbarger) [1]. Было обнаружено, что КВД и КПД формируют искомый прямолинейный участок в полулогарифмических координатах примерно 1½ логарифмических цикла, после того, как график зависимости ΔP от $\log \Delta t$ отклонится от прямой с наклоном в 45°. Однако, для скважин с низкими значениями параметра $C_D e^{2s}$, характеризующего состояние призабойной зоны, прямую линию в полулогарифмических координатах можно было наблюдать уже после 1 логарифмического цикла, а для скважин с более высоким параметром $C_D e^{2s}$, этот интервал увеличивался до 2 и более лог-циклов. Чтобы проиллюстрировать этот принцип рассмотрим хорошо изученную модель пласта с одним непроницаемым разломом. Рисунок 1 поясняет, как правильно применять правило «1½ логарифмических циклов». Влияние объема ствола скважины заканчивается при $\Delta t = 0.1$, сдвигаясь по временной шкале на 1½ логарифмических цикла, получим $\Delta t \approx 3$. Полученный результат согласуется с началом стабилизации кривой производной, что определяет радиальный приток. В случае если система забой/пласт еще не достигла радиального режима притока, возможны ошибки при определении «прямолинейного участка» после 1½ логарифмических циклов.

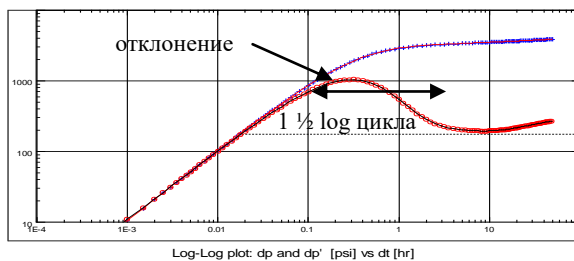


Рис. 1 КВД в скважине со скин-эффектом/эффектом влияния ствола скважины и с непроницаемой границей

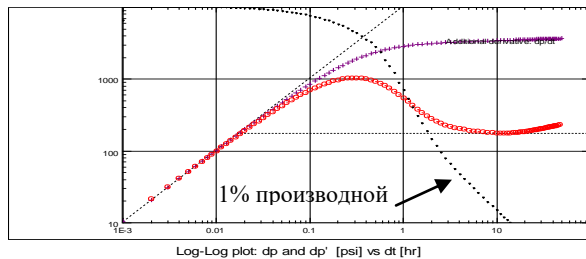


Рис. 2 Правило «1% первой производной»

Правило «1% первой производной». Это один из способов оценки времени окончания эффекта ВСС. Matthews и Russell предположили, что «после эксплуатационный приток» (эффект влияния объема ствола скважины) станет незначительным, когда объем притока жидкости к скважине снижается до 10% от первоначального дебита [2]. Они предложили замерять наклон кривой, отображающей зависимость разницы забойного (ВНР) и устьевого давлений (ТНР) от времени. Когда этот наклон снизится до 10% от своего первоначального значения, можно говорить, что эффект влияния ствола скважины стал незначительным. Использование скорости изменения ВНР как показателя объемов притока к скважине предполагает, что, если скорость изменения ВНР во времени (по определению Маттара – первая производная) снизится до 1% от первоначального значения первой производной, то влияние ствола скважины становится пренебрежимо малым и несущественным [3]. Иллюстрация применения данного принципа представлена на рисунке 2.

Правило «трехкратного увеличения». Принцип утверждает, что после отклонения от установившегося притока, скважина возвращается в состояние близкое к тому, которое характеризуется отсутствием любых отклонений, после прошедшего времени в три раза большего длительности аномального течения. Для подтверждения выводов при решении уравнения фильтрации воспользуемся решением линейного стока.

$$P_D = \frac{1}{2} \left\{ \ln \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.80907 \right\} \quad (1).$$

Если работающую скважину закрыть на определенный период Δt_D , а затем снова запустить ее в работу на n периодов Δt_D , безразмерное давление при $r_D = 1$ (в скважине) определяется:

$$P_D = \frac{1}{2} \left\{ \ln(t_D + (n+1)\Delta t_D) + 0.80907 \right\} - \frac{1}{2} \left\{ \ln((n+1)\Delta t_D) + 0.80907 \right\} + \frac{1}{2} \left\{ \ln(n\Delta t_D) + 0.80907 \right\} \quad (2) \text{ или,}$$

$$P_D = \frac{1}{2} \left\{ \ln(t_D + (n+1)\Delta t_D) + 0.80907 + \ln(n/(n+1)) \right\} \quad (3).$$

Если скважину не останавливали, тогда безразмерное давление при времени равно $t_D + (n+1)\Delta t_D$ определяется по формуле: $P_D = \frac{1}{2} \left\{ \ln(t_D + (n+1)\Delta t_D) + 0.80907 \right\}$ (4).

Если из единицы вычлеть отношение уравнения (3) к уравнению (4), то получим

$$\% \text{ difference} = 100 * \ln((n+1)/n) / \ln[t_D + (n+1)\Delta t_D + 0.80907] \quad (5)$$

разницу между этими двумя давлениями выраженную в процентах. Допустим, что Δt_D достаточно мало по сравнению с t_D , $\% \text{ difference} = 100 * \ln((n+1)/n) / \ln[t_D + 0.80907]$ (6). Для $n = 3$ и $t_D = 10^8$, разница составляет примерно 1.5%. Уравнение (6) на самом деле представляет разницу в ΔP в процентах для двух ситуаций. Процентная разница в

абсолютных (размерных) давлениях будет еще меньше. Правило трехкратного увеличения дает ошибочные результаты при очень маленьком времени работы t_D ; для новых скважин, применение данного принципа может привести к ошибкам, выходящим за рамки допустимого.

Правило «менее 1/2 цикла». Принцип утверждает: «Переходный период производной ограниченный интервалом времени меньше 1/2 логарифмического цикла, не являются результатом влияния коллектора». Переходный период – изменение одного режима притока на другой. Если время переходного периода меньше 1/2 логарифмического цикла, то этот эффект можно игнорировать и применять к нему правило трехкратного увеличения. Мы не можем предложить никакого формального обоснования для данного правила и основываемся только на наблюдениях и моделировании. Ограничительный предел в 1/2 логарифмического цикла эффективно устраняет различные шумовые эффекты, хотя может быть еще меньше. Уже давно было подмечено, что переход от одного режима притока к другому, вызванный свойствами пласта, требует времени порядка 1 логарифмического цикла. При моделировании ограниченного пласта с непроницаемым разломом интервал времени от начала переходного периода до удвоения наклона на позднем временном интервале (LTR) занимает примерно 1 1/2 логарифмических цикла. На Рисунке 1 нельзя увидеть полностью 1 1/2 логарифмических цикла переходного периода, т.к. скважина не была закрыта на достаточно долгое время, что бы можно было различить удвоение наклона.

Закон веществ. При обзоре диагностического графика инженеры заметили, что за типичным «перегибом», характеризующим скин–объемный эффект влияния скважины, следует стабилизация производной, а затем идет прямой участок кривой с наклоном 1/2. Увидев характеристический признак «1/2 наклона», инженеры сделали вывод, что это должна быть модель скважины с трещиной бесконечной проводимости. Это решение не подтвердилось реальными данными, а правильная модель – это модель скважины со скин–объемным эффектом влияния скважины в линейном резервуаре. Геология подтвердила достоверность новой модели. На Рисунке 3 представлен диагностический график, соответствующий описанному случаю. На Рисунке 4 представлена похожая производная, но характерный участок прямой с наклоном 1/2 встречается до стабилизации производной. Эффект «1/2 наклона» как бы привязан к скважине. Это модель скважины с ГРП со скин–эффектом на поверхности трещины. Обратите внимание, что правило 1 1/2 Δt логарифмических циклов применено на Рисунке 3 и не использовалось на Рисунке 4. Если внимательно изучить Рисунок 4, то можно определить, что окончание прямолинейного участка с единичным наклоном приходится на $\Delta t=0.001$. Прибавляя 1 1/2 логарифмических цикла, получаем $\Delta t \approx 0.03$ h, или 1.8 минут. Однако достижение границы пласта за 1.8 минут – нереально для исследований на позднем временном интервале.

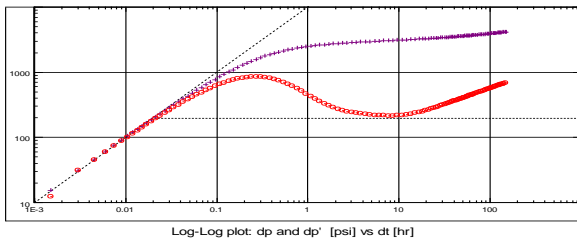


Рис. 3 Скважина со скин-эффектом/эффектом влияния ствола скважины в линейном пласте

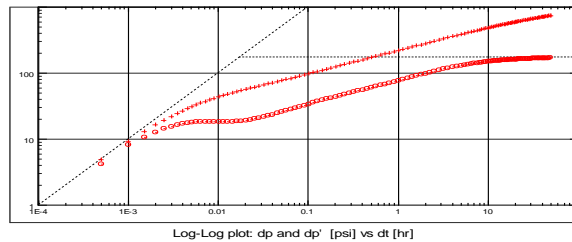


Рис. 4 Скважина с ГРП и со скином на поверхности трещины

Выброс производной. При интерпретации многих данных ГДИС наблюдается такой феномен, как выброс производной. Его можно заметить на диагностическом графике, когда во время действия объемного эффекта влияния ствола скважины кривая производной проходит выше кривой. Данное явление чаще всего встречается при проведении испытания пласта или других тестов с короткими периодами притока, такие как исследования при мгновенном создании депрессии или импульсный тест.

Универсальное значение r_w^2 . При выполнении интерпретации ГДИС, иногда бывает необходимо иметь под рукой значение r_w . Данный метод унифицирует это значение. Величина r_w всегда появляется в виде r_w^2 . И встречается в уравнении для определения скина и при вычислении безразмерного времени. Для широкого диапазона размеров буровых долот и обсадных колон, которые обычно используются в продуктивных зонах $r_w^2 \approx 0.1$ ft² ($r_w \approx 0.3$ ft). При переводе в единицы измерения СИ, после округления, получаем 0.01 m² ($r_w \approx 0.1$ m). Что касается погрешности: если ошибка приближения составляет 25%, то ошибка при вычислении скина составит примерно 0.15. Такая погрешность, изменит скин с 3.0 до 3.15, что не существенно для будущих ГТМ. Большее значение имеет погрешность при вычислении безразмерного времени.

Заключение. Для анализа ГДИС применим принцип «самое простое решение чаще всего самое лучшее». В соответствии с этим принципом можно определить процедуру проведения интерпретации ГДИС – следует начинать с простой модели и усложнять модель только по мере необходимости. Сложная модель содержит очень много параметров, поэтому всегда очень легко подгоняется к реальным данным и часто выглядит довольно привлекательной, хотя на самом деле модель может быть совершенно неуместной. Высокое соответствие модели реальным данным не обязательно означает, что можно выполнить качественную интерпретацию ГДИС.

Литература

1. Earlougher, R.C., Jr.: "Advances in Well Test Analysis", Society of Petroleum Engineers Monograph 5, Dallas, TX, 1977.
2. Matthews, C.S. and D.G. Russell: "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells", Society of Petroleum Engineers of AIME Monograph 1, Dallas, TX, 1967.
3. Mattar, L.: "Critical Evaluation and Processing of Data Prior to Pressure Transient Analysis," SPE 24729 presented at the 87th Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D.C., October 4-7, 1992.

**ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ**

Д.С. Мильке

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, России

Среднее мировое значение коэффициента извлечения нефти равно 35% [1]. Высокая степень извлечения нефти, без сомнения, будет зависеть от наличия и использования наилучшей технологической практики, а также эффективного управления разработкой залежей и экономической стратегии [2]. Методы повышения нефтеотдачи совместимы со всеми внутрипластовым процессам, применяемыми для повышения нефтеотдачи, такими как заводнение и закачка несмешивающихся газов. Обнаружено, что во многих осадочных отложениях основные свойства коллектора распределены на основе типов фаций и осадочной среды.

Иерархическая многоуровневая организация блочных структур свойственна геологическим средам. Каждый отдельный участок земной поверхности по своему строению и составу является образцом синергии различных структурных элементов, которые можно выявить по наличию нарушений сплошности различного масштаба. Границы секций блока характеризуются более низким сопротивлением деформационным свойствам по сравнению с материалом самих блоков. Неоднородности различной величины являются одним из способов существования горного хребта со значительными необратимыми деформациями. Механизмы реализации упругой энергии геологической среды в сложном напряженном состоянии могут быть различными. Наиболее важными являются локализация необратимых деформаций на границах раздела блоков земной коры. Тип и скорость относительного смещения блоков активными возмущениями определяются структурой и локальным напряженным состоянием, а также внешними, естественными и искусственными факторами.

Коэффициент извлечения нефти – основной показатель эффективности разработки месторождений нефти и газа. Величина этого коэффициента пропорциональна степени однородности продуктивного коллектора.

Изменчивость свойств коллекторов по разрезу и площади обуславливает неравномерность выработки запасов при низком коэффициенте извлечения углеводородов.

Наличие данных о распределении неоднородности фильтрационно-емкостных свойств позволяет предсказывать характер обводнения продуктивных пластов, дифференцировать участки с невыработанными запасами нефти и газа в продуктивном коллекторе. Учет фильтрационно-емкостных свойств и неоднородности разреза по этим свойствам при регулировании процессов отбора углеводородов и заводнения, бурении уплотняющей сетки скважин на участках с высокими остаточными запасами будет способствовать увеличению коэффициента извлечения.

В связи с этим всегда определенную актуальность имеют вопросы изучения геологической неоднородности и ее оценки.

Под неоднородностью пласта понимают пространственную изменчивость его литолого-физических свойств.

Информацию о неоднородности несут средние показатели пласта: средняя толщина, средняя эффективная и нефтенасыщенная толщина, толщина одного проницаемого прослоя. Частые колебания этих величин и слишком малая толщина отдельных проницаемых прослоев свидетельствуют о неоднородности продуктивной толщи.

Неоднородности резервуара, обусловленные литологическими особенностями пласта, проявляются как во внешних, так и внутренних его свойствах [2]. Внешние свойства отражают фациальную неоднородность строения коллектора, формирование которого связано, как правило, с рядом конкретных обстановок осадконакопления. Каждая обстановка имеет своё пространственное развитие, где фильтрационно-емкостные свойства коллектора могут быть охарактеризованы индивидуальной зависимостью пористости и проницаемости. Границам раздела фациальных обстановок свойственно формирование непроницаемых барьеров, представленных прослоями глин и карбонатизированных песчаников, выполняющих роль фронтальных экранов для залежей нефти и газа. К внешним свойствам коллектора можно также отнести его макрофильтрационную неоднородность в разрезе и по площади. В разрезах это отражается в последовательном увеличении или уменьшении гранулометрических разностей, влияющих на значения проницаемости, от подошвы к кровле пласта, либо однородном, градиционном, распределении зернистости. Каждой фациальной обстановке свойственна своя последовательность гранулометрического распределения по разрезу, влияющая на положение и величину интервала притока углеводородов в объеме коллектора.

Структура коллектора предопределяет динамику движения в нем жидкой фазы. Построение геологических моделей месторождений нефти с учетом структуры резервуаров может повысить эффективность и адекватность компьютерного моделирования. Создание методик моделирования фильтрационных процессов в неоднородных коллекторах делает востребованными процедуры формализованного описания неоднородностей резервуара [3]. Построенная геологическая модель на базе разделения коллекторов по классам гидравлических единиц потока позволяет проводить корректировку гидродинамической модели с учетом изменения проницаемости по мере изменения значения класса коллектора ячейки при постоянной величине пористости. Следовательно, не меняя величину балансовых запасов углеводородов залежи, можно просчитать более эффективный вариант разработки месторождения при новых значениях проницаемости и гидродинамических параметров.

Изучение и учет геологической неоднородности пласта при регулировании процессов отбора углеводородов и заводнения, бурении уплотняющей сетки скважин на участках с высокими остаточными запасами способствуют увеличению коэффициента извлечения нефти.

Литература

1. Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. № 2. С. 26 – 32.
2. Астафуров С.В., Шилько Е.В., Псахье С.Г. Изучение условий инициирования относительных смещений структурных элементов разломно-боковых сред при вибрационных воздействиях // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. № 2. С. 32 – 37.
3. Кочнева О.Е., Седунова А.П. Влияние геологической неоднородности коллекторов фаменско-турнейского пласта на процесс извлечения нефти Уньвинского месторождения // Вестник Пермского университета, 2013, Вып 2 (13) С. 87 – 93.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЛИМЕРНОГО ГЕЛЯ ДЛЯ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ И МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ

Нажису, Цао Яньцзюнь

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технология полимерного геля была достигнута хороших эффектов интенсификация добычи нефти в эксплуатационных испытаниях [1,2]. Однако для коллекторов с высокой температуры и высокой минерализацией пластовой воды, обычные системы химического заводнения имеют такие проблемы, как слабая солеустойчивость и температура устойчивости, серьезная деградация вытесняющего агента и слабый эффект управления профилями водой нагнетания [3-5]. Нефтяное месторождение Туха в Китае вступил в позднюю стадию разработки с высокой обводненности, степень минерализации пластовой воды участка «В» достигает 35453 мг / л, пластовая температура достигает 76 °С, которые затрудняют процесс добычи. Для того чтобы успешно принимать технологию полимерного геля на данной участке, в данной работе с помощью фильтрационных экспериментов были исследованы влияния проницаемости пласта и концентрации вытесняющего агента на фильтрационные характеристики полимерного геля в пластовых условиях нефтяного месторождения Туха.

Экспериментальные материалы. частично гидролизованного полиакриламид (также называется высокомолекулярный полимер), произведен Daqing Refining & Chemical Company, относительная молекулярная масса 1900×10^4 , эффективное содержание 88%; Сшивающий агент представляется собой ацетат хром, и эффективное содержание Cr^{3+} составляет 1,52%. Экспериментальная вода является нагнетательной водой нефтяного месторождения Туха, массовые концентрации (K^{++Na+}), Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} и HCO_3^- составляют 4342, 7935, 437, 20561, 1152, 1026 мг/л соответственно. Общая степень минерализации составляет 35453 мг/л. В нагнетательной воде содержит большое количество ионов кальция и магнии, чтобы удалить ионов кальция и магнии, определенное количество $NaOH$ и Na_2CO_3 добавляются к нагнетательной воде с образованием осадок $CaCO_3$ и $Mg(OH)_2$, и после фильтрования осадок получает смягченную воду. В эксперименте были использованы искусственные керны, которые были изготовлены из кварцевых песков, цементированных эпоксидной смолой [6]. Проницаемость искусственных керн измерена газом. Керны с различной проницаемостью были изготовлены путем использования смесей кварцевого песка с различным размером зерна и содержанием эпоксидной смолы. Размер цилиндрических кернов составляли $\varnothing 2,5 \text{ см} \times 10 \text{ см}$.

Характеристики потока раствора были испытаны с использованием устройства для фильтрационного эксперимента. Экспериментальная установка состояла из насоса, датчика давления, держателя керна, ручного насоса для создания горного давления, промежуточного контейнера и других деталей. За исключением насоса и ручного насоса, остальные детали были помещены в термостат с температурой 76 °С.

Метод синтеза полимерного геля. Определенное количество полимера постепенно при перемешивании добавляли в воду, затем перемешивать 4ч, чтобы полностью растворился полимер. Затем при перемешивании было добавлено определенное количество сшивающего агента. В данной работе соотношение содержания полимера к содержанию хрома $w(P/Cr^{3+}) = 180:1$. Затем свойство раствора были испытаны в экспериментах после выдерживания в течение 50 мин при температуре резервуара 76 °С. Результаты экспериментов представлены в таблице 1, таблица 2 и рисунок.

Таблица 1

Коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления ($K_g = 60 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$)

| Номер эксперимента | Концентрация (мг/л) | Вязкость (мПа·с) | Проницаемость K_g (10^{-3} мкм^2) | Коэффициент сопротивления | Коэффициент остаточного сопротивления |
|--------------------|---------------------|------------------|---|---------------------------|---------------------------------------|
| 1 | 400 | 4,1 | 32,0 | 230,5 | 187,3 |
| 2 | | | 66,0 | 107,7 | 96,2 |
| 3 | | | 84,0 | 144,4 | 115,6 |
| 4 | | | 116,6 | 179,2 | 125,0 |
| 5 | | | 238,0 | 162,5 | 108,8 |
| 6 | | | 484,0 | 115,0 | 72,5 |
| 7 | | | 1148,0 | 54,0 | 32,0 |

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Из таблицы 1 и рисунка (а) видно, что проницаемость керна влияет на коэффициент сопротивления и остаточный коэффициент сопротивления. Когда проницаемость керна уменьшается, давление закачки, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления увеличиваются. Когда проницаемость ниже, чем 60×10^{-3} мкм², давление закачки, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления значительно возрастают, которое указывает на плохую совместимость между молекулярными агрегатами полимерного геля и порами породы, и даже вызывает блокировку. Таким образом, данный полимерный гель подходит для породы, у которых проницаемости не ниже 60×10^{-3} мкм².

Таблица 2

Коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления ($K_g=60 \times 10^{-3}$ мкм²)

| Номер эксперимента | Концентрация (мг/л) | Вязкость (мПа·с) | Коэффициент сопротивления | Коэффициент остаточного сопротивления |
|--------------------|---------------------|------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| 1 | 200 | 2,7 | 76,9 | 44,2 |
| 2 | 400 | 4,1 | 107,7 | 96,2 |
| 3 | 600 | 5,4 | 217,2 | 193,2 |
| 4 | 800 | 6,1 | 305,0 | 266,5 |

Из таблицы 2 и рисунка видно, что концентрация полимерного геля влияет на коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления. При тех же условиях проницаемости керна коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления увеличиваются с увеличением концентрации полимерного геля. Когда концентрация полимерного геля превышает 400 мг/л, давление закачки, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления значительно увеличиваются, которое указывает на то, что молекулярные агрегаты полимерного геля и порами породы плохо совместимы. Поэтому рекомендуется, что концентрация полимерного геля на месторождения Туха не выше 400 мг / л.

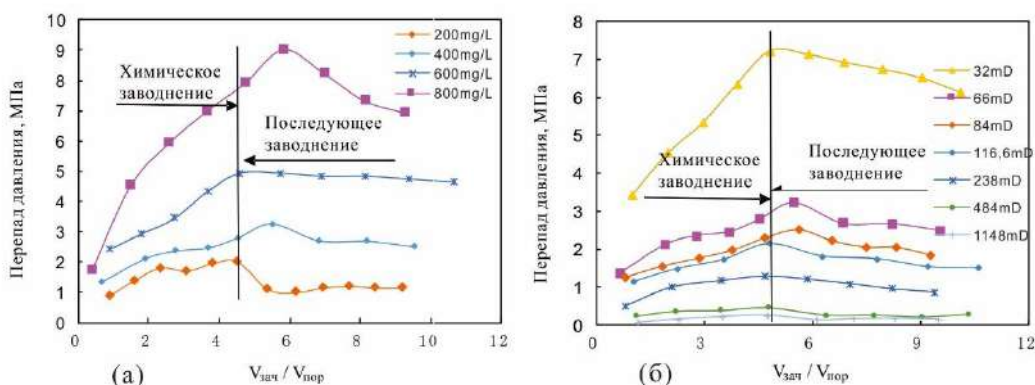


Рис. Зависимости перепад давления и относительного объема закачки жидкости $V_{зач}/V_{пор}$. (а) Влияние проницаемости пласта на фильтрационных характеристиках полимерного геля. (б) Влияние концентрации вытесняющего агента на фильтрационных характеристиках полимерного геля

Когда концентрация полимерного геля превышает 400 мг/л, давление закачки, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления значительно увеличиваются, которое указывает на то, что молекулярные агрегаты полимерного геля плохо совместимы с порами породы. Следовательно, концентрация полимера не должна превышать 400 мг/л. Когда проницаемость ниже 60×10^{-3} мкм², давление закачки полимерного геля, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления значительно возрастают, которое указывает на плохую совместимость между молекулярными агрегатами полимерного геля и порами породы, и даже вызывает блокировку. В связи с этим данный полимерный гель подходит для коллектора, у которого проницаемость не ниже 60×10^{-3} мкм².

Литература

1. Algharaib M., Alajmi A., Gharbi R. Improving polymer flood performance in high salinity reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 115. – P. 17–23.
2. Bai B., Zhou J., Yin M. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control // Petroleum exploration and development. – 2015. – V. 42. – № 4. – P. 481–487.
3. Chen H., Zhang S., Chu Y., Yang H., Liu F. Preparation and use of hydrophobically associating polymer gelling fluid for water injectivity profile modification in high temperature and high salinity reservoirs // Oilfield Chemistry. – 2004. – V. 21. – № 4. – P. 343–346.
4. Нажису, Ерофеев В.И., Исследование и применение технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 11(часть 2) – С. 420–424.
5. Wang J., Fu Z., Zhao Y., Zhuang T. Study on oil-displacing agent of anti-high temperature and high salinity polymer in Ecuador Oriente oil field // Oilfield Chemistry. – 2014. – V. 31. – № 1. – P. 82–85.
6. Lu X., Gao Z., Yan W. Experimental study of factors influencing permeability of artificial core // Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing. – 1994. – V. 13. – № 4. – P. 53–55.

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ

Э.И. Насибуллин, Д.О. Воронин, И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цеолитсодержащие бифункциональные катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов типа MFI (ZSM-5) имеют широкий спектр применения в различных процессах нефте- и газопереработки [1-5]. Причиной тому является селективность и активность катализаторов. Данные характеристики объясняются наличием различных активных центров. Процесс введения добавки, а именно выбор способа введения (нанесение, ионный обмен, включение в гель) влияет на свойства активных центров. Также большое значение имеет исходное углеводородное сырье. Варьирование данных параметров позволяет смещать процесс превращения различного углеводородного сырья в сторону более предпочтительных продуктов, таких как ароматические, изо-парафиновые либо нафтеновые углеводороды.

Высококремнеземные цеолиты получали из щелочных алюмокремнегелей при 175-185 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. После синтеза порошки цеолитов промывали дистиллированной водой, затем помещали порошки в сушильный шкаф при температуре 110 °С на 6 ч, после чего прокаливали 8 ч в муфельной печи при температуре 600 °С [6].

В качестве исходного сырья для превращения на высококремнеземном цеолите типа MFI использовались и-пропиловый, и-бутиловый и и-амиловый спирты, а также их смесь в соотношении 1: 1: 1.

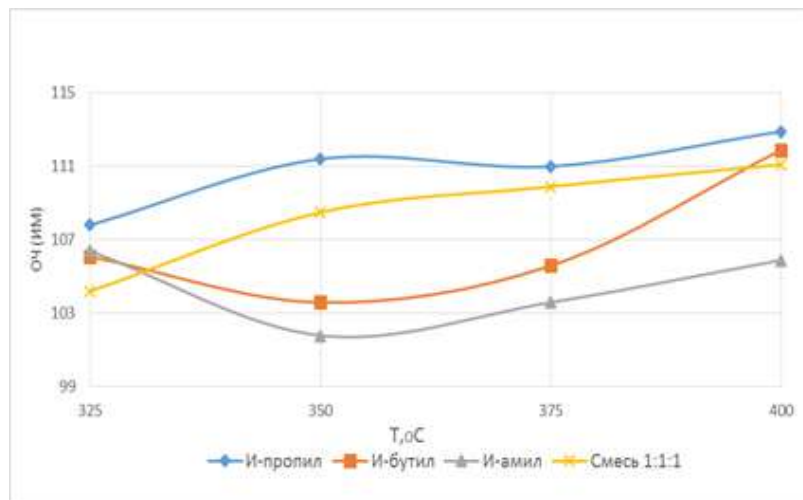


Рис. 1 Зависимость октанового числа получаемого катализата от температуры

На рисунке 1 представлена зависимость октанового числа получаемого катализата от температуры. В целом при увеличении температуры процесса с 325 до 400 °С и объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ характерно увеличение октанового числа получаемого жидкого катализата и увеличение выхода газообразной фазы.

Наибольшие октановые числа получаемого катализата наблюдаются при превращении чистого и-пропилового спирта и смеси спиртов. При увеличении температуры от 325 до 400 °С октановое число по исследовательскому методу (ИМ) возрастает со 108 до 113 пунктов, а на смеси спиртов со 104 до 111 пунктов, соответственно. Таким образом, с увеличением температуры процесса происходит увеличение октанового числа получаемого жидкого продукта на 5-7 пунктов по исследовательскому методу.

На рисунке 2 представлена зависимость выхода жидкой фазы от температуры процесса превращения.

Для всех спиртов с увеличением температуры процесса характерно снижение выхода жидких углеводородных продуктов. Наибольший выход катализата наблюдается при превращении изо-бутилового спирта и составляет 69 % масс. при 325 °С и 62 % масс. при 400 °С. Наименьший выход жидких продуктов, также как и октановое число катализата, наблюдается при превращении изо-амилового спирта и составляет 65 % масс. при 325 °С и 54 % масс. при 400 °С. Использование смеси спиртов позволяет получать катализаты с высокими октановыми числами с выходом продукта большим, чем на чистом изопропиловом спирте.

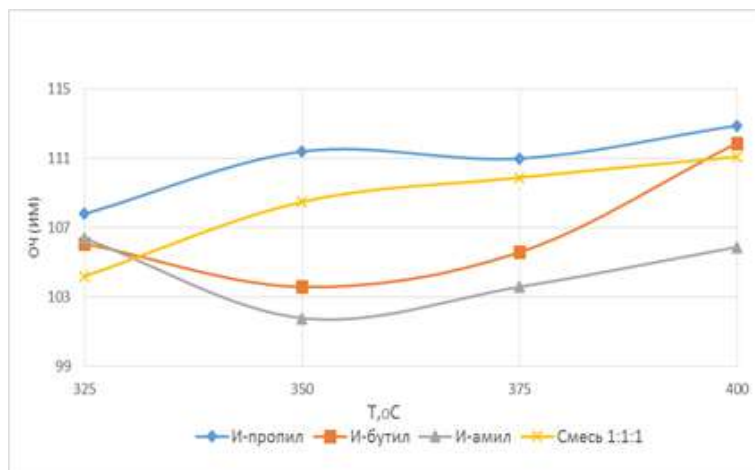


Рис. 2 Зависимость выхода жидкой фазы (в % масс.) от температуры процесса

Финансирование

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-33-00924.

Литература

1. Восмеригова Л.Н., Л.М. Величина, Коробицына Л.Л., и др. Кислотные и каталитические свойства пентасила, содержащего наночастицы различных металлов // Журнал прикладной химии. – 2000. – Т. 73. – Вып. 9. – С. 1477-1481.
2. Ерофеев В.И., Хомяков И.С. Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые бензины на цеолитах типа ZSM-5, модифицированных гетерополисиоидными соединениями Мо // Успехи современного естествознания 2015. – № 8. – С. 1364 – 1368.
3. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Хомяков И.С., Ерофеева Е.В. Превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины на цеолитсодержащих катализаторах, модифицированных нанопорошками металлов // Журнал прикладной химии. – 2013. – Т. 86. – № 7. – С. 979-985
4. Коробицына Л.Л., Величина Л.М., Антонова Н.В. и др. Физико-химические и каталитические свойства железосодержащих цеолитов // Журн. физ. химии. - 1997. - Т. 71. - № 1. - С. 60-63.
5. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Хомяков И.С. и др. Получение высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов газового конденсата на модифицированных цеолитных катализаторах // Газовая промышленность 2013. – № 692. – С. 26 – 30.
6. Ерофеев В.И., Хомяков И.С. Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые бензины на цеолитах типа ZSM-5, модифицированных гетерополисиоидными соединениями Мо // Успехи современного естествознания 2015. – № 8. – С. 1364 – 1368

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДРАКОН

Нгуен Тинь Куанг Дат

Научный руководитель - профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, России

Геологический разрез площади Дракон, представлен магматическими и метаморфическими породами фундамента (докайнозойского возраста) и терригенными отложениями палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов, расчлененными по литологическим, палинологическим и палеонтологическим признакам на свиты местной стратиграфической шкалы (снизу-вверх): Чаку (нижний олигоцен), Чатан (верхний олигоцен), Батьхо (нижний миоцен), Коншон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен) и Бьендонг (нерасчлененные плиоцен - четвертичные отложения) (рис. 1).

По геолого-геофизическим данным, в пределах площади Дракон, мощность осадочного чехла изменяется от 2,5 - 3,5 км в сводах наиболее приподнятых структур (по данным бурения) до 4,0 - 5,5 км и более в наиболее погруженных частях прогибов (по материалам сейсморазведки).

Вскрытый бурением разрез *докайнозойского фундамента* представлен полнокристаллическими магматическими и метаморфическими породами. В составе метаморфического комплекса наиболее широко распространены гнейсы биотитовые, роговообманково-биотитовые мигматизированные. Магматические образования представлены комплексом средних (диориты, кварцевые диориты), кислых (преимущественно граниты биотитовые), умеренно кислых (тоналиты, гранодиориты) пород. Вскрытая мощность кристаллического фундамента на Центральном участке 400-600 м.

Отложения *палеогеновой системы* представлены олигоценовым отделом, в свою очередь который разделен на 2 подотдела: нижний и верхний. В обоих подотделах вскрыты эффузивные породы разного состава и толщины: гиалобазальты, габбро-диабазы и диабазовые порфириты.

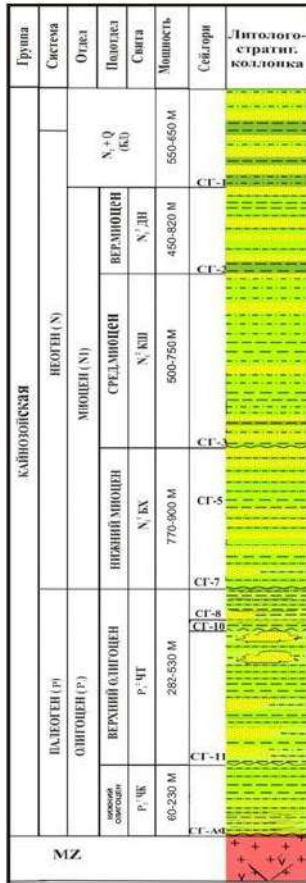


Рис. 1 Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения Дракон

Отложения *олигоцена*, непосредственно перекрывающие породы фундамента, представлены свитой Чаку (нижний олигоцен) и Чатан (верхний олигоцен).

Свита Чаку вскрыта только на Северо-Восточном и на Восточном участках. За верхнюю границу свиты принято несогласие, соответствующее сейсмическому горизонту СГ-11 и приуроченное к кровле нижнеолигоценных отложений. Свита сложена аргиллитами в верхней части разреза и переслаивающимися между собой аргиллитами, алевролитами и в нижней ее части - песчаниками. На Центральном участке в сводовой части отложения свиты отсутствуют.

Свита Чатан: Отложения свиты Чатан разделяются на три подсвиты: нижнюю (комплекс Е), среднюю (комплекс D) и верхнюю (комплекс С), кровле которых соответствуют отражающие горизонты СГ-10, СГ-8 и СГ-7.

Нижняя подсвита представлена аргиллитами и песчаниками, иногда встречаются прослои вулканогенных пород основного состава и гравелитов, залегающих на фундаменте. Кровле подсвиты соответствует сейсмогоризонт СГ-10, соответствующий эрозионному несогласию верхнеолигоценного возраста. Граница отражает смену литофаций от преимущественно глинистых к песчаным. Вверх по разрезу грубообломочные отложения сменяются переслаиванием субконтинентальных и прибрежно-морских песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Средняя подсвита представлена толщей глин и аргиллитов озерно-болотного генезиса с редкими прослоями речных и прибрежных песчаников. Кровле подсвиты соответствует сейсмогоризонт СГ-8, прослеживаемый по поверхности глинистой пачки.

Верхняя подсвита выделяется между СГ- 8 и СГ-7. Отложения этой части сложены переслаивающимися между собой аргиллитами, алевролитами и песчаниками континентального генезиса. Зернистость песчаников меняется от мелкой до средней.

Отложения *неогеновой системы* представлены миоценовым отделом, в свою очередь который разделен на 3 подотдела: нижний (свита Батьхо), средний (свита Коншон) и верхний (свита Донгнай).

Свита Батьхо выделяется между сейсмогоризонтами СГ-7 и СГ-3. Разрез подразделяется на 2 части, нижнюю и верхнюю. *Нижняя часть* выделяется ниже сейсмогоризонта СГ-5. Эта часть свиты представлена переслаиванием мелко-средне-зернистых песчаников и тонких пропластков глин. Толщина меняется незначительно. Осадки формировались в условиях фаций лагун, дельт и прибрежной мелководно - морской среды. *Верхняя часть* выделяется между СГ-5 и СГ-3. Отложения этой части представлены переслаивающимися между собой глинами и песчаниками. На этой участке были получены промышленные притоки нефти. Толщина этой части изменяется в пределах 200-400 м. Осадки этой части свиты формировались в условиях фаций лагун и прибрежной мелководно - морской обстановки.

К кровле свиты Батьхо приурочен реперный горизонт монтмориллонитовых глин и аргиллитов (роталиевые глины). Эта глинистая пачка широко распространена в пределах всей Кылуонгской впадины, вскрыта всеми скважинами и имеет толщину до 50-100 м, являясь региональной покрывкой. Кровле пачки соответствует сейсмогоризонт СГ-3. Общая толщина свиты Батьхо изменяется от 770 м до 900 м

Окружение Коншон отличается меж СГ-3 и СГ 2 и сложена аркозовыми песчаниками (местами пески), чередующимися в неравномерном сочетании с глинистыми алевролитами и глинами. Видятся прослои гравия, мергелистых глин и коричневых углей. Толщина отложений свиты 500 - 750 м. Обстановки осадконакопления: морское мелководие и прибрежная, затопливаемая морем суша. Залежей нефти и газа на площади Дракон никак не известно.

Окружение Донгнай отличается меж СГ-2 и СГ-1. В состав свиты вступают, в главном, кварцевые пески с дресвой и гравием, чередующиеся с глинистыми алевролитами и глинами. Видятся изящные прослои карбонатных пород и линзы коричневых углей. Обстановки осадконакопления: морское мелководие и прибрежная зона. Толщина отложений свиты 450 - 820 м. Залежей нефти и газа никак не известно.

Окружение Бьендонг отличается в верхней доли разреза и представлена, в главном, рыхловатыми крупнозернистыми песками (время от времени песчаниками), гравием с деликатными прослоями алевролитов и мергелистых глин. Известно присутствие мореходной фауны и глауконита. Толщина отложений свиты 550 - 650 м. Амуниция осадконакопления: морское мелководие. Залежей нефти и газа никак не выявлено.

Месторождение Дракон характеризуется сложным тектоническим строением, вызванным многочисленными дизъюнктивными нарушениями разных порядков. Они делят исследуемый район на множество блоков, создающих мозаичную структуру площади. Количество разрывных нарушений, их протяженность и амплитуды уменьшаются снизу вверх по разрезу. Значительная часть нарушений затухает до сейсмогоризанта СГ-10, несколько меньшая до СГ-8 и лишь отдельные нарушения затрагивают отложения нижнего миоцена до СГ-3.

В фундаменте выделяется две системы разрывных нарушений: субмеридианального, северо-восточного и северо-западного простирания; и субширотного и запад-северо-западного простирания. Первые обладают большей амплитудой, чем вторые.

В структурных планах по СГ-11 и СГ-10, в значительной степени, сохраняются основные черты поверхности фундамента. Практически все нарушения является продолжением системы разломов фундамента по двум основным направлениям: субмеридианальному и широтному, по которым, также, происходила инверсия тектонических движений в конце раннего миоцена.

В плане по СГ-8, на различных участках выделяются пологие антиклинальные своды небольших размеров. Система нарушений субмеридианального направления формировалась в процессе растяжения и гравитационного сползания блоков.

Малоамплитудные структуры и сбросы в толще миоцена отражают спокойный платформенный этап геологического развития территории в данном периоде.

Центральный участок соответствует поднятию Центральный Дракон, в пределах которого выделяется три части: северную, центральную и южную (рис. 2), образованные выступами фундамента.

Северная часть участка в структурном отношении представляет собой изометричный купол размерами по изогипсе -2850 м. - 4 x 3,5 км, амплитудой 170 м.

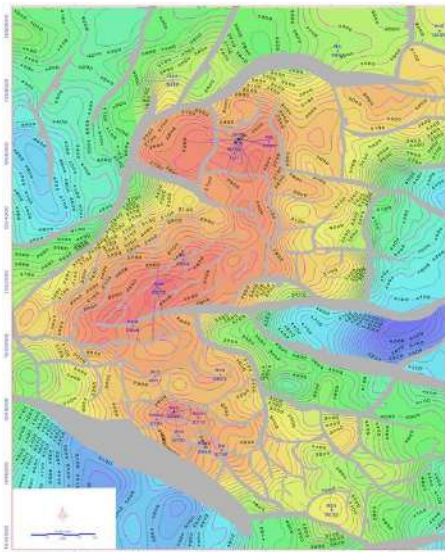


Рис. 2 Структурная карта по СГ-АФ
Центрального участка

Центральная часть представляет собой вытянутую, простирающуюся в северо-восточном направлении антиклинальную складку размерами по изогипсе -2850 м 4,0x3,5 км, амплитудой 450 м. С севера складка ограничена разрывным нарушением северо-западного простирания, с юга - нарушением широтного простирания. Этими нарушениями Средняя часть отделена от Северной и Южной. С запада и востока, участок ограничен субмеридианальными разломами амплитудой до 1000 м.

Южная часть по кровле фундамента отделяется от Центральной широтным сбросо-сдвигом, протяжённостью свыше 14 км и амплитудой от 50 м на западе до более 1000 м на востоке и представляет собой погружающийся в юго-восточном направлении выступ размерами 2,5 x 5 км, который оконтуривается изогипсой – 2900 м; амплитуда около 350 м.

В целом, Южная часть участка Центральный Дракон отличается от Центральной и Северной как по структурно-тектоническим, так и по литолого-стратиграфическим особенностям. Преобладающие разломы в Южной части имеют юго-восточное направление.

С юго-запада участок ограничен крупным сбросом юго-восточного простирания, амплитудой более 1500 м. На юго-востоке наблюдается моноклиналиное падение пород, где выделяется участок Седловина в пределах которого выделяются две небольшие локальные складки.

Литература

1. Технологическая схема разработки центрального участка месторождения Дракон / Нгуен Ван Дык, Иванов А.Н., Карапетов Р.В. и др. – Вунгтау: СП "Вьетсовпетро" НИПИморнефтегаз, 2014. - 282 с.
1. Хо Нам Чунг. Повышение эффективности эксплуатации скважин месторождений СП "Вьетсовпетро". Дисс. канд. техн. наук. 25.00.17. - Уфа, 2008. - 150с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АНТИТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА

М.Н. Немцев

Научный руководитель - старший преподаватель С.В. Фадеева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В связи с колоссальными расстояниями, присущими объектам нефтехимического комплекса России, а также принимая во внимание специфику сбыта отечественных нефти и газа, можно прийти к выводу, что транспортировка углеводородов в данной отрасли играет одну из важнейших ролей.

Значительный рост добычи нефти, вызванный необходимостью производителей компенсировать потери прибыли в связи со сложившейся в последнее время отрицательной динамикой цен на нефть, и, как следствие, повышение объёмов транспортировки данного продукта, стимулируют более гибкое использование трубопроводной сети.

В качестве достаточно действенного способа повышения эффективности эксплуатации трубопроводов зарекомендовало себя применение противотурбулентных присадок. Противотурбулентные присадки (ПТП) на основе полимерного сырья – это вещества со сложной, разветвленной структурой молекул, которые, при добавлении их в жидкие углеводороды, могут снижать гидравлические потери на трение со стенками трубопровода. Так при концентрации от 1 до 3 процентов ПТП в потоке УВ, эффективность транспортировки возрастает на 15-25 % для трубопроводов с различным поперечным сечением. Данный способ является гораздо менее затратным, чем строительство новых, либо расширение (лупингование) старых трубопроводов.

В последнее время применение ПТП в качестве средства повышения эффективности транспортировки углеводородов становится всё более и более активным. Как иллюстрация, около семи тысяч тонн данного продукта ежегодно применяется нефтегазовыми компаниями. Лидерами по производству и реализации ПТП заслуженно считаются такие компании как “Сonoco Phillips” и “Baker Hughes”. Обладая колоссальной научно-технической базой в данной области, перечисленные компании во многом определяют, как мировой, так и отечественный рынок противотурбулентных присадок.

Однако в современных условиях возрастающего санкционного давления со стороны зарубежных стран и, как следствие, актуализации проблемы импортозамещения встаёт необходимость разработки и внедрения технологии отечественных АТП, для чего нужно проанализировать существующие достижения в этой области. Цель настоящей работы – проанализировать существующие антитурбулентные присадки, предложить одну из них в качестве наиболее эффективной, представить технико-экономический анализ производства данной присадки в российских условиях и провести сравнение с зарубежными аналогами.

Как уже было сказано ранее, механизм действия АТП основан на аномальном снижении гидравлического сопротивления жидкости при добавлении в неё полимеров. Данный феномен впервые был всерьёз изучен Б.А. Томсом, учёным из Англии, сообщившим в 1948 г. о результатах опытов с разбавленными растворами высокомолекулярных полимеров с линейной структурой молекул, в результате которых удавалось снижать сопротивление трения в турбулентном потоке до 50-80 %. Впоследствии данный эффект получил название эффекта Томса.

Количественно величину эффекта Томса можно оценить различными способами. В данной работе рассматривается метод сопоставления массовых расходов жидкости при течении её через капилляр в турбулентном режиме. В результате соответствующих лабораторных исследований для нескольких различных веществ (полиэтиленоксид, натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы, полиакриламид, полиэтиленоксид, а также катионный сополимер акриламида с гидрохлоридом диметиламиноэтилметакрилатом) удалось выявить полимер обладающий наибольшим значением величины эффекта Томса (а значит, являющийся наиболее эффективной антитурбулентной присадкой). Результаты данных исследований в виде графика зависимости эффекта Томса и концентрации полимера представлены на рисунке.

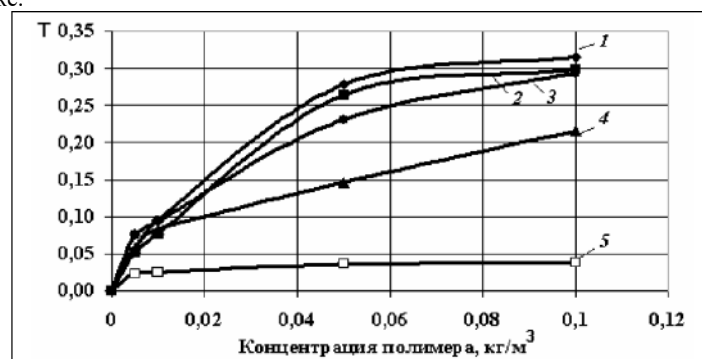


Рис. Снижение гидравлического сопротивления при различной концентрации полимеров: 1 – ПАА (полиакриламид), 2 - катионный сополимер акриламида; 3 - анионный сополимер акриламида; 4 – полиэтиленоксид; 5 - натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы

Из данного графика видно, что наиболее эффективной антитурбулентной присадкой оказался полиакриламид, который практически при любой концентрации показал наибольшие значения эффекта Томса по сравнению с остальными исследуемыми веществами. В связи с вышесказанным, целесообразно привести технико-экономический анализ производства антитурбулентной присадки на основе данного полимера.

Оценка экономической эффективности производства АТП на основе полиакриламида и расчет ее себестоимости произведены согласно настоящим ценам и нормативам, характерным для Томской области, в соответствии с работами [2,3].

Себестоимость присадки складывается из затрат на сырье, материалы, энергоресурсы, общезаводских расходов и заработной платы (табл.).

Таблица

Калькуляция себестоимости АТП на основе полиакриламида

| Статьи затрат | Затраты, р./т | Затраты на год, р. |
|---|---------------|--------------------|
| Сырьё и материалы | 77758,7 | 388793518 |
| Энергоресурсы | 919,46 | 4597288 |
| Зарплата основных рабочих с отчислениями | 1975,5 | 9877493 |
| Общезаводские расходы | 1968,27 | 9841357 |
| Расходы на содержание и ремонт | 1599,63 | 7998171 |
| Цеховая себестоимость | 84346,99 | 421734970 |
| Общехозяйственные расходы (15 % от цеховой себестоимости) | 12652,05 | 63260245 |
| Заводская себестоимость: | 96999,04 | 484995215 |
| Коммерческие расходы (5 % от заводской себестоимости) | 4849,95 | 24249761 |
| Полная себестоимость | 101849 | 509244976 |

Таким образом, полная себестоимость присадки составляет 101849 р./т, или \$ 1531 за 1 т при курсе доллара 66,53 р./\$. С учетом затрат на разработку проекта себестоимость возрастет до 173143 р./т (\$ 2602,5).

Произведенные экономические расчеты показали, что точка безубыточности производства составляет 557 т, критический объем реализации – 138,1 млн р., срок окупаемости проекта, рассчитанный по чистому дисконтированному доходу, – 19 мес. при норме дисконта 0,2 и частичной загрузке производства в первые 2 года. Удельные технологические энергозатраты составляют 780,2 МДж/т на 1 т готовой продукции.

В ходе работы, рассмотрена технологическая схема получения антитурбулентной присадки на основе полиакриламида для нефти и нефтепродуктов и рассчитаны экономические показатели ее производства. Показано, что присадка, полученная по данной технологии, может конкурировать с зарубежными аналогами, стоимость которых на российском рынке составляет от \$ 12000 за тонну.

Литература

1. Абдусаламов А.В., Манжай В.Н. Антитурбулентные присадки суспензионной формы для трубопроводного транспорта нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2013. № 4. С. 102-106.
2. Несын Г.В. Получение высокомолекулярных добавок, увеличивающих пропускную способность нефтепроводов // автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора химических наук / Казанский государственный технологический университет. Казань, 2007
3. Коновалов К.Б., Несын Г.В., Полякова Н.М., Станкевич В.С. Разработка технологии и оценка эффективности производства антитурбулентной присадки суспензионного типа // автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора химических наук / Вестник науки Сибири. 2011. № 1 (1). С. 104-111.
4. Манжай В.Н. Количественное описание эффекта томса и применение его в трубопроводном транспорте нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. № 2. С. 99-105.

ПОСТРОЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ МЕТОДОМ СЕКТОРНОГО МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Z»

А.А. Никонов, К.В. Синебрюхов

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день весомая часть месторождений России и, в частности, большая часть месторождений Томской области находятся на третьей и четвертой стадиях разработки. Для поддержания добычи на запланированных уровнях необходимо вовлекать в разработку новые, ранее не разрабатываемые залежи, запасы, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам и запасы, неохваченные разработкой.

Одним из методов выработки не охваченной дренированием области пласта и повышения коэффициента извлечения нефти является уплотнение проектной сетки скважин при разработке месторождения [3, 4]. При уплотнении сетки скважин уплотняющим бурением необходимо точно определить локализацию не дренируемых запасов, для этого использовалась технология секторного математического моделирования [1, 2]. Данная технология с применением «Локального Измельчения Сетки» позволяет сохранить время за счет масштабирования проектируемого участка, а также увеличить точность локализации остаточных извлекаемых запасов за счет уменьшения размера сетки в модели [1].

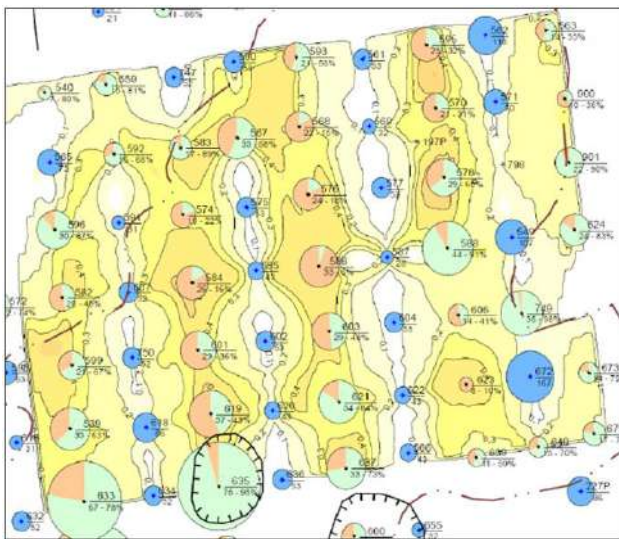


Рис. 1 Карта остаточных извлекаемых запасов на конец разработки (Базовый вариант)

На рисунке 1 приведена карта остаточных извлекаемых запасов на конец разработки базового варианта, построенная на секторной фильтрационной модели с измельчением сетки. Размер ячеек в целевой области составляет 20 на 20 м. Также для скважин во время добычи были заданы параметры гидравлического разрыва пласта в соответствии с FRAC-листами. В период нагнетания ориентация трещины и ее параметры задавались с целью воспроизведения обводненности на добывающих скважинах и вмещения закачки. После построения трещин ГРП была проведена адаптация модели на основе фактических параметров.

Для достижения проектного коэффициента извлечения нефти и выработки неохваченных воздействием остаточных запасов было предложено два варианта разработки данного сектора разрабатываемого месторождения, представленных на рисунке 2.

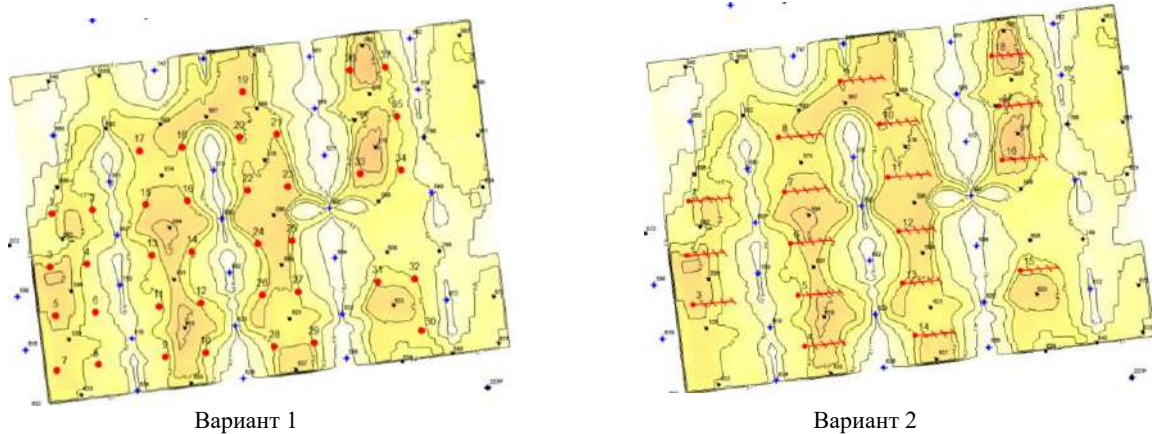


Рис. 2 Варианты расположения проектных скважин уплотняющего бурения: Вариант 1 – ННС+ГРП; Вариант 2 – ГС+МГРП

1. Уплотняющее бурение с использованием ННС + ГРП.

37 добывающих наклонно-направленных скважин, расположенных в зонах с высокими остаточными запасами, вскрывающих продуктивный пласт Ю₁² с применением ГРП (ГРП применяется для разработки малопроницаемого коллектора с проницаемостью 4,5 мД)

2. Уплотняющее бурение с использованием ГС + МГРП.

18 добывающих горизонтальных скважин с применением технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта, вскрывающих низкопроницаемый пласт Ю₁² в зонах высоких остаточных запасов. Горизонтальное окончание скважин расположено перпендикулярно относительно максимальной линии напряженности (по данным АВАК), для увеличения зоны охвата разработкой.

Расчет уплотняющего бурения на секторной модели показал следующие результаты, представленные на рисунке 3:

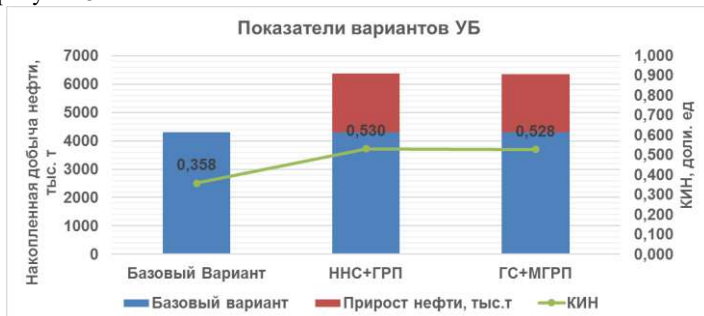


Рис. 3 Результаты расчета секторной модели месторождения «Х»

Расчет секторной модели показал прирост накопленных показателей обоих вариантов по добычи нефти относительно базового варианта разработки. Разница по накопленным показателям между вариантом уплотняющего бурения с использованием ГС+МГРП (6 340 тыс. т) и вариантом уплотняющего бурения с использованием ННС+ГРП (6 368 тыс. т) составила менее 0,5%. Для выбора более эффективного варианта разработки был проведен анализ экономической эффективности данных вариантов

Оценка экономической эффективности выявила существенное увеличение чистого дисконтированного дохода варианта с использованием ГС+МГРП, который превысил доход от варианта с ННС+ГРП на 42%. Следовательно, для дальнейшей разработки данного сектора месторождения «Х» был выбран 2 вариант разработки с использованием технологии ГС+МГРП.

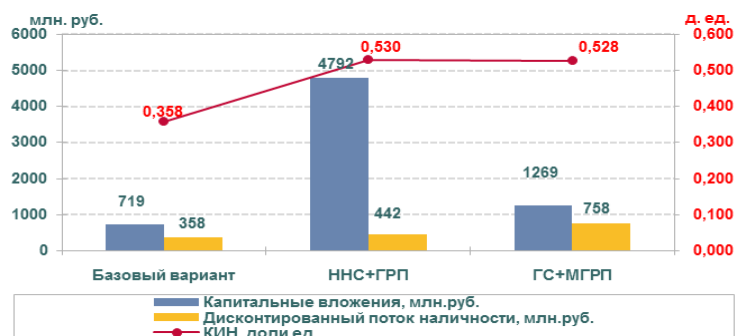


Рис. 4 Зависимость чистого дисконтируемого дохода и коэффициента извлечения нефти исследуемого сектора от варианта разработки

Литература

1. Выделение заводненных интервалов при бурении уплотняющих скважин на примере Приобского месторождения Ганичев Д.И., Волосевич И.В. Нефтяное хозяйство. 2008. № 11. С. 34-37.

2. Обоснование выбора участков для уплотняющего бурения Миннуллин Р.М., Мирсаитов Р.Т. Нефтепромысловое дело. 2007. № 5. С. 39-42.
3. Основные результаты уплотняющего бурения скважин на Покамасовском месторождении Балин В.П., Малышев И.О., Остапова М.С., Остяков А.В., Печеркин М.Ф. Горные ведомости. 2011. № 8 (87). С. 54-68.
4. Повышение коэффициента нефтеизвлечения путем бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщами на примере поднятия Ивинского месторождения Хакимзянов И.Н., Киямова Д.Т., Шешдиров Р.И., Багаутдинов Г.М., Новиков И.П. Территория нефтегаз. 2016. № 9. С. 62-66.

АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

В.М. Ножкин, Б.К. Каскырбаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В современном мире весьма остро стоит проблема поддержания уровней добычи нефти – количество зон для нового бурения постоянно сокращается, добыча базового фонда падает.

Следовательно, одной из самых актуальных тем настоящего времени является поддержания добычи нефти базового фонда.

При отборе флюида происходит падение пластового давления, что приводит к сокращению депрессии, и, следовательно, дебита скважина.

Для того чтобы этого избежать – необходима качественная организация системы поддержания пластового давления – закачки воды в пласт через нагнетательные скважины.

На данном месторождении на объекте Ю₁¹ организована система ППД, однако имеются зоны с недостаточной закачкой. В первую очередь это объясняется неэффективной закачкой в соседние пласты.

Как показывают расчеты - более 20% закачиваемой жидкости не достигают пласта, что может быть объяснено неудовлетворительным техническим состоянием скважин.

Основным объектом разработки является Ю₁¹.

В целом на объекте отмечается удовлетворительная работа системы ППД. Текущее пластовое давление практически соответствует начальному (начальное $P_{пл} = 269$ атм., среднее на 01.01.2017 г. - 266 атм.) – рисунок 1.

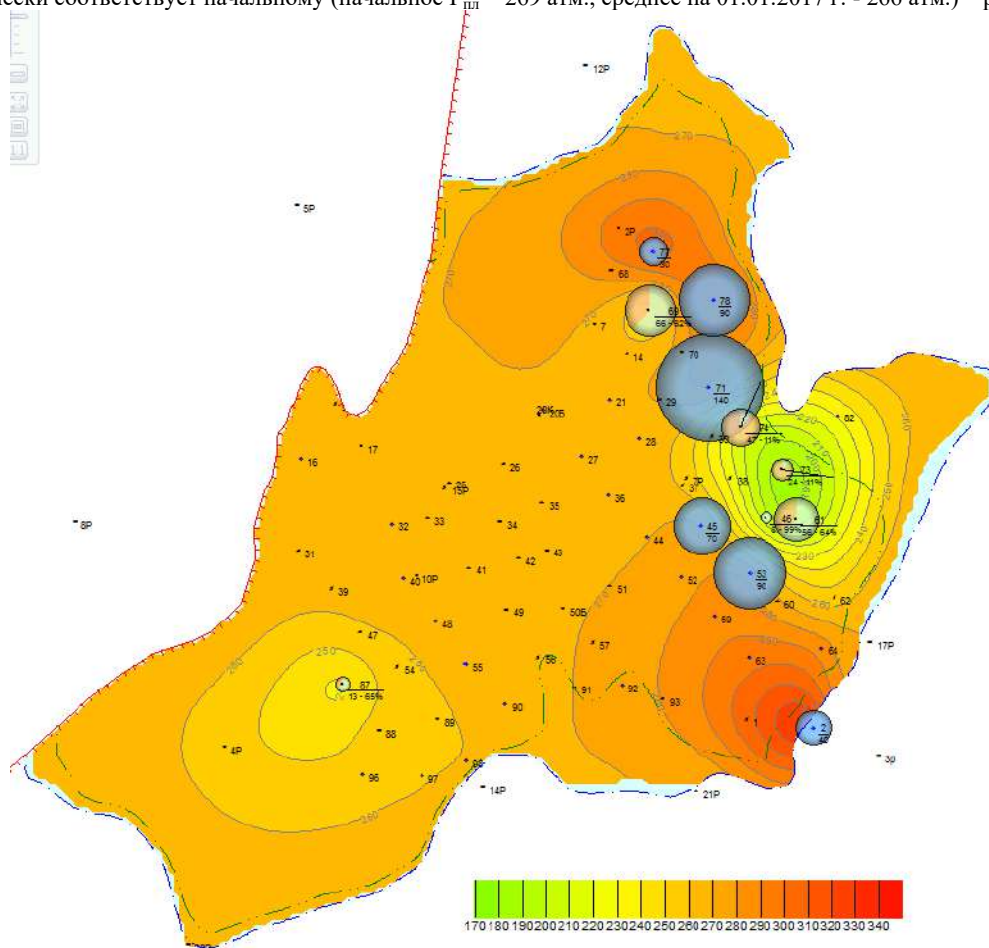


Рис. 1 Карта пластового давления на 01.01.2017

Однако на месторождении имеются зоны с недокомпенсацией.

Как видно из рисунка 2 скважины №77 и №2 находятся в нагнетании воды, при этом не имея по соседству добывающих скважин, необходимо их отключение.

При этом сравнивая темпы падения на горизонтальных скважинах №73 и №74 видно, что существующая система ППД не обеспечивает необходимой компенсации для скважины №73.

В настоящий момент Рпл снизилось до 180 атм. при Рзаб 90 атм (депрессия 90 атм).

Повышение Р на 40 атм. позволит увеличить депрессию на 45% и дополнительно добывать 0,6 тыс. т. в месяц. Учитывая среднюю стоимость операции 300 тыс. р, то данное мероприятие окупит себя в первый месяц.

Для того чтобы это обеспечить, необходим ввод скважины №38 в нагнетание.

Предложенные мероприятия позволяют повысить эффективность системы ППД и увеличить накопленную добычу нефти.

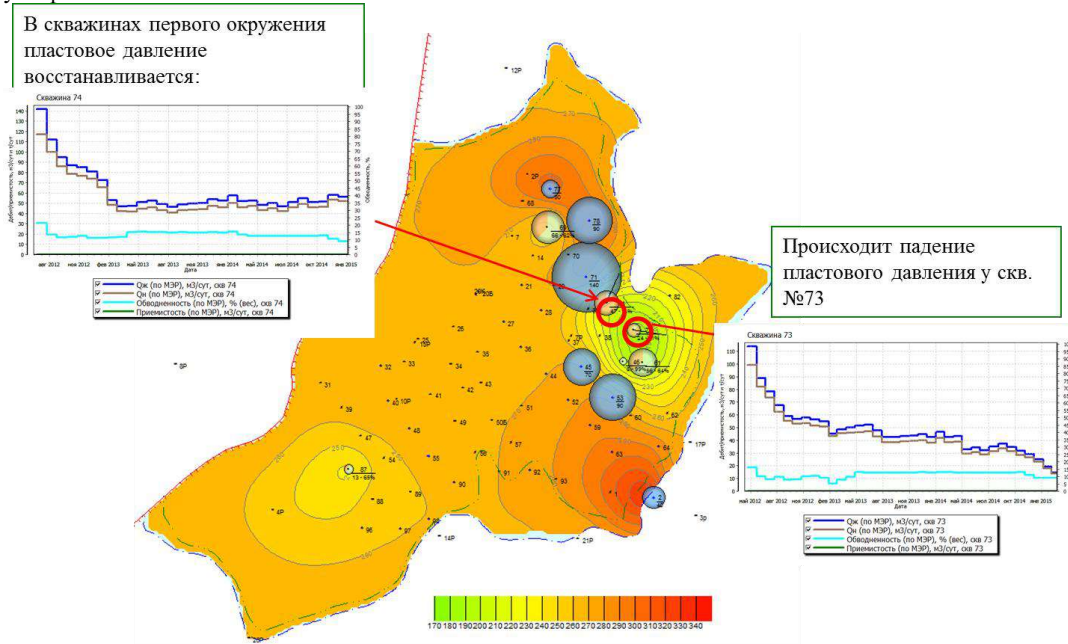


Рис. 2 Карта пластового давления на 01.01.2017

Анализ по методу Холла

Другой проблемой разработки месторождения X является снижение проводимости призабойной зоны из-за загрязнения от мелких частиц, содержащихся в нагнетательных скважинах. Проведем анализ по методу Хола.

Была выполнена оценка состояния нагнетательных скважин с использованием графика Холла. Использование графика Холла является полезной методикой оценки работы нагнетательных скважин. Метод позволяет производить мониторинг состояния призабойной зоны скважины, а вместе с информацией по выполненным ГТМ может служить для оценки эффективности мероприятий. График Холла представляет собой график суммы $(P_{wf} \cdot \Delta t)$ в декартовых координатах, как функцию общего нагнетаемого объема воды (W_i), это отношение должно быть линейным. Диагностическим параметром является отклонение от линейности. Темп нагнетания может быть определен по формуле:

$$q_w = \frac{k_w h (P_{wf} - P_e)}{18.41 B_w \mu_w \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \quad (1)$$

Интегрирование выражения по времени дает

$$\int_0^t P_{wf} dt = \frac{18.41 B_w \mu_w \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]}{k_w h} W_i + \int_0^t P_e dt \quad (2)$$

где P_{wf} - забойное давление; P_{tf} - давление на устье; P_f - потери давления на трение; W_i - накопленная закачка.

Методика Холла заключается в построении графика величины накопленного давления от накопленной закачки W_i .

При изменении условий, наклон линии на графике Холла должен тоже измениться. В начале заводнения график Холла может иметь вид вогнутой восходящей линии. Это вызвано увеличением μ_e и P_e . Со временем этот

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

эффект становится все меньше, поскольку радиус контура питания ге становится все больше. Если на скважину воздействовать, наклон графика Холла уменьшится.

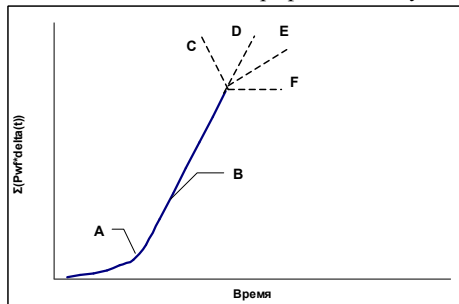


Рис. 3 Оценка работы нагнетательных скважин по методу Холла

На рисунке 3 приведен пример графика Холла, используемый как иллюстрация определения некоторых параметров с помощью этой методики.

Часть кривой А – вогнутая, восходящая – демонстрирует начало нагнетания в скважину. В этот период пласт заполняется нагнетаемой водой, r_e и P_e увеличиваются. В точке В наполнение пласта нагнетаемой водой заканчивается, и r_e и P_e становятся постоянными. Все условия для линейности выполнены. Путь к точке С демонстрирует отклонение от линейности, связанное с нарушением эксплуатационных качеств пласта.

Путь к точке D описывает скважину с постоянным скин-слоем, r_w и kh . Путь к точкам E и F демонстрирует вид графика Холла для скважины, в которой применяют ГРП, кислотную обработку и т.д.

Наибольший интерес для нас представляют скважины, попавшие в группу три, с ухудшением призабойной зоны. Действующие нагнетательные скважины не попали в эту зону, однако в 2021 году на месторождении планируется бурение двух проектных кустов в крайние зоны (рисунок 4), с использованием существующего фонда.

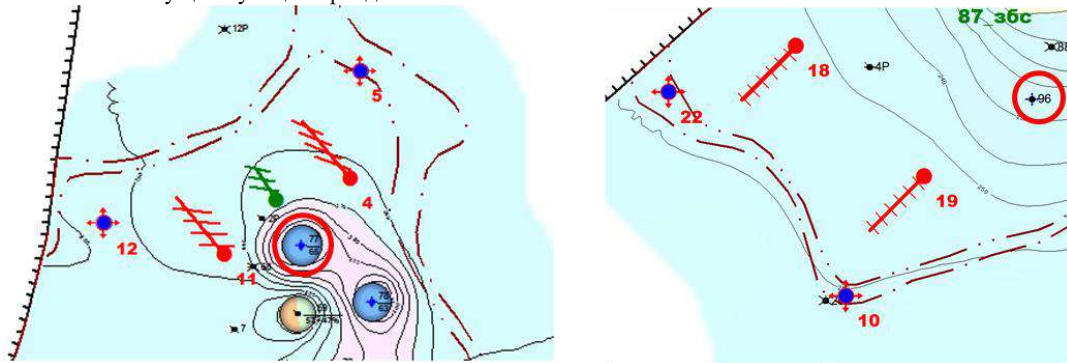


Рис. 4 Потенциал действующего фонда

Анализ методом Холла показал, что призабойная зона скважины №77 находится в хорошем состоянии и скважина может использоваться для нагнетания.

При этом на скважине №96 обнаружено ухудшение свойств призабойной зоны, что может стать причиной низкой эффективности использования данной скважины, необходимо проведение мероприятий по увеличению приемистости (ОПЗ). Результаты расчетов приводятся на рисунке 5.

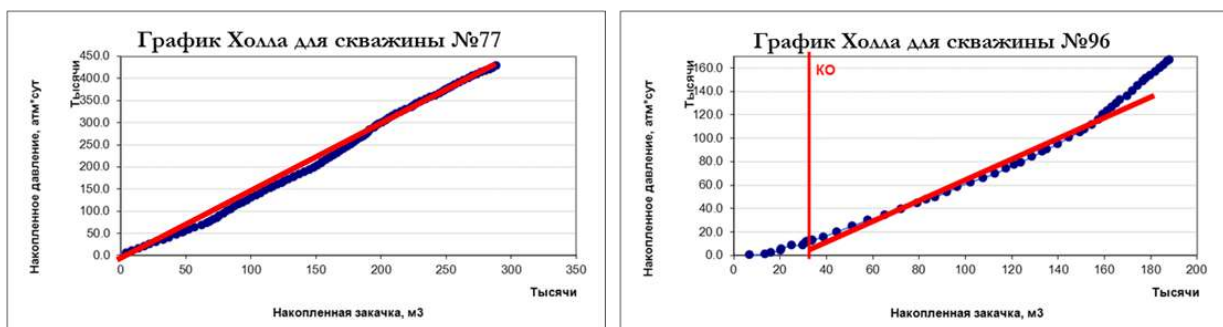


Рис. 5 Результаты расчетов по методу Холла для скважин №77 и №96

Использование данных скважин позволит сократить капитальные затраты на 100 млн. р, при этом в случае отсутствия проведения работ на скважине №96 произошло бы чрезмерное падение пластового давления и как следствие падения добычи.

По результатам анализа системы ППД месторождения X можно признать ее удовлетворительным, однако требуются мероприятия по ее оптимизации.

1. Рекомендуется ввод скважины №38 в нагнетания для добывающей скважины №78. Данное мероприятие позволит дополнительно добыть более 5 тыс. т. нефти тем самым ЧДД увеличится на 20 млн. р.

2. Рекомендуется использование скважины №77 и №96 под нагнетания на проектные кусты, на скважине №96 необходимо предварительно провести ОПЗ для повышения приемистости. Данные мероприятия позволят дополнительно получить более 100 млн. р.

3. Рекомендуется отключить скважины №77 и №2 в связи с отсутствием необходимости закачки в настоящий момент. Данное мероприятие позволит дополнительно заработать порядка 15 млн. р. за счет сокращения операционных затрат.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПЛУНЖЕРНОГО ЛИФТА ДЛЯ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ И САМОЗАДАВЛИВАНИЕМ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В.А. Огай, Н.Е.Портнягин, А.А. Воропаев

Научный руководитель - доцент А.Ю. Юшков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Вследствие различных технологических причин при добыче природного газа и газоконденсата в эксплуатационной колонне и лифтовых трубах скважины скорости газового потока могут снижаться. При достижении скорости газового потока ниже критического значения, происходит накопление жидкости (конденсационной воды, выделяющейся из газа, пластовой воды, газового конденсата, поступающего из пласта или выделяющегося из газа в стволе скважины) на забое скважины, что приводит к снижению дебитов скважин и последующей её остановке (процесс глушения скважины или "самозадавливания"). Следует отметить, что на многих уникальных выработанных месторождениях Западной Сибири имеется большое количество скважин большого диаметра (168мм); скважины большого диаметра наиболее подвержены "самозадавливанию", так как скорости потока в них чаще не достигают критического значения, необходимого для выноса жидкости. Необходимо акцентировать внимание на том, что проблема скопления жидкости в газовых и газоконденсатных скважинах массово возникает на выработанных газовых месторождениях, точно почти на каждом месторождении.

Многие крупные газовые и газоконденсатные месторождения России, такие как Медвежье, Уренгойское, Вынгапуровское, Ямбургское истощаются и постепенно переходят на завершающую стадию разработки. Увеличивается число «обводняющихся» и «самозадавливающихся» жидкостью газовых скважин (по упомянутому месторождению более 40% скважин от фонда, большинство из "задавливающихся" скважин - скважины большого диаметра, 168 мм). Это приводит к уменьшению объёмов добычи и снижению эффективности. Сегодня на портале e-library более 3000 статей по запросу "обводняющиеся" и "самозадавливающиеся" скважины, более 15 газодобывающих компаний сталкиваются с ней. Также газодобывающие компании выставляют всё большее количество лотов на закупки технологий по решению данной проблемы, а компания ПАО «Газпром» в своей инновационной программе до 2025-го года особое внимание уделяет разработке месторождений природного газа низкого давления. Так же есть письмо об актуальности проблемы от нефтегазовой компании ООО «Газпром добыча Надым».

На сегодняшний день в Российской Федерации существует несколько наиболее распространённых технологий эксплуатации газовых скважин, работающих в режиме накопления жидкости:

1) технологическая продувка скважин - наиболее простая технология, осуществляемая через факельную линию, при этом давление на устье скважины уменьшается, а дебит и соответственно скорость газа на забое и в лифтовой колонне возрастают; главными минусами этой технологии являются потери газа в атмосфере и загрязнение окружающей среды, а также при окончании продувки часть жидкости вновь возвращается на забой по трубам лифтовой колонны;

2) замена НКТ меньшего диаметра- Замена проводится для создания условий выноса воды из лифтовых колонн, увеличения скорости потока газа. Технологически простой способ, однако при дальнейшем уменьшении дебита, придется уменьшать и диаметр НКТ, а при малом диаметре увеличивается потеря давления на трение; технология дорогостоящая, обладает низким уровнем автоматизации;

3) технология автоматизированной эксплуатации скважин по двум колоннам КЛК (основной - малой колонне, и межколонному пространству). В процессе эксплуатации скважины по концентрическим лифтовым колоннам газ на забое разделяется на 2 потока, для этого в лифтовую колонну, использованную ранее, спускают вторую колонну лифтовых труб меньшего диаметра. Отбор газа может происходить как отдельно по кольцевому пространству между двумя колоннами и по второй колонне, так и вместе. Технология достаточно эффективна и обладает значительной степенью автоматизации, но очень дорогостояща, что ограничивает её применение с экономической точки зрения.

4) Использование поверхностно активных веществ (ПАВ) жидкость удерживается пленкой пузырьков газа и воздействие оказывается на жидкость с большой площадью поверхности, что приводит к меньшему проскальзыванию газа и образованию смеси низкой плотности. В скважине с очень малым дебитом газа применение пены способствует эффективному выносу жидкости к устью скважины, тогда как без пены задержка жидкости может приводить к значительному ее накоплению и (или) к большим потерям давления при многофазном течении. К минусам относятся: ограниченность применения, отсутствие продолжительности эффекта, необходимость в дополнительном энергоресурсоснабжении и высокие эксплуатационные затраты.

Данные методы являются эффективными, однако некоторые из них имеют ряд недостатков, таких как: высокие капитальные вложения, ограниченность применения, наносят вред окружающей среде. Для решения проблемы предложена автоматизированная система плунжерного лифта. Система представляет собой набор оборудования (оборудование для установки плунжера, плунжер, набор датчиков, управляющих механизмов, контроллер), которое обеспечивает идентификацию процессов накопления жидкости в скважине, автоматизированный подбор и реализацию оптимальных режимов работы плунжера (летающего клапана). Удаление жидкости происходит посредством поднятия её плунжером за счёт энергии восходящего потока газа. Следует

отметить, что проблема скопления жидкости в газовых и газоконденсатных скважинах массово возникает на выработанных газовых месторождениях, точно почти на каждом месторождении. Использование данной технологии приведёт к увеличению среднего дебита скважины (за счёт использования программного обеспечения, которое будет рассчитывать/учитывать в онлайн-режиме жидкостную пробку, процессы восстановления затрубного давления и давления в призабойной зоне, а также обеспечивать оптимизацию циклов открытия и закрытия скважины).

Принцип действия технологии: плунжер (летающий клапан) свободно перемещается в лифтовой колонне, вверх под действия давления восходящего потока газа, вниз под действием силы тяжести; при этом плунжер функционирует циклически, так как скважина с помощью дистанционного регулятора дебита, то открывается (работает), то закрывается (останавливается); во время остановки скважины, когда плунжер находится внизу, в затрубном пространстве скважины и призабойной зоне пласта нарастает давление и при открытии скважины плунжер вместе с жидкостной пробкой поднимается вверх к устью скважины, удаляя пробку, затем плунжер удерживается на устье скважины и при закрытии скважины снова опускается на забой.

В Российской Федерации уже имеется опыт работы с плунжерами. Так в марте 2018 года на восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения были проведены опытно-промышленные испытания системы плунжерного лифта компании ООО «Лифт Ойл». Дебит скважины увеличился лишь на 5%, а сам плунжер часто не доходил до устья и быстро приходил в негодность, применялась система регуляции циклов по времени. Испытания двухсекционного плунжера компании ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводившиеся в 2006 году оказались отрицательными. Из-за отсутствия каких-либо автоматизированных систем регуляции цикла работы плунжера (использовалась только естественная энергия восходящего поток газа, отсутствие автоматизированных систем по открытию и закрытия скважины) плунжер часто выходил из строя и быстро изнашивался.

Предложенная технология будет включать набор скважинного оборудования и программное обеспечение, которое будет включать расчётную модель, основанную на математических моделях, описывающих процессы накопления жидкостной пробки на забое скважины, процессы накопления давления в затрубном пространстве скважины и призабойной зоне пласта (при закрытии скважины), процессы движения плунжера (летающего клапана) в стволе скважины (как вниз при закрытии скважины, так и вверх с жидкостной пробкой при очистке скважины, её открытии). За счёт данных поступающих с датчиков и обработкой их программным обеспечением будет происходить функционирование расчётной модели (выявление наиболее подходящего цикла работы плунжера в данный момент), оптимизатор расчётной модели будет обеспечивать её адаптацию по динамике поступающих фактических данных о работе скважины, что приведёт к увеличению дебита скважины. Принцип действия системы автоматизации: датчики опрашиваются ПЛК посредством радиомодуля, частота радиосигнала 2.4ГГц, радиостанция соединяется с ПЛК SCADApack Smart RTU по протоколу Modbus через последовательный интерфейс RS-485, сбор и первичная обработка информации происходит в ПЛК, далее полученные данные используются в расчётной модели программного обеспечения (программное обеспечение (ПО) выполнено в среде программирования Unity Pro) для онлайн вычисления управляющих воздействий на регулятор дебита газа, что приводит к управлению циклами работы плунжера, по фактическим данным о работе скважины оптимизатор ПО производит адаптацию расчётной модели. Все снимаемые со скважины данные передаются на АРМ диспетчера по радиосвязи.

Литература

1. Епрынцева А.С., Коротов П.С., Нурмакин А.В., Киселев А.Н. Проблемы эксплуатации обводняющийся скважин газовых месторождений на стадии падающей добычи. Вестник ОГУ, 2011. - 74с.
2. Колмаков А.В. П.С. Кротов, А.В. Кононов. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа. - СПб.: ООО «Недра», 2012. - 176с.
3. Корякин А.Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса- М., 2016-272с.
4. Лапердин А.Н., Голубкин В.К., Маслов В.Н., Дмитрук В.В., Ермилов О.М. и др. Опыт разработки сеноманской залежи газа месторождения Медвежье. Масленников В.В // Обзор, инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ИРЦ Газпром, 2001. - 52 с.
5. Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющийся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», Учебное пособие.2008. – 384 с., ил. (Промышленный инжиниринг).
6. Программа инновационного развития ПАО «Газпром» на 2016 – 2025 года/ ПАО «Газпром»; Москва: 2016.
7. Руководитель В.Н. Маслов. Уточненный проект разработки Медвежьего месторождения на поздней стадии эксплуатации: Отчет о НИР / ООО «ТюменьНИИГипрогаз»; - Тюмень, 2000. - 477 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ
КОНДЕНСАЦИОННОЙ И ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН**

В.А. Огай, Н.Е. Портнягин, А.А. Воропаев

Научный руководитель - доцент А.Ю. Юшков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Основная часть газа, добываемого в России сосредоточена на уникальных месторождениях Западной Сибири, относящихся к месторождениям сеноманских отложений, на которые приходится около 80% добываемого газа в стране. Однако, в настоящее время основные газовые месторождения этого региона переходят на завершающую стадию разработки. Так, коэффициент газоотдачи уникальных месторождений Западной Сибири, таких как: Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Ен-Яхинское - превышает 80%. [4] Все месторождения обладают схожей структурой строения и сложены в южной части высокопроницаемыми коллекторами с интенсивным водонапорным режимом, что позволяет в начальный период разработки поддерживать пластовое давление, а позже способствует внедрению воды в пласт с перекрытием газонасыщенных прослоек, поднятию уровня газодняго контакта, и, в дальнейшем, накоплению жидкости на забое скважины. Накопление жидкости внутри газовых и газоконденсатных скважин приводит к их постепенному глушению (или «задавливанию») столбом жидкости, то есть давление на забое уравнивается гидростатическим давлением столба жидкости и приток газа прекращается. [1] Поэтому продуктивность действующего фонда скважин на данных месторождениях напрямую зависит от интенсивности водопровявлений. Уже в начале 2011 года фонд скважин, подлежащих к ремонту из-за обводнения, составлял более 30% от эксплуатационного фонда всех уникальных месторождений. Подобная проблема оказывает сильное влияние на равномерности отработки залежи и конечный коэффициент извлечения, а значит, требует своевременного решения.

Источником обводнения скважины являются как подошвенные воды, интенсивная фильтрация которых вместе с газом приводит к выносу воды в ствол скважины, так и конденсационная вода, образующаяся при изменении термобарических условий по стволу скважины и выпадающая в осадок, который также накапливается на забое скважины. Кроме подошвенной и конденсационной воды на забой скважины подаются различные технологические жидкости, такие как ингибиторы коррозии и гидратообразования. После завершения разработки в сеноманских отложениях останется не менее 1500 млрд. м³ газа, из которых 500 млрд. м³ - низконапорный газ в свободном состоянии и 1000 млрд. м³ - газа в «самозадавленных» и обводненных скважинах. Малая разведанность других уникальных месторождений, отсутствие технологий добычи гидратов и высокий уровень развития инфраструктуры данных месторождений требуют максимального увеличения конечной газоотдачи.

Жидкость всегда добывается вместе с газом, но в зависимости от скорости последнего, она находится либо в мелкодисперсном состоянии и выносится газовым потоком высокой скорости, либо, при недостаточной скорости потока газожидкостной смеси может: коалесцировать и выпадать в осадок в лифтовой колонне, после чего начинает скапливаться на забое. Следовательно, чтобы газ имел возможность выносить воду на поверхность, предотвращая глушение скважины, необходимо поддерживать скорость газа на отметке выше критической. Для поддержания стабильно высокой скорости газа в лифтовой колонне существует несколько методов, основными из которых являются: концентрическая лифтовая колонна, замена насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра плунжерный лифт, поверхностно-активные вещества.

Технология эксплуатации скважины с концентрическими лифтовыми колоннами заключается в разделении поступающего из продуктивного пласта потока на две части. Для этого в лифтовую колонну, по которой скважина эксплуатировалась в предшествующем периоде, спускается вторая колонна лифтовых труб меньшего диаметра. Потоки газа поднимаются по каналам, образованным двумя колоннами труб - центральной лифтовой колонной и основной лифтовой колонной, концентрически размещенными одна в другой и сообщаемыми в нижней части между собой. На трубопроводе из межтрубного кольцевого пространства устанавливается регулирующий клапан, которым изменяется размер проходного сечения. Изначально скважина эксплуатируется по двум каналам, но когда скорость газа снижается ниже критической, уменьшается проходное сечение регулирующего клапана. В результате происходит увеличение скорости потока и жидкость на забое не накапливается. После подъема к устью скважины потоки газа соединяются и поступают в один газосборный коллектор.

Особенности технологии:

- Продолжительный срок эксплуатации;
- Не подвержены коррозии, высокая надежность при механических перегрузках;
- Непрерывный разовый спуск трубы без глушения скважины;
- Большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами;
- Большие потери на трение в межколонном и кольцевом пространстве;
- Снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколонного пространства для обеспечения выноса жидкости по ЦЛК.

Капитальные вложения для внедрения технологии 9-11 млн. руб. на одну скважину.

При неспособности лифтовой колонны большого диаметра поддерживать скорость потока газа выше критической можно использовать спуск в скважину колонны НКТ меньшего диаметра для увеличения скорости потока газа, но достаточную для исключения чрезмерного трения.

Особенности технологии:

- Простота технологии;
- Работы в скважинах осуществляются без глушения;

- Спуск и подъем внутрискважинного оборудования на проектную глубину сокращается;
 - Необходимость дальнейшего уменьшения диаметра колонны при дальнейшем уменьшении дебита;
 - При малом диаметре колонны возрастают потери давления трение.
- Стоимость ввода в эксплуатацию составляет порядка 5-8 млн. руб.

Применение плунжерного лифта заключается в установке в скважине специального свободно перемещающегося разделительного устройства, располагаемого в лифтовой колонне - плунжера [3], элементы которого падают в восходящем потоке газа, достигают забоя и отсекают часть жидкости, оказавшейся над плунжером. Затем плунжер с отсеченной частью жидкости поднимается потоком газа на устье скважины. Данный метод не получил широкого распространения, так как подавляющая часть скважин на уникальных месторождениях имеют лифтовую колонну диаметром 168 мм, в связи с чем плунжер имеют высокую материалоемкость и быстро приходит в негодность из-за чего в настоящее время метод не является рентабельным.

Добиться увеличения критической скорости можно с помощью снижения плотности газожидкостной смеси. На этом принципе основан метод, суть которого заключается в подаче на забой скважины поверхностно-активных веществ. Сорбируясь на границе раздела жидкой и газовой фазы, поверхностно-активные вещества резко изменяют свойства этой поверхности раздела [2]. В результате снижается плотность газожидкостной смеси, происходит интенсивное пенообразование и вынос пены на устье скважины. Подобная технология активно применяется как в нашей стране, на Медвеьем месторождении с целью интенсификации газа применяются три различных технологии удаления жидкости из ствола скважины с помощью пенообразователей, так и за рубежом, например, применение постоянной закачки поверхностно-активных веществ успешно осуществляется в Соединенных Штатах Америки, где используется система с капиллярной трубкой для закачки, что значительно улучшает показатели добычи (дебит увеличивается на 33 тыс м³/сут).

Особенности технологии:

- Простота применения;
- Высокая эффективность при правильном подборе пенообразователя;
- Отсутствие оперативной адаптации к меняющимся скважинным условиям;
- Частичная автоматизация операций;
- Лишние затраты, связанные с перерасходом пенообразователя.

Уровень капитальных вложений до 2 млн. рублей, годовые затраты на закупку пенной присадки для одной скважины составляют в среднем от 0,5 до 2,5 млн. руб.

Из представленного сравнения следует вывод, что применение поверхностно-активных веществ является одним из наиболее эффективных методов борьбы с «самозадавливанием» газовых скважин, отличающийся простотой технологического применения и низким уровнем капитальных вложений.

Однако технология подачи на забой поверхностно-активных веществ также имеет ряд. С целью их устранения и повышения эффективности метода, предлагается использовать систему автоматической подачи пенообразователей посредством специального устьевого комплекса, оборудованного программируемым логистическим контроллером, с заложенными моделями изменения термобарических условий скважины в случае накопления жидкости, и выноса жидкости посредством подачи твердых или жидких пенообразователей. Подобная технология лучше конкурентных решений за счет возможности автоматизации, контроля и регулирования всего технологического процесса на скважине, что является важным критерием при выборе решения. Инновационность решения заключается в полной автоматизации технологического процесса на каждой скважине, так же возможность оперативной адаптации к переменным промышленным климатическим условиям окружающей среды и термобарическим условиям в скважине. Подобная технология позволит существенно сократить капитальные затраты и оптимизировать эксплуатационные затраты за счет интеллектуальной системы идентификации скопления жидкости и блока оптимизации технологическими параметрами, что позволит увеличить объем дополнительной добычи газа на 30%.

Литература

1. Андреев О.П., Минликаев В.З., Арно О.Б., Меркулов А.В., Кирсанов С.А. Эффективность эксплуатации месторождений природного газа на поздней стадии разработки в условиях сезонных колебаний отборов/ Газовая промышленность. 2014 № 6. 31 – 36 с.
2. Колмаков А.В., Кротов П.С., Кононов А.В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа. – СПб.: ООО «Недра», 2012. – 145 с.
3. Ли Джеймс, Никенс Генро, Уэллс Майкл Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин/Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 109 с.
4. Саранча А.В., Огай В.А., Митрофанов Д.А., Хайруллина Д.В. Оценка объемов низконапорного сеноманского газа на месторождениях ЯНАО/Сборник научных трудов IX Международной научно-технической конференции студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE). – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 84 – 88 с.

ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ НА ШЕЛЬФЕ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ

В.О. Патракеев, Д. А. Городилов

Научные руководитель - старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В ближайшее время нашей стране предстоит активная разведка и разработка уникальных месторождений нефти, газа и газового конденсата на арктическом шельфе России объёмом более 45 триллионов кубических метров. При этом наибольшие ресурсы нефти (более 3 млрд. т) сосредоточены в Баренцевом море [1]. В данном регионе самые суровые климатические условия в мире, поэтому имеется ряд проблем, связанных с многолетней мерзлотой дна моря – «Субмариной криолитозоной». С этой зоной связано возможное образование кристаллических соединений воды и газа, которые называются «газовые гидраты». Внешне они напоминают лёд или снег. На рис. 1 представлена предполагаемая зона газогидратных скоплений в Северной части Ледовитого океана [2].

Изучение газовых гидратов в Северном Ледовитом океане, в частности в Баренцевом море до сих пор не достигло уровня системных исследований. В связи с этим, существует большой интерес в создании новых методов добычи природных гидратов и разработки технологий борьбы с искусственно-образовавшимися гидратами в процессе эксплуатации.

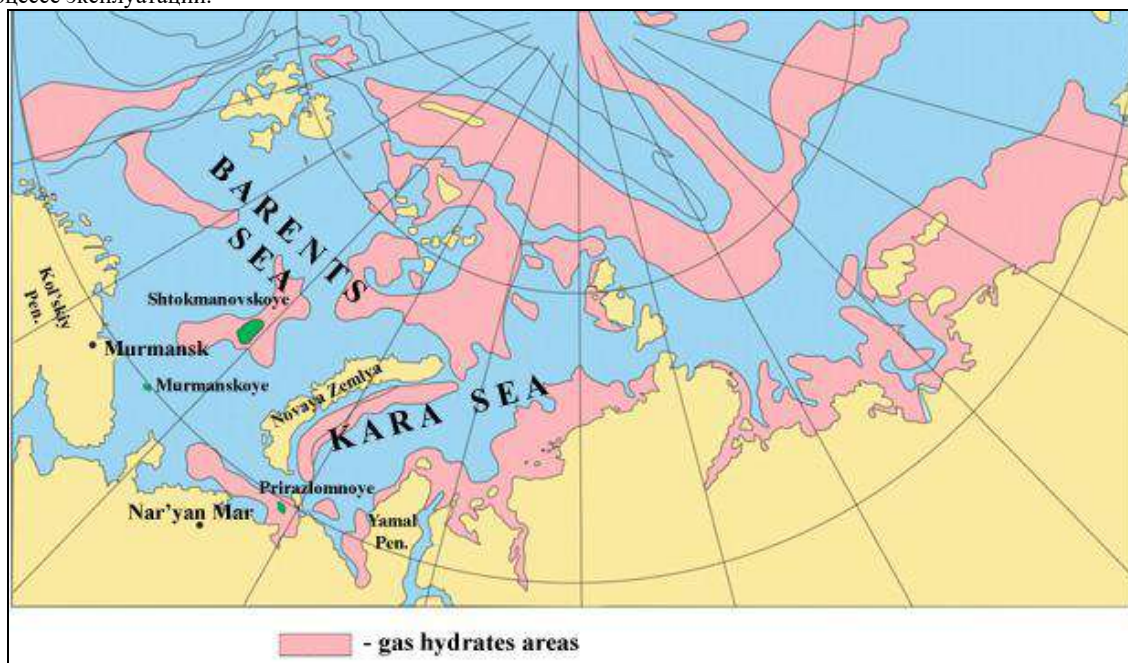


Рис. 1 Карта скопления газовых гидратов Северного Ледовитого океана

Образование газовых гидратов происходит вследствие влияния отрицательной температуры и глубокого промерзания придонного слоя воды. Различают техногенные и природные газовые гидраты. Образование техногенных газовых гидратов обусловлено насыщением добываемого флюида парами воды, при определенном парциальном давлении в системах добычи нефти. Они отлагаются в стволе скважины, тем самым резко уменьшая её пропускную способность. Это приводит к уменьшению добычи скважины и может привести к аварийной остановке её эксплуатации. Природные газовые гидраты представляют собой естественное образование кристаллических соединений вокруг эксплуатационных колонн. При подъёме теплого флюида с горизонтов забоя к устью происходит увеличение температуры пород, окружающих скважинную колонну. В результате осуществляются фазовые превращения воды и газа в гидратонасыщенных интервалах, что влечёт за собой деформацию данного участка. Данный процесс имеет название «растепление», и в основном встречается при добыче и транспортировке углеводородов в районах вечной мерзлоты [1], что приводит и тяжелым авариям: провал устья скважины, смятие колонн, прорыв газа за колонну во время газонефтеводопроявлений, провала устья скважины, а также излом трубопровода во время транспортировки [3].

Так как эта проблема оказывает существенное влияние на добычу нефти, газа и газового конденсата с ней необходимо бороться. Существуют несколько основных методов борьбы с газовыми гидратами:

- Ввод горячей воды, соленого раствора;
- Электромагнитное нагревание;
- Пассивный метод теплоизоляции;
- Активный метод теплоизоляции;
- Повышение температуры в стволе скважины;
- Применение ингибиторов.

Наиболее простым методом добычи и борьбы с газогидратами, служит метод ввода горячей или подсоленной воды, с обратной и прямой промывкой. Однако у этого методы есть многочисленные недостатки, такие

как значительная теплопередача во время прохождения жидкости от поверхности земли (океана) до места дислокации гидратов. Поэтому существует необходимость изучать и развивать новые альтернативные методы тепловой стимуляции.

Идея электромагнитного нагрева газогидратов в стволе скважины была предложена в канадском Университете Далхаузи профессором нефтегазовой кафедры М.Р. Исламом [8]. Благодаря вводу в скважину источника электромагнитного нагрева, потерь тепла из-за прохождения через скважинную колонну можно избежать. Этот метод уже применялся при добыче тяжелой нефти и, возможно, может быть использован для диссоциации гидратов. Раннее численное моделирование показало, что эффективность использования энергии может быть значительно увеличена по сравнению с закачкой горячей воды.

Метод теплоизоляции части ствола скважины направлен на борьбу с «растеплением» природных газовых гидратов. Использование данного метода увеличивает срок «растепления» газовых гидратов при помощи пассивной изоляции колонн. В качестве изолятора применяют метод закачки инертного газа в область между эксплуатационной колонной и лифтовыми трубами на участке скопления гидратов. Другой способ пассивной изоляции заключается в применении насосно-компрессорных труб с оптимальным коэффициентом теплопередачи, позволяющий предотвратить «растепление».

Однако, учитывая, что разработка месторождения длится более 10 лет – это не достаточно надежно. Расчеты показывают необходимость активной изоляции. Кульпин Л.Г. предлагает использовать технологию принудительной циркуляции холодной морской воды в межтрубном кольцевом пространстве [7].

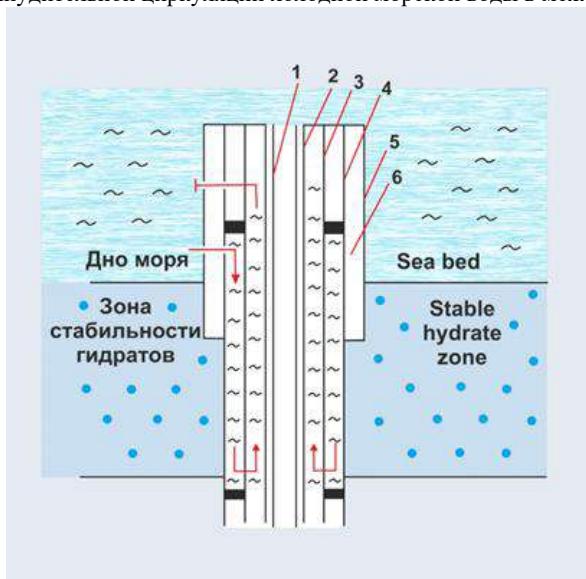


Рис. 2 Технология активной изоляции скважины: 1 – Насосно-компрессорные трубы, 2 – эксплуатационная колонна скважины; 3 – промежуточная колонна скважины; 4 – кондуктор; 5 – водозащита; 6 – цемент [7]

Другие методы направлены на повышение температуры в стволе скважины, что предотвращает образование техногенных газовых гидратов. Рост температуры происходит путем подогрева различными забойными нагревателями. Однако методы подогрева флюида на забое ещё не были применены в реальной эксплуатации, что не является гарантией полного исключения гидратообразования.

Самым популярным методом на сегодняшний день является применение различных ингибиторов. Данный метод предупреждает и устраняет образования газовых гидратов при помощи прокачки химического реагента. Метод заключается во введении веществ, препятствующих гидратообразованию на забое скважины [4]. В качестве ингибиторов применяют раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ), хлористого кальция, и метилового спирта (метанол) [5].

В последние годы интерес к проблеме газовых гидратов во всем мире значительно усилился. Рост активности исследований объясняется активным освоением месторождений углеводородов на Арктическом шельфе, в частности на Баренцевом море [6].

Исследования в данной области крайне важны для организации экологически безопасной и экономически выгодной добычи углеводородов на шельфе. Нами были рассмотрены основные методы предотвращения гидратообразования, которые используются в России и зарубежом. Однако, как показал обзор, пока не существует универсальных методов, гарантирующих полное отсутствие гидратообразования в процессе добычи.

Литература

1. Природные особенности освоения месторождений углеводородов в Баренцевом море. [электронный ресурс]. URL:<http://neftegaz.ru/science/view/1073> (Дата обращения 28.02.2019)
2. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. ВНИИОкеангеология. – Санкт-Петербург, 1994.
3. Федоров Б.В., Проводка скважин в сложных условиях: учебное пособие для студентов. - Алматы: Научно-технический издательский центр им. Сатпаева К.И., 2011. – 161 с.
4. Ширяев Е. В. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения «Каменномыское море» // Молодой ученый. – 2015. – №17. – С. 323-326.
5. Схема установки стационарной метанольницы. [электронный ресурс]. URL:<http://www.stroi-blok.ru/?p=84> (Дата обращения 28.02.2019)
6. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с.
7. Кульпин Л.Г. Гидратонасыщенность субмаринной криолитозоны и прогноз осложнений при освоении Арктических месторождений). 2-я Международная Конференция по газовым гидратам. Тулуза, Франция, июнь, 1996. – С. 453 – 458.
8. Islam MR. A new recovery technique for gas production from Alaskan gas hydrates. J Petrol Sci Eng 1994; 11:267 –81

**ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН ПРИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ №1043 СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

К.В. Присмотров

Научный руководитель - старший преподаватель М.А. Гладких

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время наиболее распространенным осложнением, возникающим в процессе эксплуатации газовых скважин, является скопление жидкости на забое скважины. Скопившаяся жидкость разрушает цемент горной породы-коллектора, вследствие чего увеличивается содержание механических примесей в продукции скважины, которые негативно воздействуют на ее оборудование, а также ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора. Кроме того, дальнейшее накопление жидкости приводит к уменьшению создаваемой депрессии на пласт и, соответственно, к снижению дебита скважины вплоть до ее остановки. Такие скважины называют «самозадавливающимися».

Эта проблема особенно актуальна при эксплуатации газовых скважин на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки. На таких месторождениях, в результате снижения пластового давления в процессе разработки, не выполняются условия выноса жидкости с забоя скважины. К примеру, только на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении к 2030 году прогнозируют, что доля «самозадавливающихся» скважин составит 72% от общего фонда скважин [1].

На данный момент наиболее перспективной технологией удаления жидкости с забоя скважины является перевод скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн. Она заключается в спуске дополнительной лифтовой колонны меньшего диаметра во внутрь лифтовой колонны, при помощи которой скважина эксплуатировалась ранее. Дополнительная лифтовая колонна называется центральной. Таким образом, в процессе эксплуатации скважины газ на забое разделяется на два потока. Отбор газа производится как одновременно по спущенному лифту и кольцевому пространству между двумя колоннами лифтовых труб, так и раздельно. На устье скважины потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор. На трубопроводе из межтрубного кольцевого пространства устанавливается регулирующий клапан, при помощи которого изменяют размер проходного сечения. При его уменьшении объем и скорость подъема газожидкостной смеси в центральной лифтовой колонне возрастают и становятся достаточными для удаления жидкости с забоя скважины. Для управления технологическим режимом работы скважины используют автоматизированный управляющий комплекс, который обеспечивает:

1. контроль параметров работы скважины:
 - дебита газа;
 - давления газа;
 - температуры газа;
 - содержания песка в газовом потоке;
2. регулировку режимов работы скважины, с целью поддержания условий для непрерывного выноса жидкости по центральной лифтовой колонне;
3. подачу ингибитора гидратообразования на забой скважины [2];

Основной недостаток технологии заключался в необходимости глушения скважины для проведения спуска центральной лифтовой колонны. Это приводит к отрицательному воздействию технологической жидкости на призабойную зону пласта, а также к увеличению продолжительности работ. В 2013 году была разработана технология спуска непрерывной полимерной трубы без необходимости глушения скважины. Продолжительность работ по техническому перевооружению скважины сократилась до 6-8 суток. Исчезла необходимость в глушении скважины с последующим продолжительным выводом ее на стабильный режим работы, который в условиях низких пластовых давлений мог длиться до двух месяцев.

Одной из первых скважин, на которой была внедрена данная технология со спуском непрерывной гибкой трубы в качестве центральной лифтовой колонны, является скважина №1043 Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. На забое скважины происходило накопление газового конденсата. Технологические продувки, в том числе с помощью скважины-донора, не приносили желаемого результата – скважина останавливалась по истечении 12-16 часов после запуска. С целью выяснения условий скопления жидкости на забое скважины с учетом ее конструкции и режимов работы, а также определения наиболее оптимального диаметра непрерывной гибкой трубы и глубины её спуска, был проведен комплекс газоконденсатных и гидродинамических исследований скважины, произведен компонентный анализ продукции скважины, зафиксированы давления с использованием устьевого, глубинного, трубного и затрубного манометров (табл.1-3).

Таблица 1

Результаты газоконденсатных исследований скважины на разных режимах работы

| Диаметр шайбы | Диаметр штуцера | Pтр | Pзтр | Qгаза | Qжид | Qст.канд | Qнест.канд | Содержание стабильного конденсата | Содержание нестабильного конденсата | Плотность |
|------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---|---|-------------------|
| мм | мм | кгс/см ² | кгс/см ² | (тыс.м ³ /сут) | м ³ /сут | м ³ /сут | м ³ /сут | см ³ /м ³ | см ³ /м ³ | г/см ³ |
| 14 | 15 | 30,7 | 42,5 | 62,2 | 6,43 | 6,43 | 7,84 | 103 | 127 | 0,707 |
| 10 | 11 | 40,2 | 46,6 | 53,3 | 2,08 | 2,08 | 2,7 | 38,9 | 50,4 | 0,684 |

Таблица 2

Результаты гидродинамических исследований скважины на разных режимах работы

| Д _{ш.} мм | Время режима час | Давление, кгс/см ² | | | | Температура, °С | | | Депрессия | | V _{ззб} | Q _{см} | Q _{з.св.} |
|-----------------------|------------------------|-------------------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|------------------|------------------|---------------------|-------|------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | P _{гол} | P _{зтр} | P _{изм} | P _{ззб} | T _y | T _{изм} | T _{ззб} | кгс/см ² | % | м/сек | (тыс.н.м ³) /сут | (тыс.н.м ³) /сут |
| 10,0 | 24,0 | 40,09 | 47,04 | 39,89 | 89,76 | 10,0 | 9,0 | 77,1 | 12,10 | 11,88 | 2,67 | 56,89 | 466,93 |
| 12,0 | 20,0 | 32,17 | 42,66 | 31,97 | 87,02 | 12,0 | 11,0 | 76,8 | 14,84 | 14,57 | 3,14 | 64,72 | |
| 14,0 | 20,0 | 27,94 | 41,97 | 27,74 | 85,07 | 13,0 | 12,0 | 76,1 | 16,79 | 16,48 | 1,80 | 36,26 | |
| КВД | 360,0 | 75,61 | 75,68 | - | 101,86 | 0,0 | - | 78,9 | 0,00 | 0,00 | - | 0,00 | |

По результатам исследований видно, что оптимальный режим работы скважины поддерживается при диаметре шайбы 12 мм. При уменьшении диаметра шайбы до 10 мм содержание конденсата в продукции скважины резко снижается. Это дает основания предполагать, что при данном режиме работы отсутствуют условия выноса конденсата на поверхность в результате снижения скорости газожидкостной смеси.

Таблица 3

Результаты поинтервального замера давления по глубине скважины при диаметре шайбы 12 мм

| № п/п | Глубина спуска, м | | P _{зам} , кгс/см ² | T _{пл} , °С | Плотность в интервалах замеров, г/см ³ | Диаметр НКТ, мм | Скорость ГЖС в интервале, м/с |
|-------|-------------------|----------|---|----------------------|---|-----------------------|-------------------------------------|
| | по стволу | по верт. | | | | | |
| 1 | 1000 | 999,99 | 37,62 | 35,0 | | 89 | 4,31 |
| 2 | 1500 | 1488,11 | 39,37 | 48,7 | 0,036 | | 4,35 |
| 3 | 2000 | 1854,89 | 44,58 | 57,7 | 0,142 | | 3,99 |
| 4 | 2500 | 2243,62 | 59,41 | 66,5 | 0,381 | | 3,03 |
| 5 | 3000 | 2634,49 | 73,68 | 73,2 | 0,365 | | 2,50 |
| 6 | 3100 | 2712,40 | 76,37 | 74,2 | 0,345 | 73 | 3,47 |
| 7 | 3200 | 2790,95 | 79,10 | 75,3 | 0,348 | | 3,36 |
| 8 | 3300 | 2872,63 | 82,89 | 76,1 | 0,464 | | 3,22 |
| 9 | 3410 | 2965,34 | 87,01 | 76,8 | 0,444 | | 3,15 |

Установлено, что в интервале ниже 1500 метров происходит резкое увеличение плотности газожидкостной смеси, что указывает на скопление конденсата в лифтовой колонне.

Скопление конденсата является следствием следующих причин:

- происходит резкое снижение скорости потока в верхней части лифтовой колонны (диаметр 89мм), площадь сечения которой существенно больше, чем в нижней части лифтовой колонны (диаметр 73мм);
- наклонный профиль скважины способствует разделению жидкой и газообразной фазы, а также созданию реверсивных потоков (подъему-стеканию жидкости) в лифтовой колонне;
- при снижении температуры и давления создаются условия для выпадения конденсата в колонне лифтовых труб.

Таким образом, в нижней части колонны лифтовых труб создались условия для образования конденсатной пробки, создающей противодействие на пласт.

Учитывая конструкцию скважины, режимы ее работы и анализ результатов проведенных исследований, путем моделирования работы скважины при различных диаметрах спускаемой непрерывной гибкой трубы с учетом риска возможного увеличения объема водоконденсатного притока, была подобрана оптимальная компоновка лифтовой трубы – верхняя часть трубы диаметром 60,3 мм (длина 2900 м) и нижняя часть диаметром 50,8 мм (длина 500 м).

Продолжительность работ по спуску центральной лифтовой колонны, реконструкции фонтанной арматуры и установки управляющего комплекса составила 8 суток. По итогам работ скважина работает стабильно в широком диапазоне дебитов, после выхода на режим дебит газа возрос с 60 тыс.н.м³/сут до 75 тыс.н.м³/сут. Трубные и затрубные давления изменяются синхронно, что говорит об отсутствии столба жидкости в затрубном пространстве. Технологический комплекс контроля и управления работой скважины обеспечил надежную эксплуатацию в условиях Крайнего Севера.

Таким образом, технология эксплуатации газовых скважин с использованием концентрических лифтовых труб является эффективным способом удаления жидкости с забоя скважины. Ее применение перспективно на поздней и завершающей стадиях разработки месторождения. После технического перевооружения скважины исчезает необходимость проведения технологических продувок, происходит увеличение дебита скважины и стабилизируется режим ее работы.

Литература

1. Корякин А.Ю., Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса – М., 2016г. – 272с.
2. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам Р Газпром 2-3.3-556-2011., М., 2011г. – 29с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ НА УРЕНГОЙСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНО)

В.В. Резван

Научный руководитель - старший преподаватель О.В. Носова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из важнейших проблем при эксплуатации газовых месторождений является образование газогидратов. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода. Затраты нефтегазовых компаний на предупреждение и борьбу с газогидратными пробками составляют значительную часть стоимости эксплуатации месторождений и транспорта газа. Поэтому сокращение эксплуатационных затрат на предупреждение и борьбу с гидратообразованием в промысловых системах добычи газа и дальнейшего его транспорта вызывает немалый интерес со стороны многих добывающих и эксплуатирующих компаний нефтегазовой отрасли.

В большинстве случаев для предотвращения образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования. На Уренгойском месторождении применяется метанол. Метанол имеет высокую эффективность, но при этом обладает такими недостатками, как высокая стоимость, высокие затраты на доставку, токсичность.

Для газопромысловых систем Уренгойского месторождения характерен высокий суточный расход скважинной продукции. При этом большую часть года скважины и установки подготовки эксплуатируются при отрицательных температурах, а газ содержит в себе достаточное для образования гидратов количество воды [1]

В данных условиях для предотвращения образования гидратов требуется большое количество метанола. Поэтому существует необходимость в разработке решений по оптимизации технологических схем и снижению расхода ингибитора.

Существуют следующие пути экономии и сокращения расхода метанола [2]:

– использование технологической карты ингибирования скважин в зависимости от характеристик их работы

– рециркуляция метанола на одной и той же технологической линии подготовки газа

– использование смешанных ингибиторов (метанол + ДЭГ)

– использование колонны отдувки с различными сочетаниями вспомогательного оборудования

– регенерация с помощью ректификационной колонны

В данной работе был рассмотрен технологический процесс подготовки газа на УКПГ-22 Уренгойского месторождения.

Для оценки эффективности использования метанола была построена модель технологической схемы установки комплексной подготовки газа в программном комплексе Aspen Hysys, представленная на рисунке.

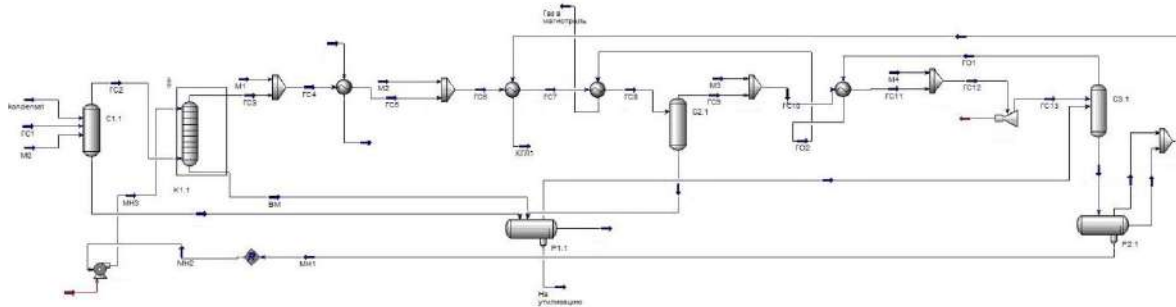


Рис. Модель установки комплексной подготовки газа

Для оптимизации процесса ингибирования в технологическую схему включена колонна отдувки метанола.

Продукция от кустов скважин под давлением 12,4 МПа и температурой 34,2°С поступает в первичный сепаратор. В первичном сепараторе производится улавливание возможных жидкостных пробок, очистка газа от мехпримесей и жидкости.

После первичного сепаратора газ поступает в колонну отдувки метанола, предназначенную для отдувки газом насыщенного метанола высокой концентрации, выделившегося в низкотемпературном сепараторе, до раствора более низкой концентрации.

Поток газа поступает в нижнюю часть колонны, поднимаясь вверх, а ВМР подается на верхнюю массообменную тарелку и в противотоке потоку газа проходит ряд массообменных тарелок. Водная фаза с остаточным содержанием метанола сливается в нижнюю (кубовую) часть.

После колонны отдувки газ ступенчато охлаждается до 14°С и направляется в блок сепаратора промежуточного, где производится выделение облегченного газового конденсата и метанольной воды. После промежуточного сепаратора газ проходит еще один теплообменник и направляется в блок эжекторов, где давление газа снижается до 6,05 МПа, а температура снижается до минус 31°С. В данной модели для упрощения блок эжекторов был заменен на турбодетандер.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Затем газ поступает в низкотемпературный сепаратор, где из газа производится выделение легкого газового конденсата и насыщенного раствора метанола. Далее поток осушенного газа направляется в теплообменники второй и первой ступеней, где охлаждает встречный поток сырого газа и после этого направляется в газопровод внешнего транспорта.

Возможными местами образования гидратов в технологической схеме являются выходные потоки из теплообменников, аппарата воздушного охлаждения и поток из блока эжекторов в блок низкотемпературного сепаратора. Для предотвращения гидратообразования в этих точках предусмотрен впрыск концентрированного метанола (концентрация 80 процентов массовых).

Рассмотрены 3 случая:

1. Метанол впрыскивается только на куст.
2. Метанол впрыскивается на куст и в технологическую схему.
3. Метанол впрыскивается на куст и в технологическую схему с применением колонны отдувки.

Эффективность работы колонны оценивалась по трем показателям:

- по общему расходу метанола на установке для поддержания безгидратного режима работы.
- по снижению температуры гидратообразования.
- по расходу и концентрации водометанольного раствора, попадающего в разделитель жидкости и идущего

на утилизацию.

В таблице 1 приведены значения температуры гидратообразования в возможных местах образования гидратов при одинаковом расходе концентрированного метанола.

В таблице 2 представлены минимальные необходимые расходы концентрированного метанола для работы установки подготовки газа в безгидратном режиме (температура гидратообразования ниже температуры потока во всех точках технологической схемы).

Таблица 1

Температура гидратообразования, °С

| № потока газа | Впрыск на куст: расход 1400 кг/ч | Впрыск на куст(1000), в схему(400): расход 1400 кг/ч) | Впрыск на куст, в схему + колонна: расход 1400 кг/ч) |
|---------------|----------------------------------|---|--|
| ГС4 | -5,24 | -2,63 | -8,03 |
| ГС6 | -5,28 | -6,59 | -12,11 |
| ГС8 | -5,36 | -6,66 | -12,20 |
| ГС10 | -6,09 | -12,45 | -17,71 |
| ГС13 | -14,66 | -25,97 | -33,06 |

Таблица 2

Расход метанола, кг/час

| № потока метанола | Впрыск только на куст | Впрыск на куст и в схему | С использованием колонны отдувки |
|-------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------------------|
| М0 | 2250 | 1000 | 1000 |
| М1 | - | 150 | 100 |
| М2 | - | 150 | 100 |
| М3 | - | 145 | 100 |
| М4 | - | 100 | 100 |
| Итого | 2250 | 1545 | 1400 |

Из полученных результатов видно, что впрыск части метанола непосредственно в технологические потоки установки подготовки дает понижение температуры гидратообразования по сравнению со случаем, когда метанол впрыскивается только на куст.

Применение колонны отдувки дает значительное понижение температуры гидратообразования по всей технологической схеме.

Применение впрыска метанола только на куст скважин требует высокого расхода метанола, что ведет к дополнительным затратам. Впрыск части метанола непосредственно в схему приводит к значительному снижению общего расхода.

Включение в технологическую схему колонны отдувки позволяет получить дополнительное сокращение расхода концентрированного метанола на 145 кг/час (таблица 2).

При использовании колонны отдувки в разделитель направляется метанольный раствор с низа первичного сепаратора, с низа промежуточного сепаратора и с низа самой колонны. Расход метанола для ингибирования 1400 кг/ч. При таком режиме расход чистого метанола в составе ВМР на утилизацию составляет 67,7 кг/ч.

Если исключить из технологической схемы колонну отдувки, то в разделитель будут направляться потоки раствора с низа первичного сепаратора, с низа промежуточного сепаратора и с низа низкотемпературного сепаратора. При этом расход метанола в технологической схеме такой же, как при использовании колонны. В данном режиме расход метанола на утилизацию составит 117,6 кг/ч.

Использование колонны отдувки снижает расход ВМР, идущего на утилизацию, на 49,9 кг/ч. Это позволяет уменьшить негативное влияние метанола на окружающую среду и минимизировать затраты предприятия на утилизацию.

Литература

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти. М.: РАО ГАЗПРОМ, ВНИИГАЗ, 1990. 213 с.
2. Истомин В.А., Минулов Р.М., Грицишин Д.Н. Технологии предупреждения гидратообразования в промышленных системах: проблемы и перспективы // Газохимия, 2009, №6. С.32-40.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛОвого РАСЧЕТА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PIPEMODEL

В.В. Резван, А.А. Самарин

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Безаварийная эксплуатация магистральных нефтепроводов тесно связана с работоспособностью труб и напрямую зависит от их несущей способности, которая, в свою очередь, в процессе длительной эксплуатации, неизбежно снижается в результате развития дефектного состояния. В настоящее время нефтяные компании, занимающиеся магистральным транспортом нефти, стремятся к снижению аварийности и повышению безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Главной причиной капитального ремонта, является наличие дефектов, угрожающих надежному функционированию трубопровода, в частности процессы, связанные с коррозионным разрушением трубу в следствие износа покрытия. Коррозия трубопровода, является основной причиной производства работ, связанных с ремонтом трубопровода. По статистическим данным, одна треть труб, находящихся в эксплуатации более 30 лет, подлежит замене.

Среди основных дефектов, встречающихся на трубопроводах, можно выделить:

- дефекты структуры металла – расслоение; неметаллические включения; плохое качество трубы, выпускаемой заводом–изготовителем и др.;

- дефекты геометрии – вмятины, гофры, отклонения от кругового сечения;

- дефекты сварных соединений – трещины, непровары, поры, шлаковые включения, прожоги, неравномерное усиление сварного шва по ширине и высоте, недопустимые смещения кромок свариваемых труб и др.;

- поверхностные дефекты – коррозионный износ, включая коррозионные каверны, трещины, стресс - коррозионные трещины, эрозийный износ, царапины из-за небрежного обращения с трубами при строительстве и перевозках и др.

Техническая диагностика позволяет оценить реальную экологическую ситуацию на всех этапах, на которых происходит эксплуатация и строительство трубопроводов, а также в тех зонах, в которых происходит техногенное воздействие объекта.

Одним из методов контроля состояния изоляции стенок трубопровода является тепловой контроль. [1]

Неразрушающий тепловой контроль качества промышленной продукции и элементов конструкций производственных объектов является неотъемлемой частью производственного процесса во многих отраслях, например, в теплоэнергетике, строительстве, нефтегазовой промышленности. Важной компонентой теплового неразрушающего контроля являются модели тепловых процессов обследуемых объектов. Без таких моделей трудно, а зачастую, и невозможно адекватно идентифицировать масштаб обнаруженных дефектов и оценить меры по их ликвидации. Существуют универсальные программы расчета тепловых полей, например, программный комплекс “Comsol”. Их недостаток в том, что зачастую невозможно в реальные сроки рассчитать тепловое поле более или менее сложного объекта с большим (порядка нескольких миллионов) количеством расчетных точек.

Некоторые отрасли, в которых тепловой контроль жизненно важен, заказывают разработку специализированных моделей тепловых испытаний, например, ракетостроительные и авиастроительные корпорации. Лаборатория теплового контроля инженерной школы неразрушающего контроля ТПУ занимается разработкой таких моделей. В качестве примера можно указать корпорацию «Эйрбас» - работа выполнена в 2016 г., индийские предприятия ракетостроения – работа выполнялась в 2012 г., и в этом (2018-м году) уже на новом уровне. Имеется постоянно обновляемая программа “ThermoCalc3D” мирового уровня – она позволяет моделировать тепловые испытания слоистых объектов.

Для объектов цилиндрической структуры известна программа моделирования тепловых процессов цементной печи, разработанная в ТПУ. Однако в силу своей специфичности она не может применяться к объектам трубопроводного транспорта.

Таким образом, разработка модели тепловых процессов в многослойных объектах трубопроводного транспорта до сих пор является актуальной задачей, так как проектов в данной области мало.

Задача моделирования тепловых процессов в трубе может быть сформулирована следующим образом:

– считаем известными: теплофизические параметры материалов корпуса трубопровода, расход жидкости, её исходную температуру, теплофизические параметры теплообмена корпуса трубы с жидкостью и с окружающей средой;

– неизвестные величины: распределение температуры на поверхности, внутри корпуса трубы и в жидкости вдоль трубы;

– необходимо решить совокупность уравнений, записанных для элементарных ячеек, и найти неизвестные величины.

Для аппроксимации процесса теплопроводности будем использовать равномерно распределенное множество точек в пространстве R-φ-Z (цилиндрическая система координат). Такое множество называется конечно-разностной сеткой, а сами точки – узлами сетки. Рассмотрим такую сетку с узлами. Вокруг каждого такого узла очертим поверхность равного влияния узлов. Ячейки, полученные таким способом, называются ячейками Дирихле [2]. Самый внешний цилиндрический слой узлов зададим на внешней границе трубопровода. Каждый переход от одного слоя трубопровода к другому будет совпадать с одним из координатных слоев узлов сетки. Внутри трубы зададим узлы, зависящие только от координаты Z.

Наличие большого числа рассматриваемых тепловых, гидравлических процессов и параметров приводит к необходимости использования в качестве методики моделирования метода расщепления по физическим процессам [2]. В данном случае моделирование объекта заключается в последовательном моделировании физических процессов, происходящих в нем, на каждом временном шаге. Такими процессами будут теплопередача, перемещение жидкости. При этом трехмерный процесс теплопередачи расщепим на три составляющих: теплопередача вдоль радиуса, теплопередача вдоль осевой координаты и по азимутальной координате. [3]

В компьютерной программе PipeModel, реализующей предложенную выше модель, нужно обозначить следующие три её основные части:

1. Взаимодействие пользователя с программой (интерфейс) по вводу исходных данных.

2. Процесс вычислений, реализующих математическую модель.

3. Вывод полученных данных в удобной для пользователя форме:

– изображение поля температур на поверхности трубопровода в виде термограммы,

– пространственные профили температуры вдоль оси Z на поверхности трубопровода, профили температур вдоль радиуса.

– временные профили температуры в заданной точке внешней поверхности.

– таблицы температур на поверхности трубопровода.

После задания условий программа по команде производит расчет.

Полученные результаты выводятся в виде термограммы, пространственного профиля температуры, временного профиля температуры и таблицы температур.

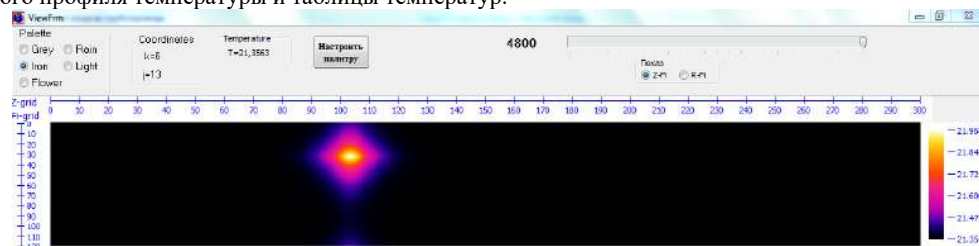


Рис. 1 Термограмма трубопровода по длине

Термограммы позволяют найти температуру в любой точке трубопровода. На рисунке 1 всплеск показывает место дефекта.

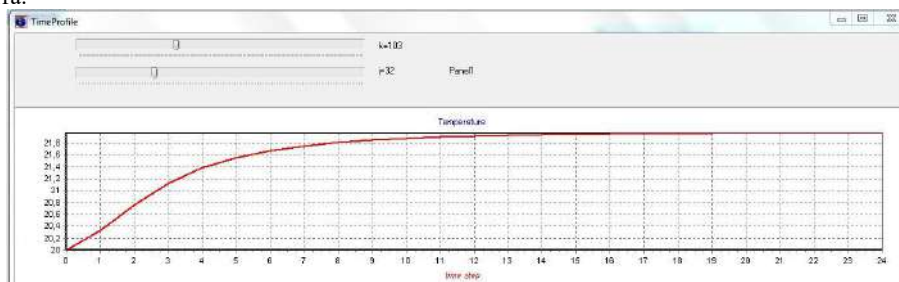


Рис. 2 Временной профиль температуры

С помощью временного профиля температуры (рис.2) можно в определенной точке посмотреть изменение температуры во времени, и момент, когда температура установится и станет стационарной.

Диагностика трубопроводов тепловым методом с применением моделирования позволяет в короткие сроки и с небольшими затратами определить место образования дефекта и необходимость его срочного устранения. Для этого перед непосредственными замерами тепловизором проводится расчет дефекта в программном комплексе с построением термограмм и профилей температуры. Затем полученная при измерениях термограмма сравнивается с модельной и делается вывод о размерах и критичности дефекта.

Данный метод не требует снятия изоляции, что значительно сокращает время проведения диагностики. Также, кроме тепловизора и моделирующей программы, практически не требуется дополнительного оборудования.

Достоинства этой методики контроля позволяют рекомендовать ее к использованию во многих сферах деятельности, и прежде всего, в нефтегазовом деле.

Литература

1. Инфракрасная термография и тепловой контроль: научное издание/ Вавилов В. П.; редактор Клейзер В. П. – Москва: ИД Спектр, 2013. – 27, 91-93, 179 с.
2. Самарский А.А. Теория разностных схем. –М.: «Наука», 1989.
3. Chandler H.W., Macphree D.E. A model for the flow of cement pastes//Cement and Concrete Research. – 2003. – № 33 (2). – P. 265 – 270.

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ОБРАЗОВАНИЮ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ: ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ

А.Д. Рябов

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газогидраты часто встречаются на газовых и газоконденсатных месторождениях, их образование на стенках насосно-компрессорных труб и других промысловых трубопроводах ведет к различным технологическим проблемам. Ликвидация гидратных пробок является сложной задачей, так как требует больших затрат на оборудование и другого материала (ингибитора), такая процедура занимает от нескольких дней до нескольких месяцев. На сегодняшний день газовые предприятия ищут методы сокращения затрат на ингибиторы.

В 1996 году Ж. П. Лэдэрхосоном и Е. Д. Слоаном было проведено исследование, в котором были оценены эффективности таких ингибиторов как водорастворимые полимерные соединения PVP, VIMA/VCar, PVPCar и VC-713 при воздействии на образование гидратов в стволе скважины. Главной целью этого исследования было сокращение расходов на метанол при высоком содержании сероводорода. Были сделаны следующие выводы: эффективными и экономичными ингибиторами, которые применяются на производстве, выбраны PVPCar и VC-713; применение таких ингибиторов при содержании сероводорода более 10% становится неэффективно; при замене можно добиться 7-8-кратного сокращения затрат на ингибирование.

Специалистами из ВНИИГАЗа и ООО «Газпром добыча Уренгой» были поставлены и решены задачи о технологии оптимального применения метанола на установках нефтетранспортной системы Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения еще в 1985 году. Решением является технология рециркуляции и отдувки метанола представлена патентом РФ №1350447. При поздней эксплуатации газоконденсатных залежей при подключении дожимной компрессорной станции разработали модификацию технологии отдувки метанола, называемой «Оптимет».

В диссертации «Научные основы и технологии воздействия физических полей на гидратопарафиновые отложения в нефтяных скважинах» предложен способ по воздействию на газогидратные отложения путем приложения высокочастотного электромагнитного колебания в стволе скважины. Были поставлены задачи на исследование электромагнитных свойств на многофазные системы и их распространение в трубах. Были проведены эксперименты по динамике разложения гидратной пробки и разработаны возможные варианты использования высокочастотного электромагнитного поля. Также представлены механические технологии и средства удаления гидратных отложений.

Также с целью создания методов и технологических решений для предупреждения гидратообразования в скважине в работе «Разработка комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием и интенсификации добычи нефти и газа» в условиях Ванкорского месторождения предложено техническое устройство для вибросейсмического воздействия на призабойную зону пласта.

П.В. Волков предложил техническое устройство, имеющее теплофизическое воздействие на трубопровод, что позволяет исключить использование метанола. Приведены формулы, по которым можно определить необходимое количество теплоты для разрушения газового гидрата, и при правильно настройке контрольноизмерительных приборов можно добиться бесперебойной работы системы.

Исследования по эффективности использования кинетических ингибиторов PVP, VIMA/VCar, PVPCar и VC-713 проводились для месторождений Чуань Дон 1 (2,3) провинции Сычуань, Китай. Исследовалась зависимость массовой доли от степени переохлаждения системы и сравнивались степени переохлаждения системы, при которых реагент еще эффективен.

Таблица

Результаты анализа возможности повышения эффективности применения метанола за счет использования кинетических ингибиторов [1]

| Параметры | Месторождение | | |
|--|---------------|-------------|-------------|
| | Чуань Дон-1 | Чуань Дон-2 | Чуань Дон-3 |
| Температура гидратообразования, °С | 18,6 | 17-21 | 24,5 |
| Величина степени переохлаждения, °С | 8-9,6 | 4,5-9,2 | 16,5 |
| Необходимое содержание метанола в водном растворе, % | 16,59-19,66 | 9,57-18,94 | 31,87 |
| Необходимое содержание PVCар в водном растворе, % | 0,0875-0,25 | 0,025-0,225 | - |
| Соотношение содержаний метанола и PVCар | 78,64-189,6 | 84,18-382,8 | - |
| Соотношение затрат на метанол и PVCар | 7,864-18,96 | 8,418-38,28 | - |

После определения условий гидратообразования по методу Бейли и Вишера установили необходимую концентрацию PVPCar для данных месторождений, провели сравнительные работы по возможности замещения метанола кинетическими ингибиторами, которые представлены в таблице.

ООО «Газпром добыча Уренгой» решили задачу по оптимизации расхода метанола посредством рециркуляции на одной и той же технологической линии подготовки газа, которая представлена на рисунке 1 по патенту РФ № 1350447. 1 – сепаратор I ступени; 2 – рекуперативный теплообменник; 3 – сепаратор промежуточный; 4 – теплообменник; 5 – сепаратор II ступени; 6 – штуцер (эжектор); 7 и 8 – насосы

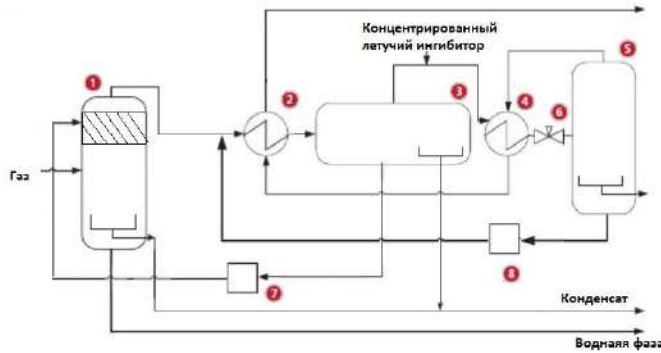


Рис.1 Технология прямоточно-противоточной рециркуляции метанола по патенту РФ № 1350447

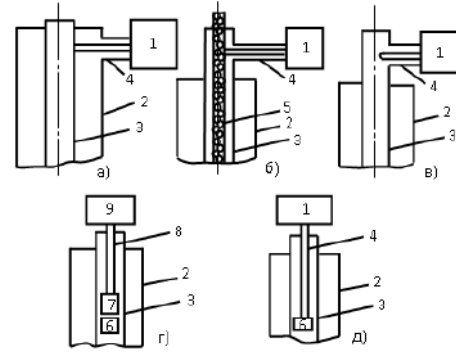


Рис. 2 Схемы технологического применения электромагнитного воздействия для разложения газогидрата в скважинах

Говоря о электромагнитном воздействии возможны различные варианты использования оборудования электромагнитного воздействия, которые показаны на рисунке 2. 1 – высокочастотный генератор, 2 – обсадная колонна, 3 – насосно-компрессорная труба, 4 – фидер (радиочастотный кабель), 5 – штанга, 6 – излучатель, 7 – преобразователь частоты, 8 – грузонесущий геофизический кабель, 9 – блок питания

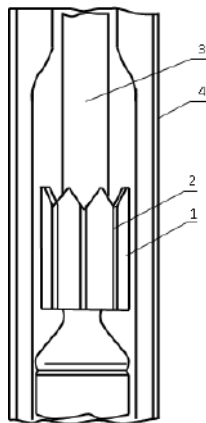


Рис.3 Схема установки фрезы на штанге

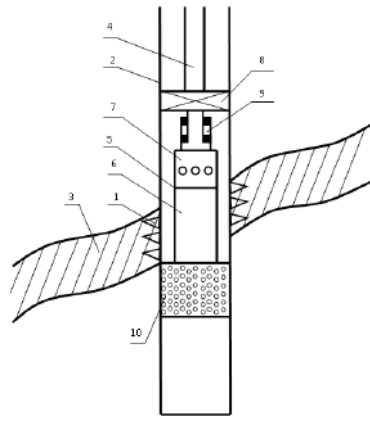


Рис.4 Схема установки для виброесейсмохимического воздействия на призабойную зону пласта

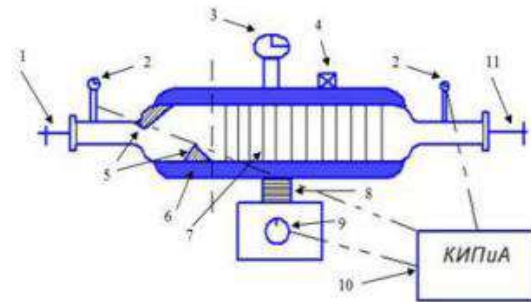


Рис.5 Схема технологической сборки для теплофизического воздействия и предотвращения гидратообразования

Механический метод, показанный на рисунке 3, представляет собой механизм, состоящий из двух полумуфт, где верхние кромки имеют острую зубчатую форму, центризатора-фрезы, имеющий продольные пазы для вывода разбуренной ледово-парафиновой массы из зоны разрезания. На рис. 3: 1 – фреза, 2 – пазы, 3 – штанга, 4 – насосокомпрессорные трубы

Предложена технологии виброесейсмохимического воздействия на призабойную зону пласта, на рисунке 4 представлена схема установки для такого воздействия. 1 - призабойная зона пласта, 2 - скважина, 3 - пласт, 4 - колонна насосокомпрессорных труб, 5 - скважинный забойный агрегат, 6 - генератор сейсмических волн, 7 - пружинно-клапанный пульсатор, 8 - пакер, 9 - телескопический компенсатор перемещений установки при нанесении ударов, 10 - цементный мост.

Теплофизический способ воздействия на образование гидратов представлен устройством, встраиваемым в основную линию газожидкостного потока. Схема такой конструкции представлена на рисунке 5. 1 – вход газоконденсатной смеси в установку, содержащей гидраты различной дисперсности, 2 – датчик температуры и давления потока, 3 – датчик температуры теплоносителя, 4 – заливное отверстие теплоносителя, 5 – выступы для первичного разрушения гидратов, 6 – теплоноситель, 7 – завихритель-разрушитель, 8 – нагревательный тен, 9 – регулятор температуры теплоносителя, 10 – контрольноизмерительные приборы для автоматической работы системы, 11 – выход смеси газа и конденсата из установки.

Таким образом можно сделать вывод, что существует множество различных технологий для замены привычного метода борьбы с газогидратами, некоторые из них уже применяются на различных месторождениях, причем с помощью таких установок можно добиться экономической выгоды.

Литература

1. Багаутдинов Н.Я. Научные основы и технологии воздействия физических полей на гидратопарафиновые отложения в нефтяных скважинах: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2007г. – С. 20 – 35.

2. Ван Аньлунь, Якушев В.С. Перспективы замены метанола кинетическими ингибиторами гидратообразования в системах сбора газа сероводородсодержащих месторождений провинции Сычуань, Китай//Газовая промышленность. – Москва, 2015. – № 12. – С. 79 – 82.
3. Волков П.В. Выбор способа при теплофизическом воздействии для предотвращения гидратообразования при подготовки газа и конденсата // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума студ., аспирант. и молодых ученых. – Томск, 2017. – Т.1. – С. 74 – 75.
4. Истомин В.А., Ланчаков Г.А., Ставицкий В.А., Цветков Н.А., Колинченко И.В. Технологии предупреждения гидратообразования на Уренгойском НГКМ//Газовая промышленность. – Москва, 2008. – № 8. – С. 43 – 47.
5. Шагитов Р.Р. Разработка комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием и интенсификации добычи нефти и газа: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2012г. – С. 16 – 22.

К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАВЛОВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.П. Рябоконе

Научный руководитель - доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Поддержание пластового давления на уровне первоначальных значений обеспечивает разработку месторождения при высоких темпах и коэффициентах извлечения запасов нефти. Оценка энергетического состояния нефтяной залежи при её разработке, показателей, характеризующих динамику изменения пластового давления и влияния его на гидродинамическое состояние продуктивного пласта, и в конечном итоге разработка на этой основе мероприятий, направленных на повышение эффективности процесса извлечения углеводородов, является одной из важных и актуальных задач в нефтегазодобыче [5, 9].

Павловское газонефтяное месторождение разрабатывается с 1962 г. Нефтегазоносность установлена в нижнекаменноугольных карбонатных отложениях турнейского яруса (T_1 , T_2), в терригенных отложениях радаевского, бобриковского, тувльского горизонтов Мл, Бб₂, Бб₁, Тл₂₋₆, Тл_{2-а} визейского яруса и в среднекаменноугольных отложениях башкирского яруса и верейского горизонта. По величине извлекаемых запасов (55,5%) основной объект разработки – пласты в отложениях визейского яруса (таблица). Геолого-физическая характеристика (средние значения) основного объекта разработки приведена в таблице.

Таблица

Геолого-физическая характеристика визейского яруса

| Параметр | Значение |
|---|----------|
| Глубина залегания (абс. отм.), м | 1200 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 2,8 |
| Пористость, % | 26 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,38 |
| Вязкость нефти, мПа·с | |
| - в пластовых условиях | 6,35 |
| - дегазированной | 16,8 |
| Плотность нефти, кг/м ³ | |
| - в пластовых условиях | 834 |
| - дегазированной | 876 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | 10,2 |
| Пластовое давление, МПа | |
| - начальное | 14,6 |
| - текущее | 13,4 |
| Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т | 54,4 |

Основная залежь объекта, объединяющая Барановское, Павловское, Улыкское и Южно-Павловское поднятия, разрабатывается с поддержанием пластового давления (разрезание залежи на блоки рядами нагнетательных скважин с организацией очагового заводнения внутри блоков). Система поддержания пластового давления требует совершенствования для повышения пластового давления и более эффективного вытеснения нефти.

Известно, что механизм выработки запасов углеводородов определяется на основе анализа комплекса гидродинамических и геофизических исследований скважин. По результатам анализа исследований система заводнения может быть скорректирована в зависимости от неоднородности пласта по следующим направлениям:

1) Регулирование объёма закачки

Увеличение репрессии на продуктивный пласт существующей системой поддержания пластового давления и образование трещин гидроразрыва при наличии двойной пористости (заглинизированный, уплотненный коллектор) позволяет вовлечь в разработку запасы, ранее не охваченные дренированием. При этом необходимо учитывать риск опережающего прорыва закачиваемой воды по более проницаемым интервалам пласта. В случае недокомпенсации по текущим показателям необходимо проводить обработку призабойной зоны для улучшения фильтрационных характеристик и увеличения притока [3, 7, 8].

2) Усиление системы поддержания пластового давления

Создание дополнительно к существующему очаговому заводнению приконтурной системы воздействия путём перевода скважин под нагнетание. За счет питания извне область дренирования скважин, расположенных вблизи контура, менее подвержена риску разгазирования нефти, что является более эффективным в сравнении с закачкой в скважины, расположенные вблизи купольной части залежи. В случае прорыва закачиваемых вод по наиболее проницаемым пропласткам необходимо перенаправить фильтрационные потоки путём оптимизации внешнего фронта и внутреннего очага. Необходимо учитывать, что компенсация растворённого в пластовой нефти газа требует значительное меньшего объёма воды, чем компенсация выделившегося газа, так как в пластовых условиях плотность свободного газа меньше плотности пластовой нефти в несколько раз и для его компенсации требуются значительно большие объёмы воды, чем для растворённого газа [1, 6, 9].

3) Перераспределение очагов нагнетания

Перераспределение очагов нагнетания необходимо при корректировке карты пластового давления, построенной по данным некорректных гидродинамических исследований скважин, например, эксплуатирующих совместно несколько пластов. Метод позволяет устранить участки локального повышения давления в области добывающих скважин и оптимально разместить по площади новые очаги нагнетания [2].

Для контроля энергетического состояния пласта необходимо знать текущее пластовое давление, которое может быть определено методами:

1) при отсутствии взаимовлияние скважин:

- дренирование полуограниченного по простиранию пласта с постоянным расходом;
- дренирование ограниченного по простиранию пласта с постоянным расходом;
- дренирование ограниченного по простиранию пласта с падающим расходом;

2) при существенном стабильном взаимовлияние скважин:

- кратковременный цикл восстановления давления;
- длительный цикл восстановления давления;
- отсутствие начального участка кривой восстановления давления;

3) взаимовлияние скважин стабильно:

- циклические исследования спада и восстановления давления (уровня) [4].

Анализ текущего состояния объекта разработки, находящегося на четвертой стадии, показал:

1) вместо площадной системы заводнения на Барановском поднятии Павловской площади реализовано законтурно-очаговое заводнение, которое обеспечивает текущую компенсацию отборов на уровне 33,0%; неравномерный охват пластов Тл_{2а} и Тл_{2б} (к которым приурочено 50% остаточных извлекаемых запасов поднятия) заводнением по площади и разрезу; величина текущего пластового давления в зонах отбора изменяется от 5,0 до 11,3 МПа при начальном 14,6 МПа;

2) отсутствует влияние закачки, так как наблюдается неравномерное распределение закачиваемого агента по разрезу и недостаточная компенсация отборов закачкой в южной части Улыкского поднятия, в результате величина пластового давления снизилась до 5,3-8,1 МПа (при давлении насыщения 10,1 МПа);

3) разработка пластов тульского горизонта на Павловском месторождении (Павловское поднятие) и Судановском месторождении (Анастасьинское, Мосягинское поднятие), расстояние до которых составляет 4-5 км, значительно влияет на величину пластового давления на Деткинском поднятии Берёзовской площади;

4) отсутствует гидродинамическая связь в северо-западной части Южно-Павловского поднятия, разница давлений в зонах отбора и закачки более 11 МПа.

Для повышения эффективности разработки визейских терригенных отложений Павловского газонефтяного месторождения необходимо совершенствовать систему поддержания пластового давления за счет создания дополнительных очагов заводнения пластов Тл_{2а} и Тл_{2б} Барановского и Улыкского поднятий Павловской площади. В связи с уточнением геологического строения, режима работы залежи Деткинское поднятия требуется организация системы поддержания пластового давления и формирование приконтурного заводнения.

Литература

1. Алишаев М.Г., Гриценко А.Н., Фомкин А.В. Необходимые объемы нагнетания воды для стабилизации пластового давления в залежи нефти фундамента месторождения Белый тигр // Нефтяное хозяйство, 2005. – № 1. – С. 52 - 55.
2. Повышение фильтрационной адекватности карт текущих пластовых давлений нефтяного месторождения / В.В.Васильев [и др.] // Нефтепромысловое дело, 2014. – № 4. – С. 10 - 14.
3. Ипатов А.И., Хромецкая И.В. Изменение системы поддержания пластового давления для приобщения низкопроницаемых нефтенасыщенных толщин в разработку / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008. – № 5. – С. 16 - 21.
4. Каешков И.С. Метод оценки пластового давления по результатам гидродинамических исследований в многоскважинных системах // Нефтепромысловое дело, 2014. – № 6. – С. 20 - 27.
5. Поплыгин В.В., Мордвинов В.А. К совершенствованию системы поддержания пластового давления при разработке бобриковской залежи Уньвинского нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010. – № 12. – С. 52 - 53.
6. Опыт повышения эффективности системы поддержания пластового давления в условиях разгазирования / Д.К. Сагитов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010. – № 1. – С. 71 - 75.
7. Моделирование полимерного заводнения при разработке Москудынского нефтяного месторождения / М.А.Филатов [и др.] // Нефтяное хозяйство, 2013. – №8. – С. 93 - 95.
8. Методы оптимального размещения скважин в системе ППД в наклонном пласте (клиноформах) с поддержанием пластового давления выше давления насыщения нефти газом / Н.И. Хисамутдинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010. – №1. – С. 27 - 33.

9. 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.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ, ВСКРЫВАЮЩИХ ПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

А.А. Серебрянников

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым днем число традиционных коллекторов, благоприятных для разработки углеводородов, становится все меньше и меньше, поэтому актуальность вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов лишь растет. Палеозойские углеводороды залегают гораздо глубже и заключены, как правило, в карбонатных породах со сложной трещиноватой структурой. С одной стороны, такое геологическое строение коллектора облегчает процесс бурения скважин – с другой стороны, возрастает угроза прорывов воды и газа, поглощения бурового раствора, либо преждевременных поломок оборудования. Однако, перспектива извлечения, согласно подсчетам специалистов, порядка 780 млн тонн углеводородного сырья в Томской области заставляет искать решения проблем разработки палеозойских отложений.

Одной из серьезных проблем, с которой столкнулись нефтедобывающие компании Томской области, занимающиеся промышленной разработкой палеозойских коллекторов, является высокое содержание парафиновых соединений в нефти. Процесс подъема высокопарафинистой нефти на поверхность сопровождается кристаллизацией и выпадением асфальтосмолистопарафиновых отложений (АСПО) в подземном оборудовании, вследствие чего снижается продуктивность добывающих скважин. Основной причиной образования АСПО является снижение температуры потока жидкости, движущейся по стволу скважины, до температуры начала кристаллизации парафинов, при которой парафиновые соединения начинают выделяться из нефти и осаждаются на поверхности насосно-компрессорных труб и погружного оборудования. [1]

В настоящее время известно большое количество методов предупреждения, либо удаления уже образовавшихся АСПО (химические, физические, тепловые). [4] Однако, эффективность их применения зависит от правильного прогнозирования выделения парафиновых отложений из потока нефти. Под прогнозированием в данном случае понимается определение температуры кристаллизации парафинов и глубины выпадения их в стволе скважины. Методология, используемая в данной работе, связана с появлением трехфазного потока жидкости в скважине в результате появления в газированной жидкости кристалликов парафина. Двигаясь по стволу скважины в составе потока жидкости, частицы парафинов адсорбируются на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, образуя слой асфальтосмолистопарафиновых веществ. [2]

В работе [3] предлагается использовать формулу распределения температуры по стволу фонтанной скважины для прогнозирования глубины начала кристаллизации парафиновых соединений:

$$t(h) = t_{пл} - \frac{t_{пл} h}{H_{вдп}} \left[1 - \frac{(1 - 0,87 e^{-0,003 Q_m}) \rho_{нд}}{\rho_{нпл}} \right] \quad (1)$$

Из уравнения (1) можно определить глубину начала кристаллизации парафинов в фонтанной скважине:

$$H_{кр} = H_{вдп} - \frac{(t_{пл} - t_{кр}) H_{вдп} \rho_{нпл}}{t_{пл} [\rho_{нпл} - (1 - 0,87 e^{-0,003 Q_m}) \rho_{нд}]} \quad (2)$$

где $t(h)$ – температура в скважине на глубине h , оС; $H_{кр}$ – точка начала кристаллизации парафина от устья, м; $t_{пл}$ – пластовая температура, оС; $t_{кр}$ – температура кристаллизации парафина, оС; Q_m – массовый дебит нефти, т/сут; $H_{вдп}$ – глубина верхних дыр перфорации, м; $\rho_{нпл}$ – плотность пластовой нефти, кг/м³; $\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м³.

За основу исследования было взято нефтегазоконденсатное месторождение Томской области, на котором выделено три объекта разработки, один из которых нефтяной и сложен породами доюрского фундамента, представленные двумя типами разрезов: карбонатными и эффузивно-карбонатными. Особенностью геологического строения данного объекта разработки является то, что он имеет сложную блоковую структуру, которая является совокупностью нескольких сообщающихся залежей и отдельно обособленных. Одной из причин выбытия добывающих скважин данного объекта в неработающий фонд является высокое содержание АСПО в оборудовании, зарастание НКТ и выкидных линий.

Так как температуру кристаллизации парафина для нефти рассмотренного месторождения в лабораторных условиях не определяли, для расчетов глубины начала кристаллизации парафинов в скважинах было взято среднее значение температуры кристаллизации парафинов по месторождениям-аналогам, расположенным в пределах Западной Сибири (30°С). Рассмотренный в ходе работы фонд добывающих скважин, в основном, представлен фонтанными скважинами, работающими на режиме истощения пластовой энергии. Система ППД на объекте разработки не организована, а единичные скважины, оборудованные электроцентробежными насосами (ЭЦН), было решено не учитывать при анализе в связи с небольшими периодами работы и многочисленными отказами.

По представленным в таблице результатам расчетов был построен график зависимости глубины начала кристаллизации парафинов в фонтанных скважинах, вскрывающих палеозойские отложения, от массового дебита нефти (Рис.), на котором можно увидеть ярко выраженную зависимость данных параметров: чем ниже массовый дебит нефти, тем раньше начинается парафинообразование в фонтанных скважинах. Проведя через все построенные

точки линию тренда и получив уравнение для полученной зависимости, был посчитан минимальный массовый дебит нефти, при котором в стволе скважины не будет происходить выпадение АСПО. Значение минимального массового дебита нефти составило 18 т/сут. В условиях рассматриваемого месторождения всего две фонтанных скважины работают с дебитом по нефти свыше 18 т/сут, поэтому можно с большой долей вероятности прогнозировать возникновение проблем с выпадением АСПО на всем действующем фонде скважин.

Таблица

Результаты расчетов глубины начала кристаллизации парафинов

| № Скважины | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|
| Массовый дебит нефти, т/сут | 2,0 | 3,9 | 3,0 | 5,5 | 7,5 | 9,9 | 12,0 | 17,9 |
| Глубина начала кристаллизации парафина от устья, м | 218 | 202 | 200 | 168 | 142 | 112 | 81 | 2 |

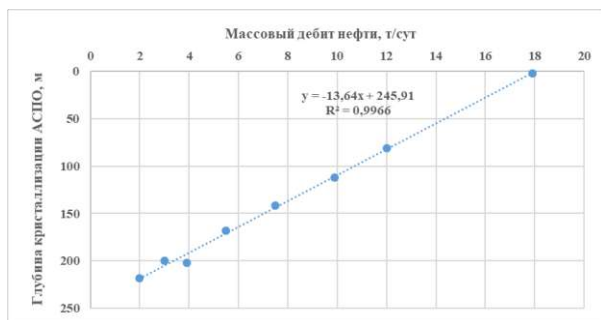


Рис. График зависимости глубины кристаллизации АСПО от массового дебита нефти

В итоге, для рассмотренного месторождения стоит рекомендовать комплекс методов борьбы с отложениями парафинов в нефтяных скважинах. Выбор конкретного метода должен быть основан на более тщательном и полном исследовании физико-химических свойств пласта и насыщающего его флюида в лабораторных условиях на специализированном оборудовании. Полученные в результате данной работы расчеты могут быть использованы при проектировании геологических мероприятий на проблемном фонде скважин и при подготовке к выполнению комплекса работ по предупреждению или устранению выпадения АСПО. Полученная в работе зависимость массового дебита нефти от глубины начала кристаллизации

парафинов позволяет сделать экспресс-оценку о возможности выпадения АСПО на конкретной добывающей скважине. Значение глубины начала кристаллизации парафина может быть использовано при планировании работ по спуску скребков в стволы скважин, при химической обработке скважин ингибиторами парафиноотложений, либо при тепловом воздействии на отложения специальными нагревателями.

Литература

1. Белкина С.А., Нагаева С.Н. Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ // Вестник Югорского государственного университета. – 2016. - №3. – С. 7-11
2. Деева Т.А., Камартинов М.Р., Кулагина Т.Е., Шевелев П.В. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях. – Томск, 2006. – 286 с.
3. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
4. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ FRAC&PACK НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» О. САХАЛИН Д.Ч. Син, А.Н. Пастухов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Одним из факторов, который осложняет эксплуатацию скважин является содержание механических примесей в пластовом флюиде. Проблема выноса вместе с нефтью механических примесей имеет место во многих нефтедобывающих регионах России и зарубежных стран. В таких условиях резко сокращается межремонтный период скважинного оборудования.

Добыча песка на месторождении «Х» повреждает нефтепромысловое оборудование и создает скважинные пустоты. Кроме того, когда твердые материалы достигают поверхности, они должны быть отделены от жидкости и утилизированы. Сложность состоит в том, чтобы свободные твердые тела не отделялись и не влияли на продуктивность скважины. В прошлом, методы заканчивания скважин с пескопроявлением обычно ограничивали продуктивность. Для решения этой проблемы появились новые технологии, многие из которых находят применение на Ближнем Востоке и в Азии.

Углеводороды, полученные из плохо укрепленных резервуаров, могут содержать мелкие тела, такие как глины и песок. Установка оборудования для контроля песка без влияния на продуктивность, регулирования потока и извлечение полезных ископаемых является сложной и дорогостоящей задачей. Однако затраты на ремонт очень высоки особенно для глубоководных скважин. На месторождении «Х» необходимо применение надежных методов контроля песка в скважинах, метод Frac&Pack (рис.) обеспечивает эффективное решение.

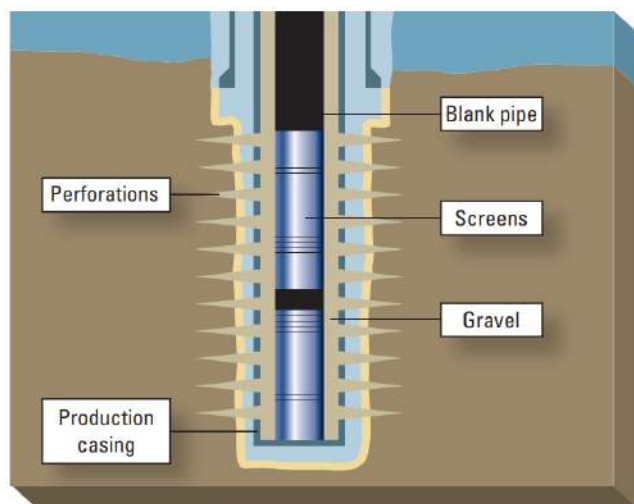


Рис. Технология Frac&Pack

Принцип технологии Frac&Pack

Эта технология предполагает одновременный гидроразрыв пласта (ГРП) и применение технологии Gravel pack. Трещина создается с помощью высоковязкой жидкости, которая перекачивается при давлении выше давления разрыва пласта. Защитный чехол помещается во время закачки жидкости. Он располагается вне кольца обсадной колонны и фильтра. Цель состоит в том, чтобы добиться высокой проводимости гравийного фильтра, и таким образом создать канал для потока пластовых жидкостей при более низких давлениях. Этот метод сочетает в себе улучшенный ГРП с контролем выноса песка, обеспечиваемым гравийной фильтром. Создание трещины помогает повысить интенсификацию притока флюида, гравийный фильтр предотвращает образование песка, а связанные с ним фильтры останавливают попадание гравия в добываемые жидкости. Такой подход

последовательно приводит к увеличению добычи и является особенно эффективным в неустойчивых пластах, особенно в пластах с высокой проницаемостью. В некоторых случаях методы Frac&Pack могут свести значения скинфактора к нулю.

Вывод:

1. Компоновка фильтра и пакера позволяет создавать большие депрессии без риска прорыва песка, что в дальнейшем дает возможность увеличить дебиты скважин месторождения.
2. Метод Frac&Pack предотвращает повреждение пласта, уменьшает влияния скин-фактора.
3. Уменьшение износа нефтепромыслового оборудования.

Литература

1. Case History of Breaking a Paradigm: Improvement of an Immiscible Gas-Injection Project in Buracica Field by Water Injection at the GOC, U. De R.A. Lino, SPE 94978, 2005;
2. Frack Packing Handbook/edited by A. Ghalambor, S. Ali, W.D. Norman.
3. Gravel Pack Sizing Criteria – It s Time to Re-Evaluate/Ch. Fischer, V. Constien, C. Vining//SPE 179023-MS. – 2016
4. IOR Potential With Updip Water Injection in the Statfjord Fm at the Statfjord Field, Einar Hegro, Vilgeir Dalen, H.O. Strandenaes, SPE 28841-MS, 1994;
5. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации в 6 т.: Справочное пособие / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов Москва: Недра-Бизнесцентр, Т.3., 2003. 431 с.
6. Колмаков Е.А. Обзор конструкций фильтров в составе погружных электро-центробежных насосов при добыче нефти/ Е.А. Колмаков, И.В. Кондрашов, И.В. Зеньков // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2016. № 1. С. 150 – 155.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ ЖИДКОГО СТЕКЛА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «S» О. САХАЛИН

Д.Ч. Син, А.Н. Пастухов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В данной статье рассмотрена проблема с обводненностью на месторождении “S” о. Сахалин. Нами была предложена технология закачки жидкого стекла (силиката натрия). Подобран состав жидкого стекла необходимого для осуществления технологии. Проведенный анализ по месторождения “S” показывает, что закачка вязкоупругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла является эффективным методом интенсификации процессов добычи нефти.

Основы применения технологии

Изоляцию водопритока предлагается проводить составами на основе жидкого стекла. Жидкое стекло как водоизоляционный реагент довольно широко используется для проведения ремонтно-изоляционных работ в связи с высокими водоизолирующими свойствами, экологической чистотой применения и негорючестью реагента. Составы для водоизоляции с использованием жидкого стекла обладают оптимальными реологическими свойствами, обеспечивающими высокую селективность фильтрации, устойчивы к механическому и термическому разрушению. Гели, которые образуются в призабойной зоне после закачки композиции, создают повышенные фильтрационные сопротивления в высокопроницаемых зонах, достаточные для выравнивания профиля притока, остаточный фактор сопротивления $R_{ост} \geq 500$. Физико-химическая основа применения композиций на основе силиката натрия

заключается в том, что при взаимодействии в пластовых условиях раствора жидкого стекла с минерализованной пластовой водой или отвердителем образуется золь кремниевой кислоты, устойчивый к размыву и способный селективно закупоривать высокопроницаемые пропластки в водонасыщенной части пласта.

Материалы необходимые для осуществления технологии

Для проведения изоляционных работ используются гелеобразующие композиции на основе силиката натрия с добавлением активатора. В качестве активатора используется хлористый или азотнокислый аммоний, борная, щавелевая или лимонная кислоты технического качества. В качестве растворителя для приготовления гелеобразующей системы применяют только пресные воды. Для придания эластичности и повышения прочности силикатные гели модифицируют водорастворимыми полимерами акриламида (ПАА), добавка которого в количестве 0,03% улучшает изолирующие свойства силикатного геля. Для этой композиции характерны высокие остаточные факторы сопротивления, которые практически не меняются после прокачки больших объемов воды. Добавляют ПАА в силикатные растворы только в закрепляющие оторочки композиции, которые испытывают максимальные сдвиговые нагрузки в пористой среде. Таким образом, для проведения работ по водоизоляции композиция состоит из следующих компонентов - силикат натрия (жидкое стекло) – 5%, ПАА – 0,03%, соляная кислота – 1%, вода пресная – остальное.

Вывод

Закачка жидкого стекла в скважину №42 на месторождении “S” была проведена ЗАО «Петросах» при научном сопровождении ОАО ВНИИнефть 27-30 июля 2018 г.

Анализ результатов влияния проведенной технологической операции на близко расположенные и более удаленные добывающие скважины показал следующее:

По скважинам №№ 34, 48, 47, 49, 6 за период май – октябрь 2018 г. изменений в режиме работы и объемах отмечено увеличение продукции.

По скважине № 30 с апреля до 25 июня имело место регулярное падение дебитов: жидкости с 28 до 12 м³/сут, нефти с 9,7 до 7 т/сут и рост обводненности с 70% до 26%, 25 июня ЭЦН в скважине остановился. После чистки насоса дебит скважины 30 июня составил: жидкости – 10,7 м³/сут, нефти – 9 т/сут при обводненности – 26%.

По скважине № 46, эксплуатирующейся в фонтанном режиме, за период июнь - февраль 2019 г. величина дебита по нефти стабилизировалась на уровне 69 т/сут, дебит по жидкости стабилен на уровне 30 м³/сут, обводненность при этом составляла 0,9 %.

После закачки жидкого стекла в скважину №42 было отмечено следующее:

стабилизация добычи по скважине № 30 (ближайшая к скважине №42);

замедление темпа падения дебитов и роста обводненности по скважине № 46.

Таким образом, через 8-10 дней после закачки жидкого стекла в скважину №42 в соседних скважинах увеличился дебит нефти и произошло заметное падение обводненности.

Литература

1. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. «Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии», Журнал «Oil&Gas Journal», июнь 2010.
2. Климов А.А. «Методы повышения нефтеотдачи пластов».
3. Сургучев М.Л. «Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи
4. Степанова Г.С. «Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты».
5. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. «Физико-химические микропроцессы в нефтегазовых пластах».
6. Шелепов В.В. «Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России Повышение нефтеотдачи пластов».

ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

К.В. Синебрюхов, В.П. Соломатин

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В данной статье описывается технология для контроля направления распространения трещин при проведении гидравлического разрыва пласта. С этой целью был проведен анализ уже имеющихся технологий. Представлено собственное решение для перераспределения направления трещины с помощью оптимизации системы поддержания пластового давления.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, система поддержания пластового давления, направление распространения трещины в пласте.

Введение

Большая часть месторождений углеводородов, разрабатываемых в России, на данный момент находятся на 3 стадии разработки. Данная стадия характеризуется сильными темпами падения добычи нефти, резким сокращением количества действующих скважин и интенсивным ростом обводненности продукции скважин. На этой стадии с учетом проведенных исследований внедряют наиболее эффективные геолого-технические мероприятия (ГТМ), в том числе гидроразрыв пласта (ГРП) [4].

ГРП один из наиболее часто используемых методов интенсификации добычи нефти, так как считается наиболее эффективным. Под эффективностью подразумевается соотношение прибыли, полученной от проведения мероприятия к затратам, но в то же время, внедрение новых методик проведения ГРП может еще больше увеличить

эффективность данного мероприятия. По статистике за 2018 год, на месторождениях компании ОАО «Томскнефть» ВНК успешность проведения ГРП составляет 66 % (под успешностью понимается достижение проектных значений дебитов жидкости и нефти после проведения ГРП). Причиной такой статистики являются различные факторы [4]:

- несоблюдение технологии проведения ГРП;
- низкая изученность объекта разработки;
- техногенные причины, не поддающиеся стороннему контролю;
- неверный выбор оптимальных параметров ГРП.

Одним из определяющих факторов, определяющих успешность ГРП является сама трещина, образованная в результате гидроразрыва. Именно от ее верного распространения в породе-коллекторе по большей части зависит и результат. В большинстве случаев данный параметр технологически никак не контролируют. Учитывая механику твердых тел, трещина ГРП распространяется по линии напряженности, которая в основном совпадает с региональным стрессом данного района, что не лучшим образом влияет на приток жидкости к скважине и соответственно, во многих случаях, не увеличивает, а порой даже снижает уровень отбора жидкости [5]. Отсутствие контроля направления трещины ГРП также ведет к возникновению ошибки при проектировании ГРП и расчете дополнительной добычи от данного мероприятия и, как следствие, неправильным экономическим расчетам.

Технология перераспределения направления распространения трещин ГРП поможет увеличить эффективность проведения мероприятий и в значительной мере сократить материальные издержки компаний на проведение неуспешных операций.

На балансе компании ОАО «Томскнефть» ВНК в основном находятся уже давно разрабатываемые месторождения. Большая их часть разрабатывается с использованием однорядной системы разработки. Именно на данной системе была создана секторная модель для проверки возможности перераспределения давления трещины ГРП с помощью системы ППД.

Следуя законам механики твердых тел, трещина ГРП должна пойти по максимальной линии напряженности. Для большинства случаев данная линия напряженности совпадает с линией регионального напряжения горной породы [6]. Однако, с помощью системы ППД возможно локально и временно перераспределить давление в пласте, тем самым изменить азимут линии напряженности, а значит изменить направление распространения трещины.

Для проверки данной теории в программном комплексе «tNavigator» была создана секторная модель месторождения с рядной системой разработки [1]. За основы были заданы средние параметры фильтрационно-емкостных свойств породы коллектора и средние физико-химические свойства флюида месторождений исследуемого района [2], а так же задан средний по Томской области азимут регионального напряжения горной породы равный 120°.

В качестве изменяемого параметра была выбрана закачка рабочего агента в пласт через нагнетательные скважины. При изменении закачки по нагнетательным скважинам изменяется карта изолиний давления, в результате чего меняется ориентация линий напряженности. На рисунке показано изменение распространения трещины относительно горизонтального участка ствола в зависимости от различных уровней закачки.

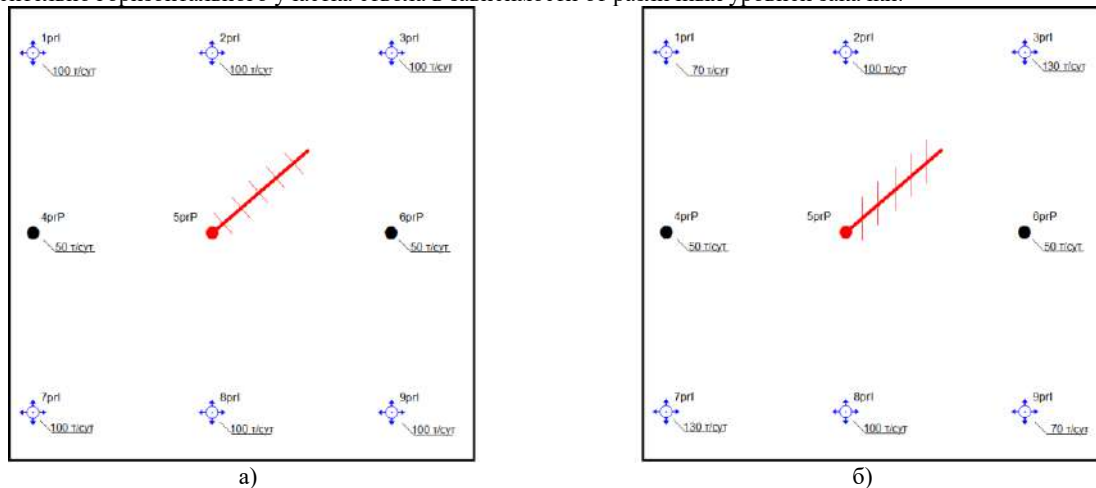


Рис. Зависимость направления распространения трещины относительно горизонтального ствола в зависимости от уровня закачиваемого агента: а) направление трещины по линии регионального напряжения горной породы, б) изменение азимута направления трещины из-за перераспределения закачки.

Как видно из рисунка, при изменении уровней закачиваемого агента возможно локально перераспределить давление, тем самым изменив распространение трещины при проведении ГРП, что позволит направить ее в необходимом для эффективной разработки направлении. Данная технология ориентации трещин гидроразрыва позволит повысить количество успешно проведенных операций ГРП.

Заключение

Таким образом, технология перераспределения направления трещины ГРП с помощью системы поддержания пластового давления позволит оптимальным образом ориентировать трещину, учитывая фильтрационно-емкостные свойства коллектора, особенности объекта разработки, систему поддержания пластового

давления и режим работы залежи. Компании-недропользователи и проектные институты смогут снизить риск ошибки при планировании, проектировании и расчете эффективности проведения ГРП, что будет способствовать, в свою очередь, поддержанию добычи на запланированных уровнях. Данная технология повысит экономическую привлекательность проведения операций гидравлического разрыва пласта на месторождениях Томской области.

Литература

1. RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.
2. Алексеенко О.П., Вайсман А.М. Моделирование гидроразрыва нефтяного пласта, граничащего с пластичной вмещающей породой // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 2001. – №4. – С. 67-73.
3. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений. – проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
4. Реутов В.А. Гидравлический разрыв пласта: условия образования трещин, их практическое определение и использование // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВИНТИ, 1991. – Т.23. - С. 73 – 153.
5. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласт. М.: Недра, 1986. 165 с.
6. Черевко М.А. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта, А.Н. Янин, К.Е. Янин. – Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье», 2015. – 268 с.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Т.И. Смагин, Е.Е. Емельянов

Научный руководитель - старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение гранулометрического состава горных пород дает возможность установления многих свойств пористой среды, необходимых на этапе разработки месторождений нефти и газа. Анализ гранулометрического состава обеспечивает определение следующих параметров:

- Массовое содержание и корреляция частиц породы, имеющие разные размеры. Зная данные характеристики, можно вычислить пористость и проницаемость и сделать вывод о коллекторских свойствах данной горной породы;
- Капиллярные свойства пласта-коллектора. Именно от этих свойств зависит последовательность обводнения зёрен породы, а также подсчет и расположение остаточных запасов нефти в пласте;
- Подбор необходимого фильтрующего оборудования в зависимости от размера частиц;
- Палеогеографические условия формирования залежи. Сведения о генезисе той или иной толщи позволяют оценить её нефтеносный потенциал;
- Подбор оборудования, адаптированного под свойства конкретного месторождения (на стадии разработки месторождения).

Как можно заметить, исследование гранулометрического состава горных пород является одним из необходимых этапов успешной разработки нефтегазовых месторождений, что делает данную тему актуальной в современном мире.

Как показывает практика, при проведении экспериментов по определению размеров частиц и изучению их физических свойств, напрямую зависящих от величины зёрен исследуемого материала, возникает ряд проблем. Поиск рационального решения последних ведётся по сей день.

В наши дни существует множество классификаций методов дисперсионного анализа. Ниже приведена классификация Г.И. Ромашова (рисунок), опубликованная в 1938 году [3]. Все методы анализа сгруппированы в соответствии с физическими принципами, на которых они основаны.



Рис. Классификация методов гранулометрического анализа, предложенная Г.И. Ромашовым.

Как правило, при проведении исследований гранулометрического состава осадочных горных пород можно воспользоваться любым из вышеперечисленных методов, однако тут возникает некий парадокс. После

проведения экспериментов с одним и тем же образцом получают отличные друг от друга результаты в зависимости от выбранного метода. Это связано с тем, что каждый метод накладывает на опыт свой «отпечаток».

Рассмотрим два метода дисперсионного анализа: метод оптической счетной микроскопии и метод седиментации. Согласно классификации Г.С. Ходакова [3], метод микроскопии является прямым, то есть определяет размер частиц с помощью какого-либо масштаба, используемого для проведения исследования с помощью данного прибора (цена деления шкалы микроскопа). Метод седиментации, напротив, Г.С. Ходаков относит к косвенным методам, потому как размеры зёрен определяются по косвенному показателю. В основе принципа действия лежит измерение скорости оседания частиц горной породы в вязкой среде. Рассмотренные методы дисперсионного анализа имеют разные алгоритмы обработки и принципы получения исследуемых данных, но при этом используется примерно один диапазон измеряемых значений (микроскоп 1–150 мкм, седиментометр 1–65 мкм) [1].

Метод счетной оптической микроскопии позволяет определить геометрический размер частицы. Однако микроскоп способен представить лишь двумерную картину объемной частицы. Как известно, большинство частиц, встречающихся в природе, не имеют правильной геометрической формы, которая, в свою очередь, определяет пористость, проницаемость, механические и аэромеханические свойства исследуемого образца. Поэтому для перехода от двумерной картины, которую мы наблюдаем в поле зрения микроскопа, в пространственную, описание реальной частицы приходится осуществлять с помощью изометричных математических аналогов, что вносит существенную погрешность в результат.

В методе седиментации размер частиц определяется на основе получения данных об их гидродинамических параметрах, а именно, по скорости их оседания в вязкой среде [2]. Приборы на основе весовой седиментации дают наиболее полную характеристику дисперсной системы, потому как исследуется гидравлический размер, который, в отличие от геометрического показателя, учитывает все три размера, характеризующих объемное тело.

Седиментационный анализ дисперсных систем основан на уравнении, которое выведено из закона Стокса и позволяет определить размеры частиц дисперсной фазы, исходя из значений скорости их осаждения под действием силы тяжести:

$$r = \sqrt{\frac{9 \cdot \eta \cdot U}{2 \cdot (D - D_0) \cdot g}}$$

При определении размеров частиц при помощи седиментометра, осаждение частиц происходит по прямолинейной траектории, ввиду образования монослоя – исследуемая дисперсионная фаза равномерно распределяется по поверхности дисперсионной среды.

Прибор оснащен высокочувствительной весоизмерительной системой, что позволяет совместить начало осаждения с началом отсчета, благодаря этому исключается образование погрешности, связанной с неопределённостью начального момента измерений. В этом преимущество использования седиментометра по сравнению с методами весовой седиментации из объема, где для достижения равномерного распределения дисперсионной фазы в среде, необходимо тщательно перемешивать суспензию. В связи с этим, траектория осаждения частиц отклоняется от прямолинейной, а этого закон Стокса не учитывает. Так же при использовании метода весовой седиментации из объема возникает неопределенность начального момента, обусловленная тем, что время задержки начала измерения выбирается по-разному.

Несмотря на неоспоримые достоинства седиментатора, данный прибор имеет ряд недостатков. При обработке полученных данных, здесь, как и в других методах используется уравнение Стокса, при использовании которого, считается, что частица имеет правильную шарообразную форму. Как было сказано выше, зачастую форма частиц далека от сферической, что опять же влияет на рост погрешности в полученных результатах эксперимента.

В связи с актуальностью данной проблемы необходимо увеличить точность анализа гранулометрического состава. Одним из способов решения является создание нового метода, использование которого не будет влиять на данные, полученные в ходе эксперимента.

Альтернативным вариантом может стать комплексирование уже используемых методов для уменьшения погрешности в ходе обработки полученных данных.

Литература

1. Дозморов П.С. Разработка программно-аппаратного комплекса для анализа гранулометрического состава осадочных пород // Международный научно-исследовательский журнал. – Москва, 2012. – № 7-1 (7). – С. 48 – 49.
2. Дозморов П.С. Контроль гранулометрического состава и проницаемости горных пород программноаппаратными методами // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – Томск, 2015. – № 1. – С. 37 – 46.
3. Приваловская Г.А., Рунова Т.Г. Естественные ресурсы в народном хозяйстве СССР. – М.: Знание, 1977. – 48 с.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОРБЕНТОВ И ДИСПЕРГЕНТОВ ПРИ
ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ**

В.П. Соломатин

Научный руководитель - профессор Зятиков П.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В данной работе рассматриваются технологии ликвидации нефтяных разливов с помощью применения диспергентов, механизм их действия и границы применения

Ключевые слова: диспергент, ликвидации разлива нефти.

Введение

В настоящее время, когда углеводородное сырье является наиболее востребованным продуктом, нередки случаи происхождения различных аварий во время добычи, транспортировки нефти, бурения скважин, в результате которых происходят разливы и выбросы нефти. Для ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН) применяются термический, биологический, механический и физико-химический методы. [3]

Частью физико-химического метода является применение диспергентов, он рассматривается как эффективный, когда ввиду определенных обстоятельств невозможен механический сбор нефти, например, при малой толщине нефтяной пленки.

Диспергенты - смесь поверхностно-активных веществ (ПАВ) в растворителе. Растворитель выполняет две функции: действует в качестве разбавителя, который снижает вязкость ПАВ для более удобного распыления и способствует проникновению ПАВ в нефтяное пятно

По сравнению с другими методами ликвидации аварийных разливов нефти, диспергенты могут применяться практически в любых температурных условиях и легко наноситься на большие территории, даже при сильном морском волнении. Они могут наноситься с судов, вертолетов и самолетов, при этом распыление с самолета представляет наилучший метод при больших разливах нефти. [2]

Наиболее распространены комплексоны – ПАВ, которые одновременно проявляют диспергирующие, смачивающие, флокулирующие, моющие и другие свойства.

Эффективность диспергентов максимальна, при происшествии не более 72 часов с момента аварии и температуре воздуха более 5 °С. Их не рекомендуется применять на мелководье и глубинах менее 10 м.

После попадания нефти в морскую акваторию некоторая часть нефти в образовавшемся пятне естественным путем рассеивается в водной толще. Степень рассеивания зависит от вида разлитой нефти и энергии смешения моря. Нефть с высокой вязкостью в меньшей степени подвержена дисперсии, чем нефти низкой вязкости. Как правило, топливная нефть рассеивается сильнее, чем сырая нефть. Если энергия смешения, обеспечиваемая волнами и ветром, достаточна для преодоления поверхностной связи сцепления нефти и воды и разрывания нефтяного пятна на капельки различного размера, то происходит естественная дисперсия. Нефтяные капли наибольшего размера быстро всплывают на поверхность воды и вновь образуют нефтяное пятно. Мелкие капли, в большинстве своем, остаются во взвешенном состоянии и далее разбиваются глубинными течениями. Механизм действия диспергентов изображен на рисунке 1.

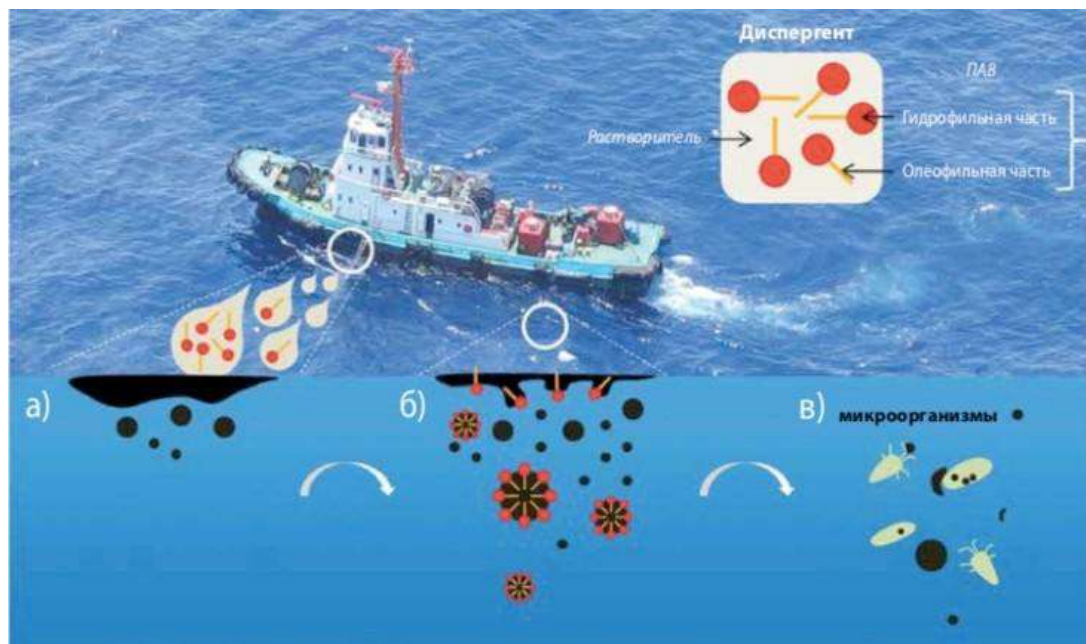


Рис. 1 процесс химической дисперсии: а) диспергент распыляется на нефть. б) молекулы ПАВ мигрируют к поверхности сцепления нефти с водой, ослабляя связь между ними. в) капли диспергируют путем турбулентного смешивания разлагаются

Каждая молекула ПАВ состоит из гидрофильной части и олеофильной части. При напылении на нефтяное пятно растворитель переносит и распределяет молекулы ПАВ, проникая через нефть к сцеплению нефти и воды, где молекулы перестраиваются таким образом, что олеофильная часть находится в нефти, а гидрофильная часть находится в воде. Это ослабляет поверхностную связь сцепления нефти и воды, что под воздействием энергии волн приводит к отрыванию капелек воды от нефтяного пятна. Капельки, которые достаточно малы, чтобы остаться взвешенными в толще воды, образуют типичный шлейф кофейного цвета с заметным распространением под поверхностью. [2]

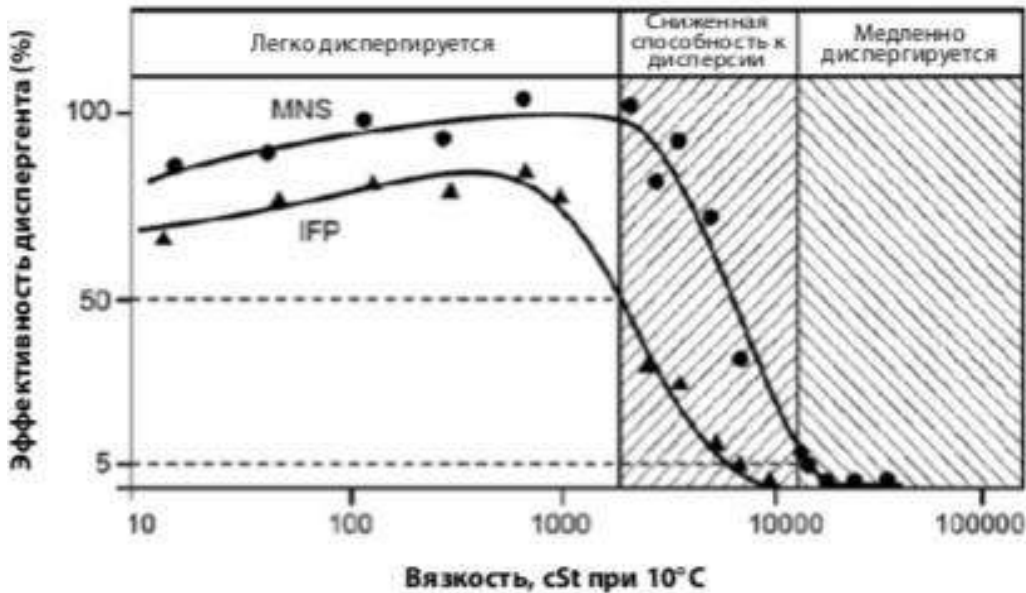


Рис. 2 Зависимость эффективности диспергирования от вязкости нефти

Однако эффективность диспергентов ограничивается некоторыми физическими и химическими параметрами, наиболее важными из которых являются морские условия и свойства нефти. Об этих недостатках важно знать, оценивая целесообразность применения диспергентов в конкретных обстоятельствах. Для эффективного действия диспергентов необходима минимальная энергия волн, для предотвращения всплытия капелек и образования нефтяного пятна. Также, с повышением вязкости нефти, эффективность диспергента снижается (рисунок 2).

Таким образом, можно отметить, что применение диспергентов является наиболее распространенным и эффективным способом для ликвидации разливов нефти, но в то же время данная методика имеет ряд ограничений. Необходимо проводить определенные исследования, которые позволят расширить границы применения и обеспечить универсальность применения диспергентов для ликвидации разливов.

Литература

1. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» от 23 ноября 1995 года № 174-ФЗ.
2. Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: справочник / под ред. И. А. Мерициди. – СПб.: Проффессионал, 2008. – 824 с.: ил.
3. Сорбенты и оборудование для локализации и ликвидации нефтяных разливов / Сибирский федеральный университет (СФУ), Институт нефти и газа (ИНИГ); Сибэксорб. Красноярск: Изд-во СФУ ИНИГ, б. г. – 44 с.: ил.

**ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА НЕФТЕЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ
ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

К.А. Степанцова, Д.И. Чуйкина

Научные руководители: доцент Е.В. Бешагина¹, мл. науч. сотр. Д.И. Чуйкина²

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Месторождения, находящиеся на завершающей стадии разработки, характеризуются значительным снижением добычи нефти при резком росте обводненности скважин [1]. В связи с этим ограничение водопритока и увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет разработки и внедрения комплексных технологий увеличения нефтедобычи остается наиболее актуальным направлением в области методов воздействия на пласт [2]. Работы, посвященные изучению различных технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи проводятся как в России, так и за рубежом и посвящены как изучению изменения КИН [3], так и изменению состава нефтей, после применения различных технологий для контроля за разработкой месторождения. В связи с этим изучение состава добываемой нефти на Усинском месторождении после применения различных физико-химических методов повышения нефтеотдачи является актуальным.

На Усинском месторождении в 2014, 2017 и 2018 годах были использованы различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Контроль за эффективностью применяемых технологий проводили по изменениям дебита, а также физико-химических характеристик и состава добываемой нефти. Для изучения влияния применяемых технологий на состав и свойства добываемой нефти был использован комплекс методов, включающих градиентно-вытеснительную хроматографию, жидкостно-адсорбционную хроматографию, газовую хроматографию и ИК-спектроскопию.

В 2017 году на четырех скважинах была проведена последовательно пароциклическая обработка пласта (ПЦО), с последующей закачкой нефтewытесняющей композиции НИНКА. Композиция НИНКА разработана в ИХН СО РАН [1] и представляет собой нефтewытесняющий состав на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) и щелочной буферной системы, направленный на доотмыв остаточной нефти.

Таблица 1

Компонентный состав и свойства нефтей

| № скв. | Дата отбора | Содержание, % отн. | | | | | | Плотность*, г/см ³ | Вязкость мПа·с* (20 °С) |
|--------|-------------|--------------------|-----|-------|-------|------|-------------------------|-------------------------------|-------------------------|
| | | ПНУ | ПЦА | Н.См. | К.См. | Асф. | САВ (Σн.см, к.см, асф.) | | |
| ХХ44 | 12.2017 | 60 | 16 | 3 | 7 | 14 | 24 | 0.972 | 2415 |
| ХХ44 | 04.2018 | 67 | 12 | 2 | 8 | 10 | 20 | 0.976 | 2776 |
| ХХ36 | 04.2017 | 43 | 19 | 4 | 23 | 11 | 38 | 0.975 | 3344 |
| ХХ36 | 04.2018 | 58 | 18 | 2 | 13 | 9 | 24 | 0.969 | 4089 |
| ХХ62 | 12.2017 | 50 | 23 | 5 | 17 | 5 | 27 | 0.989 | 4122 |
| ХХ62 | 04.2018 | 57 | 18 | 2 | 13 | 10 | 25 | 0.986 | 3052 |
| ХХ68 | 04.2017 | 52 | 13 | 2 | 15 | 17 | 34 | 0.983 | 3742 |
| ХХ68 | 04.2018 | 66 | 9 | 1 | 13 | 11 | 25 | 0.989 | 3725 |

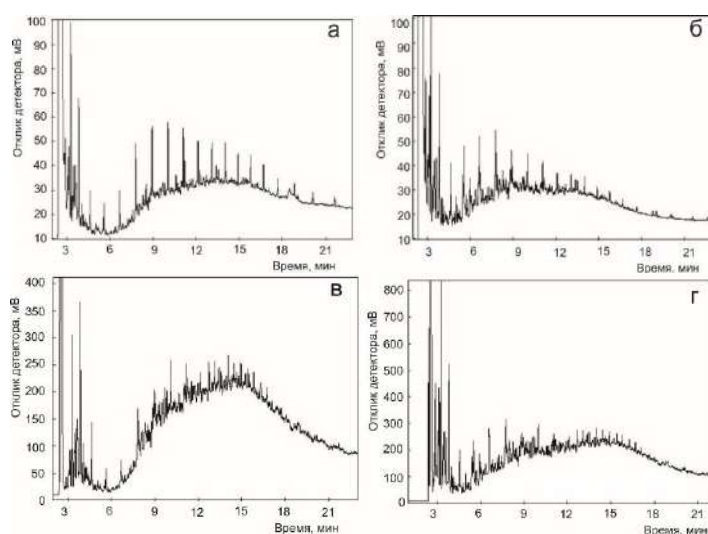


Рис. Хроматограмма нефтей Северного участка Усинского месторождения: а – скв. № ХХ36, дата отбора декабрь 2017, б – скв. № ХХ36, дата отбора апрель 2018, в – скв. № ХХ62, дата отбора ноябрь 2017, г – скв. № ХХ62, дата отбора апрель 2018

Результаты по изменению состава и свойств, полученные для нефтей, отобранных с данного участка месторождения, приведены в таблице 1. Рассматриваемый участок находится в сводовой части месторождения, где вскрыты все три объекта (верхний, средний и нижний), что объясняет различия в составе добываемой нефти [2].

Сравнение компонентного состава нефтей, добытых в 2018 г., с более ранними пробами, отобранными из тех же скважин, показало, что после закачки композиции увеличивается содержание парафино-нафтеновых углеводородов (ПНУ), представленных алканами и насыщенными циклическими структурами. Суммарное содержание ароматических и полициклоароматических (ПЦА) компонентов изменяется не существенно. Среди смол основное количество приходится на кислые (К.См.), содержание нейтральных смол (Н.См.) не превышает

5 % отн. После закачки композиции происходит снижение содержания смолисто-асфальтовых веществ (САВ), представляющих собой суммарное содержание кислых, нейтральных смол и асфальтенов (Асф.) (таблица 1). Значительных изменений в таких показателях, как плотность и вязкость, не наблюдается. Данные, полученные по компонентному составу нефтей, указывают на то, что после закачки композиции в скважины в разработку подключаются пропластки, ранее не промытые водой и содержащие нефть, близкую по составу к исходной (добытую без применения МУН).

Методом газовой хроматографии были проанализированы гексановые фракции нефти, выделенные методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на оксиде алюминия IV ст. активности. Наиболее заметные различия в молекулярно-массовом распределении (ММР) наблюдаются для образцов нефтей из скважин № 6036 и № 8162. Такое отличие в составе связано с тем, что в разработке находятся разные эксплуатационные объекты.

На рисунке показано, что после закачки композиции не происходит существенных изменений в ММР нормальных алканов для одной и той же скважины (рисунок а, б; рисунок в, г). Это указывает на то, что объект разработки для каждой скважины после закачки композиции не изменился.

Спектральные коэффициенты, рассчитанные по ИК-спектрам, показали, что значительных изменений в относительном содержании нафтеновых, ароматических и кислотных фрагментов не наблюдается и для нефтей из других скважин (таблица 2). Происходит небольшое повышение коэффициента C_1 , характеризующего относительное содержание парафиновых структур, что подтверждается данными, полученными методом градиентно-вытеснительной хроматографией.

Таблица 2

Изменение спектральных характеристик нефтей

| № скв. | Дата отбора | C_1 | C_2 | C_3 | C_4 |
|--|-------------|-------|-------|-------|-------|
| XX44 | 12.2017 | 3.34 | 0.07 | 0.35 | 0.57 |
| XX44 | 04.2018 | 3.30 | 0.08 | 0.37 | 0.58 |
| XX36 | 04.2017 | 3.31 | 0.09 | 0.38 | 0.60 |
| XX36 | 04.2018 | 3.51 | 0.07 | 0.37 | 0.58 |
| XX62 | 12.2017 | 3.27 | 0.08 | 0.36 | 0.59 |
| XX62 | 04.2018 | 3.44 | 0.07 | 0.33 | 0.58 |
| XX68 | 04.2017 | 3.39 | 0.08 | 0.35 | 0.58 |
| XX68 | 04.2018 | 3.14 | 0.09 | 0.37 | 0.60 |
| $C_1 = D_{1380+720}/D_{1600}$, $C_2 = D_{975}/D_{1470}$, $C_3 = D_{1710}/D_{1610}$, $C_4 = D_{1380}/D_{1463}$ | | | | | |

На основе изучения динамики изменения состава и свойств добываемой нефти после применения различных технологий, направленных на повышение нефтеотдачи, показана эффективность применения этих методов. Применение композиции НИНКА совместно с ПЦО на участке показало, что происходит вовлечение в разработку новых, не охваченных ранее низкопроницаемых пропластков, за счет снижения поверхностного натяжения на границе порода – нефть под воздействием композиции ПАВ, также наблюдается изменение состава добываемой нефти за счет увеличения охвата пласта заводнением, доотмыва остаточной нефти и вовлечения в разработку новых пропластков.

Литература

1. Алтунина, Л. К. Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 8. – С. 18 – 25.
2. Чуйкина, Д.И. Особенности геологического строения залежи Усинского месторождения и состава добываемой нефти / О.В. Серебренникова, Л.Д. Стахина, Л.К. Алтунина // Экспозиция нефть газ. – 2018. – № 1. – С. 18 – 21.
3. Шамилов, В.М. Разработка многофункциональных композиционных смесей на основе водорастворимых ПАВ, полимеров и металлических нанопорошков в качестве агентов вытеснения нефти / В.М. Шамилов, Б.Р. Бабаев // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 6. – С. 60 – 63.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ**

М.В. Субботина¹, А.С. Мазурова¹, А.М. Горшков², И.С. Хомяков¹

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

²АО «Геологика», г. Новосибирск, Россия

Традиционные запасы нефти в России постепенно снижаются, поэтому все больший интерес представляют нетрадиционные источники углеводородов. Перспективным источником нетрадиционной нефти в России является крупнейшая сланцевая формация – баженовская свита (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция), имеющая площадное распространение около 1 000 000 км² и среднюю мощность 30 м [5]. Ресурсы баженовской свиты, оценивающиеся в 22 млрд. тонн нефти [8], представлены как легкой нефтью, так и керогеном различной степени катагенетической зрелости, который может быть вовлечен в разработку только с применением тепловых методов повышения нефтеотдачи. Одним из таких методов является технология внутрипластовой конверсии керогена баженовской свиты в синтетическую нефть. В результате пиролиза и крекинга керогена выделяются жидкие и газообразные углеводороды, а также формируется микро и макротрещиноватость матрицы сланцевых пород, что позволяет повысить степень извлечения нефти и газа за счет увеличения дренируемых зон. На сегодняшний день известно незначительное количество экспериментальных исследований моделирования процесса внутрипластового пиролиза на образцах керна баженовской свиты, которые, в основном, направлены на изучение количества и состава жидких и газообразных углеводородов, образующихся в результате пиролиза керогена [7].

Целью данной работы являлось исследование влияния теплового воздействия на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) горных пород баженовской свиты.

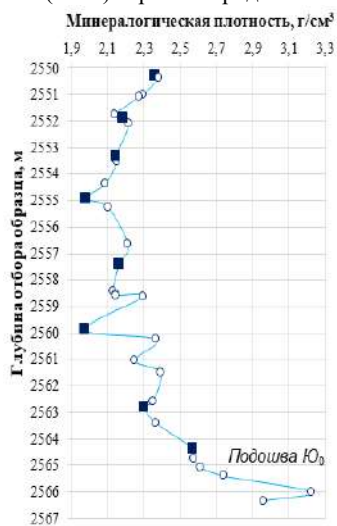


Рис. 1 Изменение минералогической плотности образцов керна по глубине

В качестве **объекта** исследования были выбраны образцы керна баженовской свиты (пласт Ю₀), вскрытой разведочной скважиной 401Р Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения (Тюменская область). Уровень катагенеза органического вещества баженовской свиты – МК₁²(Г) по данным метода Rock-Eval.

В ходе работы были исследованы 8 образцов керна, отобранных равномерно по толщине пласта Ю₀ (рис.1). Значения минералогической плотности исследуемых образцов керна изменяются в диапазоне от 1,97 до 2,57 г/см³ и определяются, в основном, содержанием органического вещества (от 22,5 до 3,6% соответственно).

Сущность лабораторных экспериментов по исследованию влияния теплового воздействия на горные породы баженовской свиты заключалась в ступенчатом нагреве раздробленных образцов керна в муфельной печи в кислородной среде от 70 до 350 °С. Время обработки составляло 24 часа во всех экспериментах. Стоит отметить, что после каждой ступени нагрева исследуемые образцы охлаждались до комнатной температуры и определялись их петрофизические свойства: минералогическая плотность, открытая пористость и матричная проницаемость.

Изучение петрофизических свойств керна баженовской свиты было проведено на образцах с естественной насыщенностью на сланцевом пермеатре SMP-200 (Core Lab Instruments, USA) [3].

Перед началом исследования полноразмерный керн дробился и просеивался на ситах с размером ячеек 5 и 2 мм для получения однородной по размеру фракции. Масса исходной навески составляла около 40 грамм.

Объемная и минералогическая плотность определялась газоволюметрическим методом в рабочей камере пермеатра SMP-200. В основе работы прибора лежит закон Бойля, по которому происходит калибровка всех рабочих емкостей перед каждой серией экспериментов, определение мертвого объема и объема образца во время всего эксперимента с высокой точностью [6]. Открытая пористость рассчитывалась по значениям объемной и минералогической плотности.

Матричная проницаемость образцов баженовской свиты определялась на раздробленном керне методом «Gas Research Institute» (GRI) [2, 4]. Данный метод позволяет значительно сократить продолжительность экспериментов по определению проницаемости, а также исключить влияние естественной трещиноватости сланцев на значения проницаемости. В основе метода GRI лежит аппроксимация параметрической кривой экспериментальных данных падения давления, которое возникает из-за проникновения гелия в микропоры отдельных частиц дезинтегрированного керна, и последующее вычисление матричной проницаемости по параметрам полученной кривой [1–2, 4].

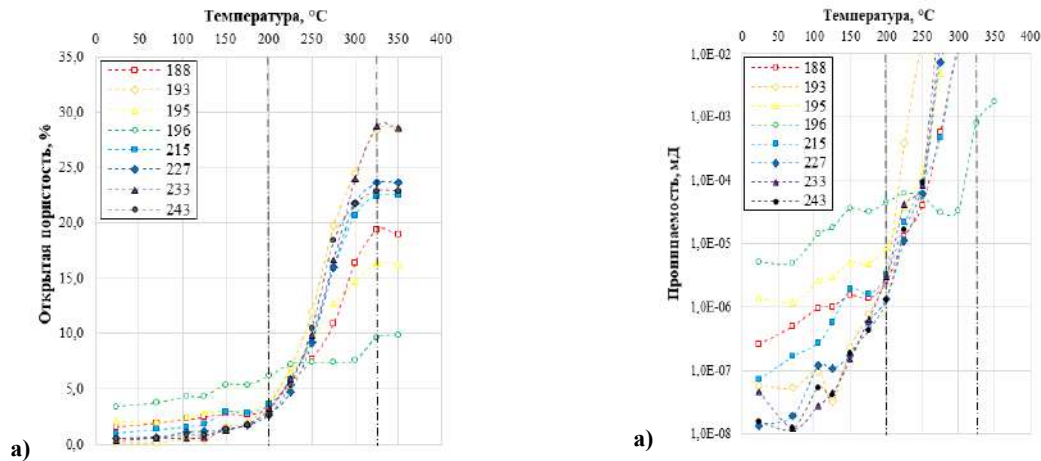


Рис. 2 Изменение фильтрационно-емкостных свойств горных пород баженовской свиты в зависимости от температуры теплового воздействия: а) изменение открытой пористости; б) изменение матричной проницаемости

Результаты экспериментальных исследований влияния теплового воздействия на коллекторские свойства горных пород баженовской свиты представлены на рис. 2.

Условно изменение открытой пористости и матричной проницаемости исследуемых образцов керна баженовской свиты можно разделить на три этапа (рис. 2):

- 1 этап (температура от 70 до 200 °С) – незначительное увеличение ФЕС за счет испарения воды и легких углеводородов в образце (увеличение пористости на 1,5 - 2,5%, проницаемости – на 1 - 2 порядка);

- 2 этап (температура от 200 до 325 °С) – пиролиз керогена и основная фаза превращения жидких и газообразных углеводородов, которая сопровождается значительным увеличением открытой пористости (до 30 %) и матричной проницаемости (более 6 порядков);

- 3 этап (температура более 325 °С) – полная реализация генерационного потенциала баженовской свиты (превращение керогена в жидкие и газообразные углеводороды), фиксируемая отсутствием изменения минералогической плотности и ФЕС горных пород (рис. 2а).

В результате проделанной работы можно сделать вывод, что тепловое воздействие на породы баженовской свиты в диапазоне температур от 200 до 325 °С оказывает существенное влияние на их коллекторские свойства. Первоочередными объектами для проведения внутрипластового пиролиза пород баженовской свиты должны выбираться пропластки с высоким содержанием керогена, который определяет эффективность процесса.

Литература

1. Gorshkov A.M., Kudryashova L.K., Lee-Van-Khe O.S. Petrophysical rock properties of the Bazhenov Formation of the South-Eastern part of Kaymysovsky Vault (Tomsk Region) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 43: Problems of Geology and Subsurface Development. – Tomsk, 2016. – 012010, 6 p.
2. GRI-95/0496 Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs/ Final technical report. – Gas Research Institute. Chicago, Illinois. October 1986 – September 1993.
3. GRI (Crushed Shale) Analysis [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.corelab.com/ps/gri-analysis>.
4. Luffel D.L., Hopkins C.W. Matrix Permeability Measurement of Gas Productive Shales. SPE Annual Technical Conference and Exhibition (3–6 October, Houston, Texas, USA). SPE 26633-MS, – 1993.
5. Афанасьев И.С., Гаврилова Е.В., Бирун Е.М., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2010. – № 4. – С. 20 – 25.
6. Горшков А. М. Лабораторные методы определения открытой пористости, адаптированные к сверхнизкопроницаемым горным породам отложений баженовской свиты // Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Geonature 2017 = Natural processes in oil and gas field. Geonature 2017: сборник научных трудов Международной научно-практической конференции / отв. ред. И. И. Нестеров. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 31 – 36.
7. Калмыков А.Г., Бычков А.Ю., Калмыков Г.А., Бугаев И.А., Козлова Е.В. Генерационный потенциал керогена баженовской свиты и возможность его реализации // Георесурсы. – 2017. – № 5. – С. 165 – 172.
8. Тимакова Н. «Льготный тариф», Коммерсант, приложение «Нефть и газ». – № 110. – 20 июня 2012.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СВЕРХЗВУКОВЫХ СЕПАРАТОРОВ НА
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

Д.В. Сурженко

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оптимизация процесса промышленной подготовки газа к транспорту является одной из основных проблем, возникающих при освоении газоконденсатных месторождений Крайнего Севера. Данная задача решается посредством создания установок комплексной подготовки газа (УКПГ). В настоящее время большинство УКПГ базируются на технологии низкотемпературной сепарации (НТС), которая подразумевает применение дроссельных устройств и турбодетандеров. Данная технология не соответствует современным требованиям по параметрам энергоэффективности и целевой задачи снижения себестоимости продукции. Поэтому необходимо применение новых технологий. Например, сверхзвуковая газодинамическая сепарация (ГДС), ключевым устройством которого является сверхзвуковой сепаратор.

Принцип действия сверхзвуковых сепараторов. Газ поступает из трубопровода в сепаратор, где создается закрученный сверхзвуковой поток. Благодаря сверхзвуковому соплу поток сильно охлаждается (приблизительно до 200К), что приводит к конденсации жидкости. Далее поток попадает в диффузор, где происходит его адиабатное расширение, в результате чего температура опускается еще ниже. Центробежная сила, созданная завихрителем, выталкивает капли жидкости к стенкам диффузора, где они отделяются от сухого газа.

Сверхзвуковые вихревые сепараторы обладают рядом преимуществ. Они не имеют подвижных частей, что обеспечивает высокую надежность. Такие сепараторы меньше, дешевле, легче и выделяют меньше выбросов чем другие установки НТС [1]. Сверхзвуковой сепаратор предотвращает проблемы с гидратами и устраняет необходимость в системах ингибиторов и регенерации из-за короткого времени пребывания в устройстве, обеспечивая экологически безопасное оборудование [2].

В настоящее время выделяют два типа сверхзвуковых сепараторов.

«Twister I» - сверхзвуковой сепаратор с обратной циклонной заменой, особенностью которого является размещение завихрителя за соплом Лавалья (рис. 1). Он разработан компанией Twister BV [[2], [3], [4]].

При этом технология обладает следующими недостатками: а) ударение капель жидкости о лопасти завихрителя со сверхзвуковой скоростью, что вызывает его эрозию; б) невозможность контролировать расход газа через сепаратор; в) малая длина диффузора не позволяет всем каплям жидкости достигнуть его стенки и отделиться от сухого газа; г) значительные потери давления (30%).



Рис. 1 Принципиальная схема сепаратора «Twister I» [1]

Supersonic Swirling Separation («3S»), который был разработан группой российских инженеров (В. И. Алферов и др.). Особенностью 3S-сепаратора является вихревое устройство, установленное на входе в сопло Лавалья (Рис. 2), что позволяет: а) решить проблему высокого износа лопастей завихрителя; б) повысить эффективность сепарации за счет увеличения длины пути завихренного потока; в) регулировать расход газа с помощью изменения частоты вращения завихрителя; г) обеспечить разделение компонентов с отбором 90-95% пропана и около 60% метана [5].

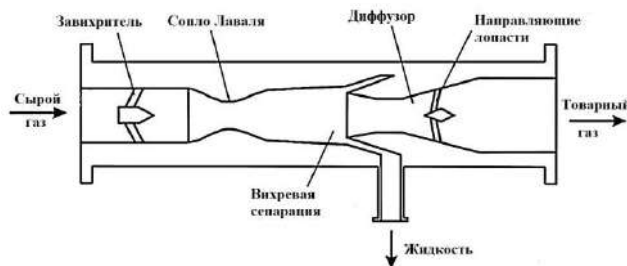


Рис. 2 Принципиальная схема 3S-сепаратора [1]

Недостаток данного сепаратора состоит в том, что использование сверхзвукового сопла Лавалья ограничивает его практическое применение. При малых оборотах завихрителя данное сопло будет разрушать закрученный поток. Поскольку вихрь становится слабым, капли не достигают щелей в стенках диффузора и покидают сепаратор вместе с газом.

В связи с наличием описанных недостатков сепараторов проводятся работы по их устранению. В частности, проблема разрушения вихря была решена А. Борисовым и соавторами посредством использования другого сопла [6], также Esam I. Jassim провел работу над геометрией сопла, что позволило добиться лучшей эффективности сепарации [7].

В России и за рубежом проводятся испытания по применению сверхзвуковых вихревых сепараторов при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. Экспериментальная испытательная установка в провинции Альберта, Канада, показала, что установка сверхзвукового сепаратора потребляет на 10-20% меньше мощности компрессора, чем установки, использующие клапан Джоуля-Томсона или турбодетандер, на основе того же уровня извлечения [8]. Также данная технология была испытана и в России на базе предприятия ООО «Газпром добыча Ямбург» [9]. Кроме того, в нефтегазовой отрасли Китая установки 3S сепараторов уже находят успешное применение.

Результаты испытаний показывают, что замена клапана Джоуля-Томсона на блок сверхзвуковой газодинамической сепарации на существующих установках НТС позволяет упростить конструкцию установок подготовки газа и повысить степень извлечения жидких углеводородов из скважинной продукции. Это говорит о перспективах использования установок ГДС в промышленной подготовке природного газа к транспорту. Благодаря ряду преимуществ, сверхзвуковые вихревые сепараторы способны полностью заменить существующие технологии НТС.

Литература

1. Xuewen Cao, Jiang Bian. Supersonic separation technology for natural gas processing: A review// Chemical Engineering and Processing - Process Intensification, 136 (February 2019), pp. 138-151.
2. J. Brouwer, H. Epsom. Twister supersonic gas conditioning for unmanned platforms and subsea gas processing// Offshore Europe Conference 2003
3. M. Betting, T. Van Holten, C.A. Tjeenk Willink. US Patent, 6,513,345, April 2 (2003).
4. M. Betting, H.D. Epsom. Supersonic separator gains market acceptance// World Oil, 254 (2007), pp. 197-200
5. Алферов В. И., Багиров Л. А. и др. Устройство для разделения компонентов газовых смесей // Патент РФ 2133137, 20.07.1999.
6. A. Borissov, G. Mirzoev, V. Shtern. Supersonic swirling separator 2 (Sustor2)// Patent US8790455B2, 29.07.2014.
7. Esam I. Jassim. Geometrical Impaction of Supersonic Nozzle on the Dehumidification Performance During Gas Purification Process: an Experimental Study// Arabian Journal for Science and Engineering, 44 (2019), pp.1057–1067.
8. Alfuyorov V., Bagirov L, Dmitriem L., Feygin V., Imaye S., Lacey J.R. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components// Oil and Gas Journal, 103 (May 2005), pp. 53-58.
9. Корытников Р.В., Яхонтов Д.А., Багиров Л.А., Имаев С.З. Использование энергосберегающей технологии сверхзвуковой сепарации газа на газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера// Экспозиция нефть и газ, 1 (40) 2015, стр. 34-38.

ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТУРКМЕНИСТАНА

С.С. Тачева

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Борьба с выносом песка в скважины является одной из давних проблем известных в нефтепромышленности. Пескопроявление в скважинах часто возникает при эксплуатации нефтяных месторождений Туркменистана, Азербайджана, Краснодарского края, Западной Сибири, Индонезии, Западной Африки и других. Песок выносится из пласта на забой скважины под воздействием фильтрационного напора при градиенте давления. С выносом песка необходимо учитывать ряд причин, связанных со структурой нефтеносного пласта. Помимо этого, существуют некоторые причины пескопроявления, которые делятся на три группы:

- геологические: глубина залегания продуктивного пласта и пластовое давление; степень сцементированности породы пласта и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала;
- технологические: величина депрессии и регрессии на пласт; дебит скважины; скин-эффект;
- технические: вид конструкции забоя скважины; при перфорированном забое, интервалы вскрытия пласта и состояние перфорационных каналов (рис.1).



Рис. 1 Причины пескопроявления в скважину

Пескопроявление из пласта становится причиной ряда проблем, которые снижают эффективность эксплуатации скважин при разработке месторождения. Среди них можно выделить: нарушение устойчивости пород в призабойной зоне скважины, обвал пород и, в результате, деформация-смятие эксплуатационной колонны, усиленный износ эксплуатационного оборудования и даже выход скважин из строя. Часть песка, поступающего в скважину, уносится вместе с добываемой продукцией на поверхность, а оставшаяся часть осажается на забое, образуя пробку, значительно снижающую текущий дебит скважины (рис.2). По исследованиям М. Маскета, при образовании песчаных пробок, проницаемость которых в 200 раз больше проницаемости пласта, дебит нефти тем не менее снижается на 34%. Для удаления пробок нужно проведение трудоемких ремонтных работ, что связано с потерями в добыче нефти.



Рис. 2 Последствия в результате выноса песка в скважину

Существуют различные методы борьбы с пескопроявлением и его последствиями, которые можно разделить на две большие группы:

- 1) предотвращение выноса песка в скважину;
- 2) удаление песчаных пробок.

Наиболее простым методом, который поможет избежать разрушения пород в призабойной зоне пласта и, тем самым предотвратить вынос песка в скважину, является понижение темпов отбора скважинной продукции до определенного допустимого уровня. Это повлияет на снижение скорости фильтрации и депрессии на пласт, тем самым уменьшая напряжение в породе, но приведет к снижению дебитов нефти. [1]

После Великой Отечественной войны, в 1949 г. было начато глубокое разведочное бурение, после чего в 1955 г. начали вводиться в разработку нефтяные месторождения на западе Туркменистана. Разрез этих месторождений в основном представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойского возраста. На каждые 100 м разреза приходится в среднем 5-7 песчаных пластов. Содержание карбонатного вещества в песчано-алевритовых породах уменьшается со стратиграфической глубиной и характеризуются значительным содержанием пелитового материала, доля которого около 45%. [2]

Добывающие скважины вскрывают нефтеносные горизонты с растворенным газом, залегающие на глубине около 3000 м, эффективная мощность которых 15-20 м. Газовый фактор равен 250 м³/т и начальное пластовое давление равно 35 МПа. Конструкция скважин имеет открытый тип забоя с подвешенным на конце НКТ фильтром. Применяются фильтры сетчатого типа, которые представляют собой дырчатую трубу-каркас с входным и выходным отверстиями, обмотанные металлической проволочной сеткой снаружи. Механизм действия фильтров простой: сетка задерживает частицы рыхлых пород, которые содержатся в добываемой жидкости. Размер ячеек сетки подбирается в зависимости от granulометрического состава и концентрации механических частиц, которые определяются в лабораторных условиях в результате анализа отобранных проб из скважины. Не смотря на простое устройство этого вида фильтров, время от времени они сами забиваются песком, в результате чего приходится останавливать скважину для очистки фильтра или его замены. Также фильтр обуславливает применение пакеров для герметизации верхней части скважины.

Оснащение скважин такого типа фильтрами не предотвращает разрушение скелета породы в призабойной части пласта. По этой причине часть песка, не выносимая на поверхность, оседая на забое, образует пробку, которая может закупорить проходные отверстия (трещины) из пласта в скважину, тем самым уменьшить дебит. Существуют различные методы промывки песчаных пробок, которые предусматривают остановку скважины. На рассматриваемых нефтяных месторождениях применяют способ промывки пробок колоннами гибких труб, которые не требуют глушения скважины. При использовании колонны гибких труб сокращается время проведения спуско-подъемных операций за счёт отсутствия свинчивания и развинчивания резьбовых соединений, так как колонна гибких труб является одной целой стальной трубой, которая наматывается на барабан в собранном состоянии. Роль промывочной жидкости выполняет вода, очищенная нефть, которая через насосный агрегат подается в колонну гибких труб и выходит обратно по кольцевому пространству, унося твердые частицы, образовавшие пробку. При промывке песчаных пробок колонной гибких труб следует следить за концентрацией твердых частиц в жидкости и

за гидростатическим давлением на забой, чтобы предотвратить утечку технологической жидкости в пласт, а в последствии, прихвата колонны гибких труб. [3]

В результате рассмотрения технологических особенностей для борьбы с пескопроявлением на месторождениях Туркменистана, можно сделать выводы, что на месторождениях, которые характеризуются слабой устойчивостью пород, для предупреждения пескопроявления и обеспечения нормальной работы скважин следует придерживаться следующих правил:

1. Не допускать мгновенного приложения больших депрессий на забой при вводе скважин в эксплуатацию.
2. Путем правильного подбора основных параметров работы скважин необходимо установить и поддерживать максимально допустимую депрессию на пласты, обоснованную путем изучения геологических и эксплуатационных данных.
3. Эксплуатационную колонну необходимо перфорировать на всю эффективную мощность разрабатываемого объекта.

Литература

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Дикенштейн Г.Х. Нефтяные и газовые месторождения средней Азии. – М.: Недра, 1965. – 430 с.
3. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (МДК.01.02): учебное пособие. – Ростов н/Д: Феникс, 2016. – 605 с.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.С. Трушко, К.В. Синябрюхов

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России на месторождениях с заводнением добывается более 90 % всей нефти. В низкопроницаемых коллекторах приконтурное и внутриконтурное заводнение нередко сочетается с широкомасштабным применением гидравлического разрыва пласта, являющегося одним из наиболее эффективных методов повышения производительности скважин. Наибольший эффект достигается при проектировании гидравлического разрыва пласта (ГРП) как элемента системы разработки, когда выбор скважин для проведения гидроразрыва осуществляется с учетом всей пластовой системы, взаимного расположения скважин, взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. Опыт применения ГРП показывает, что в некоторых случаях сразу после проведения операции наблюдаются как резкий рост, так и падение обводненности. Рост обводненности, как правило, связывают с ускоренным прорывом воды по трещине от нагнетательных скважин или с разрывом экрана, отделяющего продуктивный пласт от водонасыщенного пласта. Снижение обводненности обычно объясняют вовлечением в разработку зон и пропластков, не дренированных ранее, сообщаемость которых со скважиной обеспечивается вертикальной трещиной гидроразрыва.

На месторождении X Томской области эксплуатационными объектами являются объекты Ю₁³ и Ю₁^{1+2+М}. Объект Ю₁³ в связи с более высокой проницаемостью пласта с течением разработки почти полностью выработан, в то время как объект Ю₁^{1+2+М} в некоторых зонах почти не затронут разработкой. Для интенсификации притока на месторождении на большей части скважин были проведены операции по гидравлическому разрыву пласта, в результате чего, верхний объект с более худшим фильтрационно-емкостными свойствами оказался гидродинамически связан с нижним объектом разработки. Для дальнейшей разработки месторождения и выработки запасов нефти объекта Ю₁^{1+2+М} было предложено использовать технологию, применяющуюся на близлежащем месторождении с аналогичной проблемой, а именно изоляцию нижележащего пласта путём закачивания полиакриламид Seurvey A2 (рисунок 1).

| Перф/л | Пласт | Пропл | H(md) | L(md) | H+L(md) | H(abs) | L(abs) | H+L(abs) | Литс | Колл. | Тип |
|--------|-------|-------|--------|-------|---------|--------|--------|----------|------|-------|-------------|
| █ | л1-2 | л1-2 | 2446,2 | 0,8 | 2447,0 | 2128,0 | 0,8 | 2128,8 | алев | Нет | Неколлектор |
| █ | л1-2 | л1-2 | 2447,0 | 2,0 | 2449,0 | 2128,8 | 2,0 | 2130,8 | песч | Да | Коллектор |
| | GAP3 | GAP3 | 2449,0 | 1,8 | 2450,8 | 2130,8 | 1,8 | 2132,6 | глин | Нет | Неколлектор |
| | л1-3 | л1-3 | 2450,8 | 0,6 | 2451,4 | 2132,6 | 0,6 | 2133,2 | песч | Да | Коллектор |
| █ | л1-3 | л1-3 | 2451,4 | 2,0 | 2453,4 | 2133,2 | 2,0 | 2135,2 | алев | Нет | Неколлектор |
| █ | л1-3 | л1-3 | 2453,4 | 1,0 | 2454,4 | 2135,2 | 1,0 | 2136,1 | песч | Да | Коллектор |

Рис. 1 Изоляция пропластков верхнего объекта разработки

Модифицированный полиакриламид Seurvey A2 применяется в процессах интенсификации добычи нефти в качестве загустителя кислотных композиций при обработке призабойной зоны пласта.

Физико-химические свойства представлены в таблице 1 [1]:

Таблица 1

Физико-химические свойства полиакриламида Seurveye A2

| | |
|--|--|
| Наименование показателей | Нормативное значение |
| Внешний вид при 20 °С | Порошкообразное вещество от белого до светло-желтого цвета |
| Плотность при температуре 20 °С, г/см ³ | 0,55–0,75 |
| Динамическая вязкость 1%-ного раствора реагента в 10%-ном растворе NaCl, мПа*с | не менее 200 |

Технология изоляции трещины ГРП заключается в закачке, приготовленного геля в смеси с кислотой, через специальные отверстия в нижней части интервала продуктивного пласта в объеме 100 м³. В связи с более низкой плотностью геля он постепенно заполнит высокопроницаемую зону продуктивного пласта. В случае со скважиной, где ранее была применена операция гидравлического разрыва пласта, гель будет заполнять высокопроницаемую зону трещины, тем самым изолируя данную зону от фильтрации во время работы скважины.

В результате проведенной операции по изоляции нижележащего горизонта обводненность продукции скважины №1 снизилась с 83% до 38%. Дополнительная добыча при этом составила 5,6 тыс. т за 17 месяцев работы после проведения мероприятия по изоляции трещины ГРП. В связи с высокой эффективностью изоляции трещины на месторождении предлагается использовать данную технологию на месторождении аналоге.

Месторождение У является аналогом месторождения Х по схожей структуре, а также по фильтрационно-емкостным свойствам пласта. На месторождении У имеются такие же проблемы с обводненностью продукции в связи с вскрытием операций ГРП водоносного высокопродуктивного пропластка. Для применения технологии изоляции трещины ГРП были выбраны кандидаты по следующим параметрам:

- Остановка скважин в течении 5 лет в связи с высокой обводненностью и низким дебитом нефти;
- На скважине была проведена операция ГРП, вскрывающая нефтенасыщенный и водонасыщенный пласты;
- По проведенным на скважине промыслово-геофизическим исследованиям не наблюдается негерметичности эксплуатационной колонны и заколонных перетоков.

Таблица 2

Сопоставление показателей на момент остановки скважин и проектных значений после использования технологии изоляции трещины ГРП

| | Дебит по нефти, т/сут | Дебит по жидкости, т/сут | Обводненность, % |
|---|-----------------------|--------------------------|------------------|
| Средние показатели на момент остановки скважины | 1,2 | 62 | 98 |
| Средние показатели после применения технологии изоляции трещины ГРП | 28 | 70 | 60 |

Было просмотрено 198 скважин, отключенных по причине высокой обводненности и выбрано 8 скважин для применения данной технологии на месторождении У.

Средние фактические показатели на момент остановки скважин и проектные показатели после использования технологии представлены в таблице 2.

Предполагается с помощью данной технологии снизить среднюю обводненность добываемой продукции и повысить дебит нефти. В случае успеха проекта дополнительная добыча нефти составит 38 тыс. т нефти, что положительно скажется на чистом дисконтируемом доходе всего проекта разработки месторождения.

Литература

1. Нефтесервисная компания Миррико [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.mirrico.ru
2. Турецкий, В.Я. Математика и информатика / В.Я. Турецкий. – 3-е изд. – М.: ИНФРА – М, 2002. –560с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ СВЕРХЛЕГКОГО ПРОППАНТА И С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К.В. Тютнев

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

С 2013 года на месторождении в качестве опытно-промышленной разработки были опробованы две новых технологии при проведении ГРП: ГРП с применением сверхлегкого проппанта (скв. №№ 489, 739, 2260), ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП) (скв. №№ 863, 1066, 1093, 1127, 1580, 1621, 1746, 1809К, 2523, 4057) [1].

Технология проведения ГРП с ГПП позволяет вскрыть продуктивный пласт с помощью гидropескоструйного перфоратора и в дальнейшем проводить ГРП. Сначала в скважину на колонне НКТ спускается гидropескоструйный перфоратор, по которому от насосного агрегата под давлением до 30 МПа подают водопесочную смесь. Смесь вытекает из насадок перфоратора с большой скоростью и промывает в обсадной

колонне, цементном кольце и породе пласта каналы, образуя радиальные конусообразные полости длиной до 1 м и диаметром до 60 мм. Далее на скважине проводится ГРП, для того, чтобы еще дополнительно расширить и закрепить трещину [2].

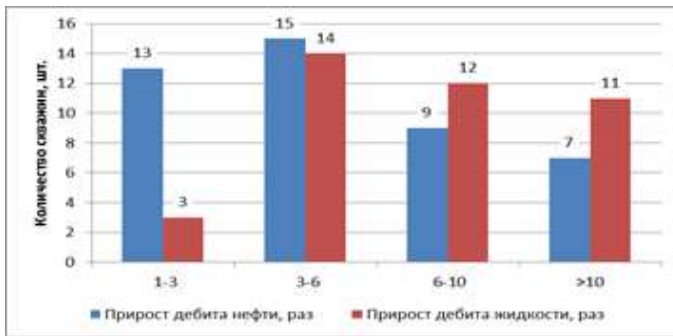


Рис. 1 Распределение прироста дебита нефти, жидкости после проведения «традиционных» ГРП за 2013, 2014г.



Рис. 2 Распределение прироста дебита нефти, жидкости после проведения ГРП + ГПП, ГРП со сверхлегким пропантом за 2013, 2014 г.

изменение обводненности представлены на рисунках 1 – 3 [1].



Рис. 3 Изменение обводненности на скважинах после проведения ГРП за 2013, 2014 г.

Скважины, на которых проводили ГРП с гидropескоструйной перфорацией, показали более хорошие результаты.

В результате проведения ГРП на трех скважинах (№№ 863, 1093, 1580) был получен хороший прирост нефти. На скважине № 863 дебиты нефти и жидкости выросли в 3 раза (до ГРП: Qн - 2,6 т/сут, Qж - 11 т/сут; после ГРП: Qн - 8,8 т/сут, Qж - 28,5 т/сут), длительность эффекта 9 месяцев. На скважине № 1093 дебит нефти и жидкости увеличился в три раза (до ГРП: Qн - 1,8 т/сут, Qж - 7,8 т/сут; после ГРП: Qн - 6 т/сут, Qж - 23,4 т/сут), наблюдается стабильная работа скважины без падения дебита до настоящего времени. На скважине № 1580 дебит нефти и жидкости вырос в 4,5 раза (до ГРП: Qн - 4,1 т/сут, Qж - 6,3 т/сут; после ГРП: Qн - 18,6 т/сут, Qж - 31,2 т/сут), наблюдается стабильная работа скважины без падения дебита до настоящего времени [1].

Литература

1. Повышение эффективности выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти сложнопостроенных объектов типа АВ1 Советского месторождения \ Мангазеев П.В., Томск 2000.

За 2013 год было проведено 38 традиционных ГРП, 3 ГРП со сверхлегким пропантом и 1 ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП). На 25 скважинах (71% от общего количества традиционных ГРП в этот год) были получены приросты по нефти, по 22 скважинам эффект от ГРП продолжается до настоящего времени, что говорит о хорошем качестве проведения ГРП. Дополнительная добыча нефти от мероприятий изменяется от 0,1 тыс. т до 20,2 тыс. т в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта и выработанной прискважинной зоны.

За 2014 год было проведено 32 традиционных ГРП и 9 операций ГРП с ГПП.

На 20 скважинах (61% от общего количества традиционных ГРП в этот год) были получены приросты по нефти, по 13 скважинам эффект от ГРП продолжается до настоящего времени.

Критерием оценки эффективности ГРП являлся многократный прирост дебита нефти и жидкости, минимальный рост обводненности, а также длительность эффекта в месяцах. Распределение прироста дебита нефти и жидкости,

Из трех скважин, на которых проводился ГРП с применением сверхлегкого пропанта, только на скважине № 2260 был получен эффект. После проведения ГРП на скважине № 2260 дебит нефти вырос в 3 раза (с 3,9 т/сут до 12 т/сут), дебит жидкости вырос в 1,7 раза (с 10 т/сут до 17 т/сут). Эффект от мероприятия продолжался в течение 18 месяцев. Обводненность после проведения ГРП снизилась с 59 % до 29 %.

Всего на месторождении было проведено три испытания проведения ГРП с применением сверхлегкого пропанта. Наличие малого опыта не позволяет оценить эффективность или неэффективность данного метода.

2. Анализ эффективности разработки залежей нефти Самотлорского месторождения с применением гидроразрыва пласта / Шпуров И.В., Разуменко В.Е., Горев ВТ., Шарифуллин Ф.А. // Нефтяное хозяйство. 1997. - № 10. - С. 50-53.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ ОПЕРАЦИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К.В. Тютнев

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Гидравлический разрыв пласта проводится на Советском месторождении с 1992 г. и является одним из самых эффективных методов интенсификации притока.

Всего за время разработки месторождения было проведено 514 операций ГРП в 467 скважинах (26% фонда, на 8 скважинах Гидравлический разрыв пласта был проведен сразу на 2 объекта).

Это позволило дополнительно добыть 6 567,3 тыс. т, что составляет 13% от всей добычи, полученной от дополнительных мероприятий. В среднем с каждого мероприятия получено 13 тыс. т., длительность эффекта составила 5 лет [1]. Показатели ГРП по годам приведены на рисунке.

Гидравлический разрыв пласта увеличивает продуктивность скважин за счет снижения загрязнённости призабойной зоны, а также создания высокопроницаемых каналов, по которым происходит ускоренная фильтрация флюида.

Помимо этого, гидравлический разрыв пласта применяется на месторождении для вовлечения в разработку верхней части объекта АВ₁ - пластов АВ₁^{1+2а} («рябчик»), обладающего заметно ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что является причиной неравномерной выработки запасов по объекту.

Но при этом необходимо принимать во внимание наличие высокопроницаемых пропластков ниже «рябчика», отделенных глиняной перемычкой. Это требует наложения ограничений на высоту трещин [2].

Одним из способов, позволяющих решить поставленную задачу является технология TSO (метод концевой экранирования), позволяющая создавать короткие трещины (10-20 м) шириной до 30 мм. Это достигается при помощи контроля за распространением длины трещины.

При помощи фильтрационной утечки рабочей жидкости сквозь поверхности трещины, концентрация проппанта на фронте закачки растет, что становится причиной образования вблизи конца трещины пробок из проппанта, препятствующих дальнейшему распространению. В процессе операции применяются маловязкие жидкости на основе гелей, хорошо фильтрующиеся в пласт и позволяющие поддерживать эффективное давление на низком уровне.

Данная технология гидравлического разрыва пласта уменьшает затраты на проведение работ благодаря уменьшению объемов закачки жидкости и проппанта и сокращению времени проведения операции [3].

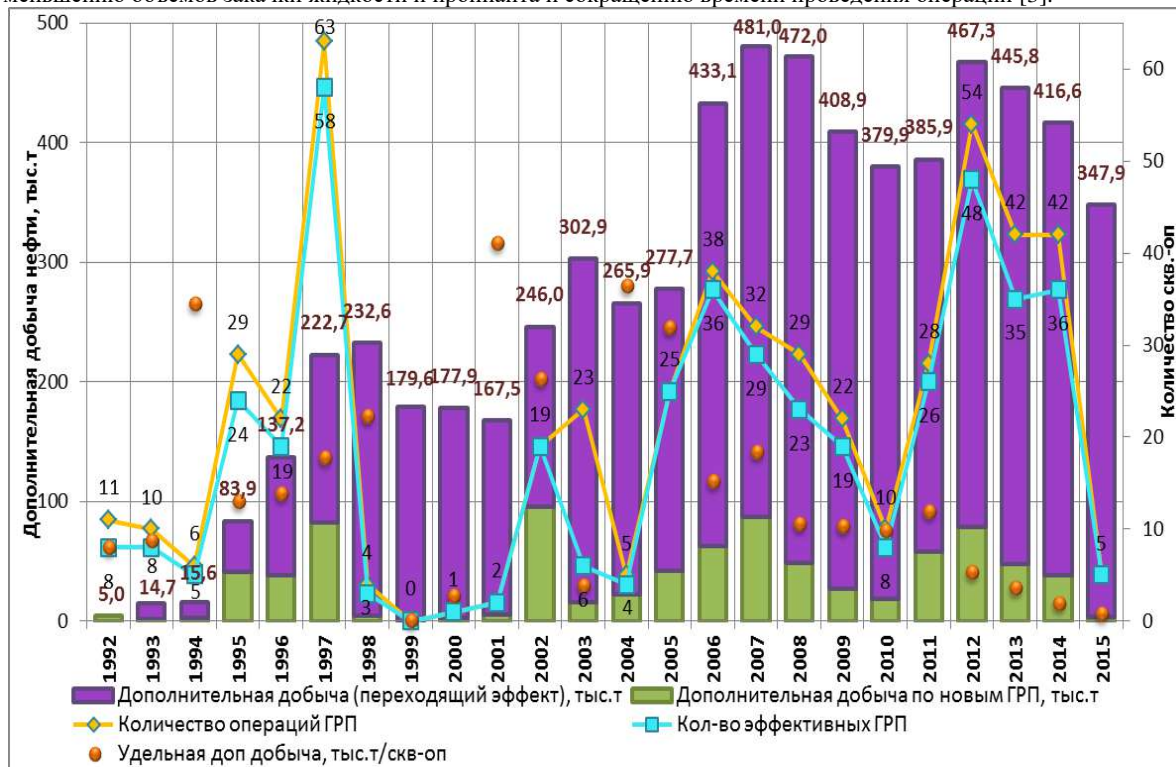


Рис. Динамика показателей эффективности ГРП на Советском месторождении

Из выше сказанного можно сделать вывод, что форма трещины и направление ее распространения являются самыми важными параметрами, влияющими на эффективность гидравлического разрыва пласта.

Литература

1. Дополнение к Технологическому проекту разработки Советского месторождения, 2016 г.
2. Повышение эффективности выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти сложнопостроенных объектов типа АВ1 Советского месторождения \ Мангазеев П.В., Томск 2000.
3. «Материалы по оперативному изменению запасов нефти и растворенного газа объекта АВ1 Советского нефтяного месторождения», отв. исп. Франц О.А., Томск, 2015.

РАЗРАБОТКА ЭКСПРЕСС-МЕТОДА КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Э.В. Уразов

Научный руководитель - профессор М.А. Гавриленко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях увеличения доли трудноизвлекаемых запасов нефти, а также роста количества месторождений, переходящих на завершающую стадию разработки. Ввиду этого увеличивается количество проводимых геолого-технических мероприятий, направленных на поддержание текущего уровня добычи. Одним из основных геолого-технических мероприятий (наряду с обработкой призабойной зоны) является применение технологии гидроразрыва пласта. Компании, разрабатывающие месторождения Западной Сибири, все чаще начали применять на данных месторождениях технологию многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальном участке ствола скважины. Это связано с повышением процента трудноизвлекаемых запасов ко всем извлекаемым углеводородам [1,4].

В настоящее время в мировой практике отсутствует инструмент для оперативной и экономически выгодной оценки эффективности проведенных работ по многостадийного гидроразрыва пласта, позволяющий оценивать работу каждого порта по отдельности в полевых условиях без проведения дополнительных гидродинамический исследований. Рациональный контроль эксплуатации такой скважины не осуществим, это может приводить к неэффективной эксплуатации залежи, невозможности оценить обводненность и нефтеносность каждого из портов.

В качестве решения поставленной задачи предлагается применение сенсорных оптических мембран на основе прозрачной полиметилметакрилатной матрицы в комплексе с водорастворимыми и нефтерастворимыми трассерами (индикаторами). В качестве трассеров предлагается использовать высокодисперсные ксантеновые красители, обладающие хорошими сорбционно/десорбционными свойствами к материалу пропанта. Сорбция молекул индикатора на поверхность пропанта может быть осуществлена непосредственно на флоте ГРП на кустовой площадке в пескосмесительных установках. Причем, для каждого порта подбирается индивидуальный индикатор. Возможен различный дизайн гидроразрыва пласта, оптимальный вариант закачки – подавать «меченый пропант» в завершаемую закачиваемую блок-пачку. Флюид, фильтруясь через «меченый» пропант выносит молекулы индикатор из порта на устье. Концентрация молекул определенного индикатора в объединенной пробе флюида пропорциональна дебиту порта. Анализ полученных данных в полевых условиях возможно производить при помощи аналитического оборудования (спектрофотометра) и, в перспективе, с помощью программного обеспечения, установленного на смартфон.

Основные результаты работы:

- разработаны сенсорные оптические мембраны на основе прозрачной полиметилметакрилатной матрицы с иммобилизованными реагентами для определения различных индикаторов (трассеров) в водонефтяных эмульсиях. Методика определения концентраций индикатора в полиметилметакрилатной матрицы представляет собой быстрый и недорогой спектрофотометрический метод [2,3];

- разработано программное обеспечение для интерпретации результатов определения концентрации трассеров в жидкости с применением полиметилметакрилатной матрицы.

Экспресс-метод может применяться для оценки успешности и эффективности проведения работ по многостадийного гидроразрыва пласта на автономных месторождениях без проведения дополнительных гидродинамических исследований. Экспресс-метод позволяет оперативно в полевых условиях определять следующие параметры:

- определение фактически работающих портов;
- определение дебита каждого порта ГРП в общем объеме добываемой жидкости с разделением на фазы;
- определение обводненности каждого порта.

Литература

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с
2. Gavrilenko M.A., Gavrilenko N.A., Amerkhanova Sh.K., Uali A.S., Bilyalov A.A. Trace determination of rhodamine and eosine in oil-water reservoir using solid-phase extraction //Advanced Materials Research. 2014. № 880. P. 276-281.
3. Gavrilenko N.A., Volgina T., Urazov E., Gavrilenko M.A. Transparent polymer sensor for visual and photometrical detection of thiocyanate in oilfield water //J. Pet. Sci. Eng. 2019. Vol. 172. P. 960-963.

4. Чертенков М.В., Ковальчук С.П., Золова И.В., Козлов В.Я., Портяников А.Д., Видякин В.В. Планирование и управление разработкой месторождений: новые подходы, современные решения // Нефтяное хозяйство, 2013 - № 9. Стр.82-85.

**ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ**

Ю.А. Усенко, С.А. Зюзиков

Научный руководитель - доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что газодинамические исследования (ГДИ) проводятся для всех газовых и газоконденсатных скважин. Газогидродинамические исследования скважин включают комплекс взаимосвязанных методов, отличающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения. [1]

Целью данной работы является расчет коэффициентов фильтрации и параметров ГДИ на примере скважины №.2192 куст 57 расположена в центральной части Чайядинского месторождения (Южный блок I), пробурена в июле 2016 года. В настоящее время находится в освоении. Поставленная цель в данной работе достигается путем решения следующих задач:

- Представить общие понятия о ГДИ;
- Произвести расчет параметров ГДИ на примере скважины и проанализировать их;
- Сделать заключение о полученных результатах.

Уравнение притока газа забойной скважины, характеризующее зависимость потерь пластовой энергии от дебита газа, имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a * Q + b * Q^2 \quad (1)$$

Обработка результатов исследования скважины приведена в таблице 1 и на рисунке 1. Замеренное пластовое давление составило 24,16 МПа.

Таблица 1

Результаты исследований скважины на установившемся режиме фильтрации

| Номера режима | P_z , МПа | P_z^2 , МПа ² | $P_{пл}^2 - P_z^2$, МПа ² | Q, тыс.м ³ /сут | $\frac{P_{пл}^2 - P_z^2}{Q}$, МПа ² /тыс.м ³ /сут |
|---------------|-------------|----------------------------|---------------------------------------|----------------------------|--|
| 1 | 24,35 | 592,92 | 8,14 | 100 | 0,081 |
| 2 | 23,96 | 574,08 | 26,98 | 200 | 0,135 |
| 3 | 23,37 | 546,15 | 54,91 | 300 | 0,183 |
| 4 | 22,55 | 508,5 | 92,56 | 400 | 0,231 |
| 5 | 21,48 | 461,39 | 139,67 | 500 | 0,279 |

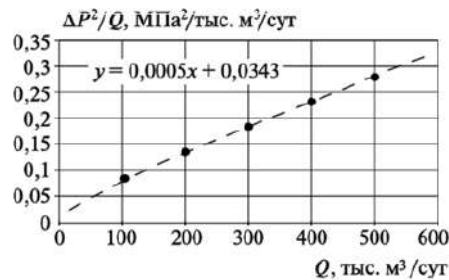
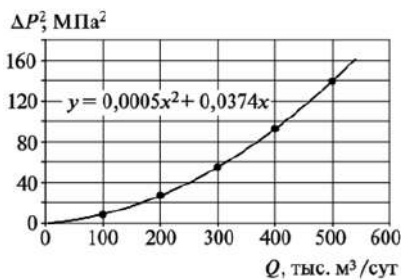


Рис. 1 Обработка результатов исследования скважины

В результате правильно проведенных исследований скважины должна быть получена связь между перепадом давления и дебитом Q, выражающаяся двучленной формулой (1). Данная формула, описывающая приток газа к скважине, в графической форме представляет параболу, проходящую через начало координат. Если индикаторная линия не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют различные факторы: неточное определение пластовых и забойных давлений вследствие неполной стабилизации, наличие жидкости на забое и погрешности определения реальных коэффициентов сопротивления при движении газа от забоя до устья. В данном случае исследование скважины необходимо повторить. Если это невозможно, следует использовать приближенные методы обработки результатов исследования. [2]

Таблица 2

Рабочие параметры скважины

| Рг.рабочее ата. | Рзг.рабо- чее ата | Рг статич. ата | Рзг.стат ическ ата | t y.оС | Пластовое давление ата | Забойное давление ата | Депресс ия на пласт | Дебит скв тыс.м ³ /сут |
|-----------------|----------------------|-------------------|-----------------------|--------|---------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| 99,19 | 0 | 106,75 | 106,75 | -1,8 | 128,03 | 98,21 | 29,82 | 84,8 |

Для определения рабочего параметра дебита скважины используется формула для расчета:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4 * B * P_{\text{статич}}^2 - P_{\text{г раб}}^2}}{2 * B} \quad (2)$$

Данные для расчета берем из Таблицы № 2 Рабочие параметры скважины с учетом фильтрационных коэффициентов:

$$Q = \frac{-18.614030 + \sqrt{18.614030^2 + 4 * (-0.002969) * 106.75^2 - 99.19^2}}{2 * (-0.002969)} = 84,8 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$$

Таблица 3

Параметры для определения дебитов

| NN режима | Р д. ата | t д оС | d ш.мм | Кэфф.расх днаф | Q дебит тыс.м3/сут | Г д | Z | Пок.аднаб |
|-----------|----------|--------|--------|----------------|--------------------|-------|---------|-----------|
| 1 | 98,8 | 3,6 | 8 | 11,9513 | 105,90796 | 276,6 | 0,81884 | 1,081556 |
| 2 | 87,05 | 2,2 | 12 | 26,9481 | 205,02756 | 275,2 | 0,8342 | 1,061066 |
| 3 | 79,5 | -3,5 | 14 | 36,4385 | 253,0546 | 269,5 | 0,83567 | 1,050392 |
| 4 | 85,23 | 2 | 14,04 | 36,64279 | 271,796 | 275 | 0,83672 | 1,057759 |
| 5 | 90,41 | 0,9 | 10 | 18,8161 | 150,81521 | 273,9 | 0,82631 | 1,068648 |
| 6 | 83,41 | -0,1 | 12 | 26,9481 | 192,4 | 272,9 | 0,83566 | 1,055874 |

Формула для определения дебитов для каждого режима:

$$Q = \frac{P_{\text{д}} * K_{\text{р. д}} * k}{\sqrt{G_{\text{д}} * Z * \rho_{\text{г}}}} \quad (3)$$

Для первого режима исследования рассчитывается дебит:

$$Q_1 = \frac{98,8 * 11,951 * 1,081556}{\sqrt{276,6 * 0,818838 * 0,642}} = 105,9 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

Расчет значений фильтрационных коэффициентов:

$$"a" = \frac{\sum \frac{\Delta P^2}{Q} * \sum Q^2 - \sum Q * \sum \Delta P^2}{N * \sum Q^2 - (\sum Q)^2} = 36,955572 ; "b" = \frac{N * \sum P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 - \sum Q * \sum \frac{\Delta P^2}{Q}}{N * \sum Q^2 - (\sum Q)^2} = -0,037750$$



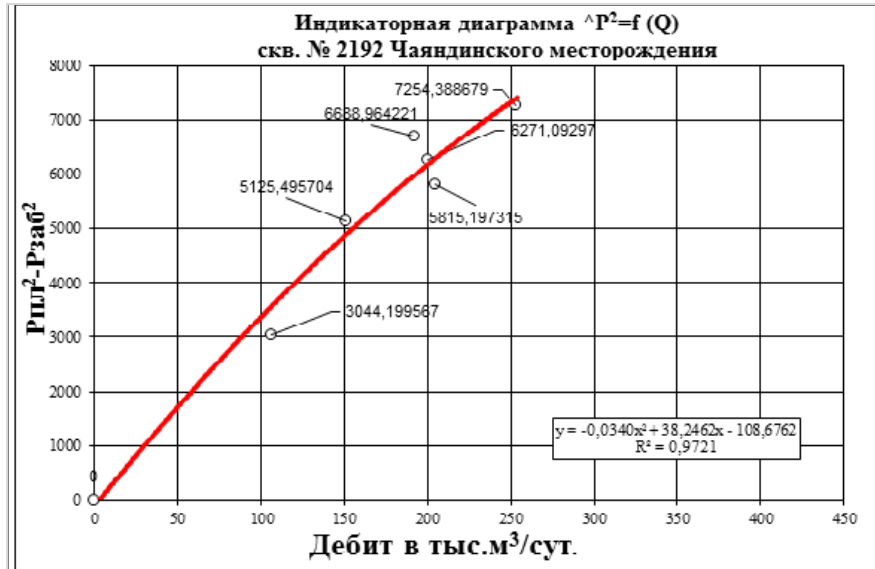


Рис. 2 Индикаторная диаграмма, Зависимость устьевых параметров от дебита скважины № 2192 ЧНГКМ

На данных графиках в случае с индикаторной диаграммой можно сделать вывод о том, что дебит на текущем этапе увеличивается за счет прироста разности давления, а на другом графике дебиты увеличивались за счет понижения устьевых параметров скважины.

Литература

1. Камартидинов, М.Р., Кулагина, Т.Е., Гидродинамические исследования скважин: Анализ и интерпретация данных. – Томск, 2010.
2. Эрлагер, Р. Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание 2003, перевод с английского, М, 2007, 512 с

КЛАССИФИКАЦИЯ МОГОВТВОЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ПО НОМЕНКЛАТУРЕ TALM

А.В. Фёдоров, И.В. Шаров

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

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

В настоящее время набирает обороты бурение многоствольных скважин. Преимуществом такого бурения является повешенный коэффициент охвата пласта и как следствие высокий дебит скважины. Раньше возможности были ограничены отсутствием необходимого оборудования, но сейчас технология считается надежной и проверенной – ее используют повсеместно.

Бурение многоствольных скважин сочетает в себе множество положительных сторон, оказывающих влияние на популярность данного направления. Совокупность технологий бурения различных видов многоствольных (разветвленных) скважин можно представить двумя классификациями: по способу заканчивания и очередности бурения стволов.

Международная классификация многоствольных скважин TAML (Complexity Ranking):

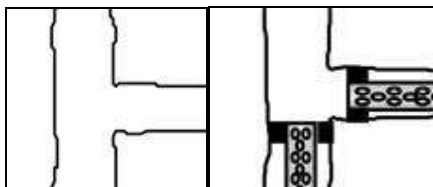


Рис. 1. Уровень 1 TAML

Уровень 1. Основной и боковые стволы не крепятся обсадными колоннами или в каждом стволе присутствует подвешенный хвостовик. Прочность сочленения и его гидравлическая изолированность целиком зависит от свойств горной породы, в которой находится место сочленения.

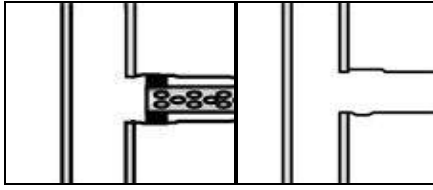


Рис. 2. Уровень 2 TALM

Уровень 2. Основной ствол такой скважины обсажен и зацементирован, забой бокового ствола открытый или оснащен фильтром-хвостовиком. Сочленение гидравлической изоляции не имеет.

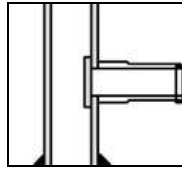


Рис. 3. Уровень 3 TALM

Уровень 3. Основной ствол скважины обсажен обсадной колонной, зацементирован. В то время как боковой ствол обсажен без цементирования.

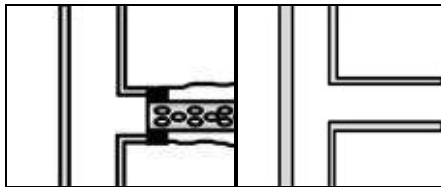


Рис. 4. Уровень 4 TALM

Уровень 4. Данный пример представляет собой обсаженные и зацементированные оба ствола (боковой ствол имеет фильтр-хвостовик).

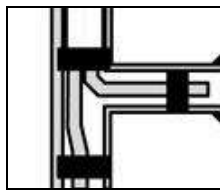


Рис. 5. Уровень 5 TALM

Уровень 5. Основной и боковой стволы такой скважины обсажены и зацементированы, при этой технологическое оборудование для добычи крепится с помощью пакеров). Сочленение герметично.

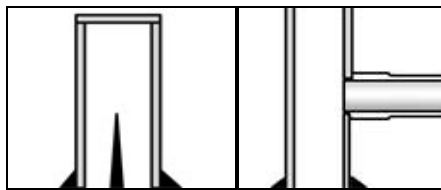


Рис. 6. Уровень 6 TALM

Уровень 6. В данном случае основной ствол имеет разветвление на забое и крепление оборудования для раздельной добычи. Сочленение является герметичным, использование только цемента для герметизации недостаточно.

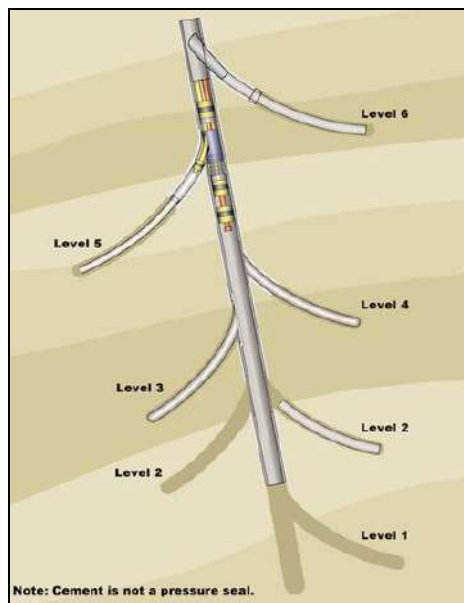


Рис. 7. Уровни сложности TALM

Последовательность бурения стволов:

А) Метод «снизу – вверх». Основной ствол скважины бурится на максимальную глубину для достижения наиболее глубокозалегающего горизонта изучаемого объекта, а забуривание боковых стволов – для подсечения углеводородов от нижних горизонтов к вышележащим. Геофизические исследования должны проводиться сразу после пробуривания каждого ствола. Данная методика оправдывает себя при проведении работ по насыщению сетка бурения, например, при переходе предварительной разведки к детальной и повышению категориальности запасов углеводородов; она наиболее рациональна для разведки пологозалегающих пластов, крутопадающих зон сравнительно выдержанных по мощности на значительные глубины столбообразных, штокверковых и тому подобных тел и др.

Б) Метод «сверху – вниз». Проводится бурение основного ствола скважины до определенной глубины, на которой забуривается первый дополнительный ствол для достижения верхнего продуктивного пласта. Далее идет бурение основного ствола до следующего интервала, на этой глубине забуривается второй и последующие дополнительные стволы. Согласно данной схеме проводится изучение промышленной минерализации по глубине ее залегания сверху вниз, а также в параллельных геологических пластах. При такой методике основной ствол остается свободным, что позволяет выполнять весь комплекс геофизических исследований в процессе бурения каждого из стволов. Методика рациональна для поисков и разведки месторождений, имеющих сложное строение зоны полезного ископаемого: непостоянную, изменчивую мощность, крутое падение (более 40-50%), значительную протяженность по глубине, неравномерное содержание полезного ископаемого в изучаемом объекте и неравномерное распределение полезного компонента в блоках промышленного содержания и др.

В заключение, бурение многоствольных скважин наиболее актуально при строительстве скважин с многопластовой геологией продуктивных залежей. В условиях Западной Сибири также используют данную технологию при разработке сложного литологического разреза или при параллельной добычи нефти газа или газового конденсата в разных пластах.

Литература

1. PetroWiki [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://petrowiki.org/Multilateral_completions, свободный. – (дата обращения: 21.03.2019);
2. Геология, гидрогеология и геодезия [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://allbest.ru/otherreferats/geology/00768077_0.html, свободный. – (дата обращения: 21.03.2019);
3. Методика и технология бурения многоствольных скважин [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.drillings.ru/mnogostv?razdel=1&object=0>, свободный. – (дата обращения: 21.03.2019).

Более наглядное представление об уровнях сложности по TALM дает рисунок 7.

Стоит отметить, что на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири варианты методов заканчивания многоствольных скважин до 4 уровня (по классификации TALM) являются неприменимыми по требованиям разработки месторождений с точки зрения геологических условий. В первую очередь это связано с наличием в пластах слабосцементированных горных пород, что делает необходимым крепить боковой ствол. Способ заканчивания скважин по классификации TALM 6 в условиях Западной Сибири так же не эффективно, но по коммерческим причинам, так как строительство одной многоствольной скважины превышает стоимость бурения двух отдельных наклонно-направленных скважин [2].

АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ УЭЦН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

Н.С. Харьковская

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический Университет, г. Томск, Россия.

Для максимально возможного извлечения нефти необходимо применения прогрессивных способов и схем разработки нефтяных месторождений, а также совершенствования техники и технологии подъема жидкости из скважин. Значительная часть фонда добывающих скважин оборудована широко распространёнными установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) [1]. Это объясняется их преимуществами (например, высокая производительность), реализуемостью в условиях увеличения обводненности нефтяных месторождений и необходимостью форсированного отбора жидкости из сильнообводненных пластов и скважин. По затратам при больших подачах энергии на тонну добываемой нефти электроцентробежные насосы наиболее выгодны.

Изучение основных осложняющих факторов, степень их влияния на снижение производительности, необходимо для рассмотрения и разработки мероприятий, направленных на предотвращение действие факторов на технологические показатели работы скважин и увеличение межремонтного периода скважин, оборудованных УЭЦН. Для такого рода технологического анализа необходима реальная информация о причинах отказов оборудования скважины при разработке организационно-технических мероприятий по устранению главных причин, для внесения соответствующих коррективов в технологический режим работы скважин.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок -365 суток. При этом принята следующая классификация ремонтов скважин [2]:

- затянувшийся ремонт – УЭЦН не запускалась в работу после монтажа;
- повторный ремонт – УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска;
- преждевременный ремонт – УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток;
- преждевременный ремонт – УЭЦН не отработала от 30 до 180 (365) суток [2].

Отказы глубинного насосного оборудования (ГНО) учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того, определена ли окончательно причина отказа.

Главными показателями работы УЭЦН являются производительность и межремонтный период (МРП). При расчете МРП скважин пользуются формулой:

$$МРП = \frac{T_{МРП}}{N}, \text{сут (1),}$$

где: $T_{МРП}$ – суммарное отработанное время всего механизированного фонда действующих скважин за учитываемый период (месяц/год, используются данные из формы МЭР), сут. N – количество отказов ГНО за отчетный период (текущий месяц, скользящий год), шт. [3].

Расчет наработки на отказ производится за скользящий год, а также за текущий месяц (за 30 или 31 день с начала анализируемого периода). При расчёте наработки на отказ пользуются формулой:

$$ННО = \frac{T_{ННО}}{N}, \text{сут (2),}$$

где: $T_{ННО}$ – суммарное отработанное время ГНО только по скважинам с отказавшим оборудованием. За отработанное время принимают время с момента кнопочного запуска ГНО в работу до момента отказа, сут.

Если отработанное время ($T_{ННО}$) находится за пределами расчётного периода (скользящий год, месяц), то при подсчёте учитывается всё отработанное время с момента последнего кнопочного запуска ГНО до отказа, независимо от расчётного периода [3].

Таблица 1

Средние значения физико-химических свойств дегазированной нефти на месторождении X

| Плотность г/см ³ | Вязкость мПа*с | Содержание, % по массе | | | | | |
|--------------------------------|-------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|---------------|------|--------------------------|
| | | Асфальтенов | Смол силикагеновых | Твердых парафинов | Общей серы | воды | Механических примесей |
| 0,830 | 8,95 | 1,58 | 3,84 | 1,68 | 0,2 | 0,09 | 0,03 |

В ходе изучения отказов и основных факторов была составлена их классификация, которая представлена в таблице 2.

Таблица 2

Классификация отказов

| Виды отказов | | Причины отказов |
|---|-----------------------------------|---|
| СнП (снижение производительности) | СнП (снижение производительности) | - Происходил перегрев рабочих органов, износ рабочих органов УЭЦН, опорных буртов и ступиц из-за того, что погружное оборудование работало в постоянном режиме в «левой» зоне для УЭЦН. |

**СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

| | | |
|---------------------------|---|---|
| | | <ul style="list-style-type: none"> - Нарушение технологии вывода на режим и опускание динамического уровня на критические отметки менее 200м над приемом насоса вызывал частые срывы подачи и работы внутренних органов УЭЦН на сухую. - Отложение АСПО, солей и парафинов в момент работы погружного оборудования вызывало засорение проточных каналов на рабочем колесе, уменьшая его производительность |
| | Слом вала | <ul style="list-style-type: none"> - Методика расклинивания УЭЦН проводилась с нарушением техническим инструкциям от завода изготовителя. - Не правильная подборка ПЭД к компоновке УЭЦН, где мощность ПЭД больше на 25-30% мощности УЭЦН |
| Виды отказов | | Причины отказов |
| | Клин | <ul style="list-style-type: none"> - Большое отложение солей и твердых механических примесей на внутренних органах УЭЦН приводило к заклиниванию колес и остановки УЭЦН по перегрузу - Ввиду работы УЭЦН не в номинальном режиме привел к износу нижних текстолитовых шайб до металла, что приводит к подклиниванию УЭЦН при эксплуатации, а при остановке насоса к опусканию рабочих колес друг на друга, что приводит к «механическому» клину. - Частых срывов подачи из-за высокого газового фактора и работы внутренних органов УЭЦН на «сухую», что приводит к перегреву и расширению металла рабочих аппаратов |
| R = 0 (снижение изоляции) | R=0 КЛ (снижение изоляции кабельной линии) | <ul style="list-style-type: none"> - Нарушения тех.процесса на рабочей площадке ТКРС протаскивания удлинителя через кабельный ролик, что приводит к потяжке жил в муфте токоввода, нарушение компаунда ТПЖ. - Нарушение скорости спуска УЭЦН в скважину - Вздутие изоляции кабеля с агрессивной средой - Работа УЭЦН с низким притоком, что приводит как правило к перегреву погружного двигателя и кабеля |
| | R=0. Нет звезды (прогар кабельной линии) | <ul style="list-style-type: none"> - Многократное превышение токовых нагрузок по отношению паспортных характеристик кабеля в момент расклинивания УЭЦН. - Нарушение изоляции кабельной линии в момент спуска УЭЦН. |
| | R=0 ПЭД (снижение изоляции погружного электродвигателя) | <ul style="list-style-type: none"> - Недостаточно квалифицированный персонал ЭПУ, который произвел Монтаж УЭЦН с нарушением «регламента монтажа ЭПУ» - Не правильная подборка УЭЦН с производительностью выше, чем приток из пласта, что привело к недостаточному охлаждению ПЭД. |
| | Нет подачи | <ul style="list-style-type: none"> - Ввиду большой СПО труб НКТ происходит не герметичность труб НКТ - Отложение АСПО и солей не только на органах УЭЦН, но и в подвеске НКТ. |

В ходе анализа выявлены основные способы предотвращения отказов и их причин, представленные в таблице 3.

Таблица 3

Основные способы предотвращения отказов и их причин

| Виды отказов | | Предотвращение отказов |
|-----------------------------------|--|--|
| СнП (снижение производительности) | СнП (снижение производительности) | <p>Для предотвращения причины «СнП», повлекшая «левая зона» работы УЭЦН, переводить работу насоса в периодический режим (краткосрочный режим, режим по давлению, временная работа УЭЦН).</p> <p>Для перевода скважины в периодический режим применять двухсторонние обратные клапана, для проведения «прямых» и «обратных» промывок. Должен быть график промывок и график спуска скребка.</p> |
| | Слом вала | производить расклинивания УЭЦН согласно утвержденного регламента предприятия (составленный согласно ТУ от завода изготовителя). Составить алгоритм проведения мероприятий по расклиниванию с определением характера заклинивания. |
| | Клин | Для предотвращения причины «Клин», повлекшая отложения солей на рабочих органах насоса, рассмотреть вопрос применения капиллярной дозировки реагентов на прием УЭЦН(?), добавление реагентов с помощью устьевых дозаторов. Так же проводить промывки. В связи высокого газового фактора рассмотреть вопрос о применении в компоновке УЭЦН сдвоенного газосепаратора-диспергатора, вихревого газосепаратора, МФОН |
| R = 0 (снижение) | R=0 КЛ (снижение изоляции кабельной линии) | <p>производить расчёт глубины спуска на дополнительный участок ствола скважины (не более 60 градусов на 10м или менее 2х минут на 10м). Так же контролировать спуск УЭЦН бригады КРС (0.25 м/с-норм.спуск, 0.15м/с-в кривизне).</p> <p>Для предотвращения «потяжек» кабеля у муфты токоввода, при монтаже УЭЦН устанавливать протектолайзеры, а также протаскивать удлинитель во время монтажа</p> |

| | | |
|---|--|---|
| | | через подвесной ролик находящегося на рабочей площадке согласно тех.условиям по монтажу. |
| R=0. Нет звезды (прогар кабельной линии) | | производить расклинивания УЭЦН согласно утвержденного регламента предприятия (составленный согласно ТУ от завода изготовителя). |
| R=0 ПЭД (снижение изоляции погружного электродвигателя) | | усилить требования качества к монтажу(контроль). Повышение уровня квалификации ЭПУ. Так же обеспечить приток ПЭД (подбор компоновки в скважину для исключения перегрева ПЭД). |
| Нет подачи | | необходимо учитывать количество СПО труб НКТ. Проведения «прямых» и «обратных» промывок. |

На основе того, что были выделены группы основных факторов, влияющих на длительность межремонтного периода и был проведен анализ причин выхода из строя УЭЦН на месторождении X за весь период разработки, было показано, что основная часть отказов происходит из-за R=0 – около 24%, вызвано снижением изоляции кабеля и двигателя. Значительная часть отказов происходит в результате снижения производительности – около 22 %. Это вызвано работой в постоянном режиме оборудования в «левой» зоне и больших отложений АСПО, солей и парафинов.

Разработка и внедрение мероприятий, предотвращение отказов, направленных на увеличение МРП и ННО, является резервом повышения эффективности работы насосного фонда скважин всей системы эксплуатации месторождения в целом и увеличения суточной добычи флюидов.

Полученные анализы и пути решения основных факторов, влияющих на снижение производительности, имеют прикладное значение для месторождений с похожей системой разработки.

Литература

1. Козырев И.Н. Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов // Технические науки - от теории к практике: сб. ст. по матер. LV междунар. науч.-практ. конф. – Новосибирск, - № 2(50):. СибАК, 2016. – С. 176-180.
2. Ляшков Д.В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СКВАЖИН ЗАПАДНО-МОИСЕЕВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ): Бакалаврская работа. – Красноярск, 2016г. – 88 с.
3. Расчет межремонтного периода работы скважин. Расчет наработки на отказ. Расчёт средней наработки установок до отказа: Рекомендации / Экспертный совет по механизированной добыче нефти. – М., 2015.

ВЛИЯНИЕ ПРОМОТИРУЮЩИХ ДОБАВОК МИКРОРАЗМЕРНЫХ ПОРОШКОВ ОКСИДОВ МЕТАЛЛОВ НА ПОЛУЧЕНИЕ АРОМАТИЧЕСКИХ, И-ПАРАФИНОВЫХ И НАФТЕНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

И.С. Хомяков, Д.О. Воронин, Э.И. Насибуллин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

С каждым годом запасы нефти сокращаются, а требования к автомобильному топливу неуклонно растут. В частности, к его октановому числу, которое является одной из основных характеристик товарного бензина. Для оптимальной работы определенного автомобиля требуется бензин с конкретным октановым числом и эксплуатационными характеристиками. Поэтому перспективным вариантом для сокращения затрат на производство топлива является увеличение доли высокооктановых компонентов бензина. Это даст возможность получать требуемые октановые числа за счет применения меньшего объема топливной смеси при смешении.

Сегодня активно развиваются методы повышения октанового числа, связанные с превращением прямогонных бензиновых фракций в высокооктановые компоненты бензина благодаря применению цеолитсодержащих катализаторов типа MFI [1,2]. Многочисленными исследованиями доказано, что они имеют сильную каталитическую активность, особенно при их модификации различными металлами и оксидами. Поэтому опытная проверка влияния модифицирующих металлосодержащих добавок может привести к важным научным результатам и получению выгоды в процессах нефтепереработки.

В данной работе будет проведено исследование каталитической активности высококремнеземного цеолита (ВКЦ) типа MFI, а также его модифицированной формы оксидом железа (III).

Синтез высококремнеземного цеолита (ВКЦ) для работы был выполнен при использовании щелочного алюмокремнегелевого раствора, который подвергался в течение 4-6 суток нагреву до 175-180°C. Температурой для данного синтеза выступал гексаметилендиамин. По окончании синтеза цеолитные порошки были промыты под дистиллированной водой, а после оставлены на 6 часов в сушильном шкафу при температуре 110°C. Далее они подвергались прокаливанию в течение 8 ч при температуре 600°C в муфельной печи [3,4].

Модификация полученного ВКЦ проводили в шаровой вибромельнице в течение 12ч. при комнатной температуре. Затем катализатор прокаливался при температуре 400 °C в муфельной печи на воздухе в течение 4 часов. По данной технологии были получены 2 цеолитсодержащих образца с массовыми долями Fe₂O₃ 0,5 и 1 % масс. – 0,5 % Fe₂O₃ / 99,5% ВКЦ и 1,5 % Fe₂O₃ / 98,5% ВКЦ.

Исследования превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата с началом кипения 70 °С и концом кипения 170 °С проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем цеолитных катализаторов в области 325 – 400°С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса проводили газохроматографическим методом на аппаратнопрограммном комплексе «Хроматэк-Кристалл 5000» с помощью программы обработки «ХроматэкАналитик». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов газохроматографическим методом составляет ± 2,5 % отн [5].

В качестве исходного сырья был взят прямогонный бензин следующего состава: 35 % мас. – н-алканы, 40 % мас. – изоалканы, 20 % мас. – нафтены и 4 % мас. – арены. Октановое число – 65 пунктов по исследовательскому методу (ИМ). Мерой активности получаемого катализатора выступает увеличение содержания ароматических углеводородов.

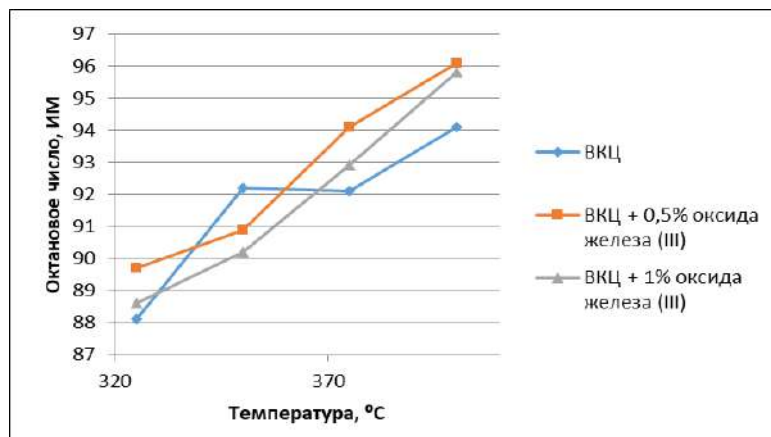


Рис.1 Зависимость октанового числа катализированных фракций от температуры нагрева

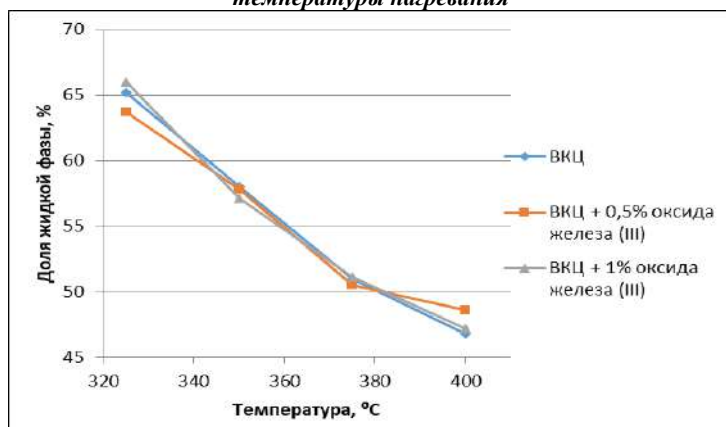


Рис.2 – Зависимость содержания жидкой фазы катализированных фракций от температуры нагрева

Исследования каталитического превращения модифицированных оксидом железа (III) катализаторов показали, что при повышении температуры от 325°С до 400°С и скорости подачи первичного сырья 2ч⁻¹ происходит уменьшение выхода жидкой фазы у всех образцов (рис.2). Это можно интерпретировать более полным превращением углеводородного сырья. Также при сравнении роста октанового числа для каждого из катализаторов было выявлено, что 0,5 % Fe₂O₃ / 99,5% ВКЦ дал наибольший прирост содержания аренов (с 26,5 до 48,7%), что привело к повышению октанового числа с 89,7 до 96,1 пунктов по исследовательскому методу (рис.1).

В итоге мы можем заключить, что 0,5% концентрация промотирующей добавки Fe₂O₃ является максимально эффективной в плане усиления каталитической активности ВКЦ. Наименьший же эффект наблюдался у высококремнеземного цеолита без добавления Fe₂O₃, что говорит об однозначной пользе добавления оксида железа (III).

Литература

1. Ерофеев В.И. Получение высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов на модифицированных цеолитах ZSM-5 / В.И. Ерофеев, И.С. Хомяков, Л.А. Егорова // Теоретические основы химической технологии. – 2014. – Т. 48. – № 1. – С. 71-76
2. Ерофеев В.И. Влияние УФ-активации цеолитсодержащих катализаторов на селективность процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины / В.И. Ерофеев, А.С. Медведев, Л.М. Коваль, И.С. Хомяков и др. // Журнал прикладной химии. – 2011. – Т. 84. – № 10. – С. 1668-1674.
3. Ерофеев В.И. Превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины на цеолитсодержащих катализаторах, модифицированных нанопорошками металлов / В.И. Ерофеев, А.С. Медведев, И.С. Хомяков, Е.В. Ерофеева // Журнал прикладной химии. – 2013. – Т. 86. – № 7. – С. 979-985.
4. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Хомяков И.С. и др. Получение высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов газового конденсата на модифицированных цеолитных катализаторах // Газовая промышленность 2013. – № 692. – С. 26 – 30.
5. Ерофеев В.И., Хомяков И.С. Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые бензины на цеолитах типа ZSM-5, модифицированных гетерополисидами Мо // Успехи современного естествознания 2015. – № 8. – С. 1364 – 1368

СТЕПЕНЬ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

М.А. Хрящев

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России актуальна проблема нерационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ). До 2007 года этот ресурс рассматривался лишь как побочный продукт нефтедобычи, для избавления от которого существовал лишь один способ – факельное сжигание на нефтегазодобывающих промыслах. Причиной этого радикального решения был низкий уровень развитости инфраструктуры сбора, транспортировки и переработки ПНГ. По официальной статистике [1-3] с 1995 г. по 2017 г. объём добычи ПНГ увеличился более чем в 3 раза, что напрямую связано с ростом добычи нефти в связи с освоением новых месторождений. По данным расчётов Министерства природных ресурсов и экологии РФ [3] ежегодно Россия несёт экономический ущерб 239 млрд. руб. в связи с сжиганием ПНГ. Также из-за факельного сжигания ПНГ на территории РФ ежегодно скапливается около 100 000 000 тонн выбросов углекислого газа. Проблема усугубляется тем, что на многих месторождениях до сих пор отсутствуют соответствующие системы учёта, сжигаемого ПНГ, что не позволяет получить достоверные данные об утилизированных объёмах сырья. Данный показатель может служить индикатором заинтересованности властей и компаний в природоохранной деятельности.

Попутный нефтяной газ по химическому составу отличается от природного, состоящего преимущественно из метана, большим количеством этана, пропана, бутана и других предельных углеводородов. Помимо газовых компонентов ПНГ включает в себя высокомолекулярные жидкости, парообразные компоненты и неуглеводородные компоненты – сероводород, меркаптаны, аргон, азот и др.

С 2007 года Правительство Российской Федерации (РФ) начало проводить политику, направленную на снижение уровня сжигания ПНГ на факелах и его более рационального использование, включая его переработку на отечественных газонефтехимических предприятиях. Прежде всего развитие эффективного использования ПНГ способствует повышению экологической и экономической эффективности нефтяного сектора страны, а также реализации государственных задач в области увеличения энергоэффективности и импортозамещения путём развития газонефтехимии, что является очень актуальным на данный момент в санкционно-экономических условиях в стране [1]. Следовательно, можно отметить, что степень утилизации ПНГ во многом определяет уровень эффективности развития всего нефтегазового комплекса страны. На рисунке 1 представлена динамика изменения степени полезного использования ПНГ в РФ за период с 2011 г. по 2017 г.

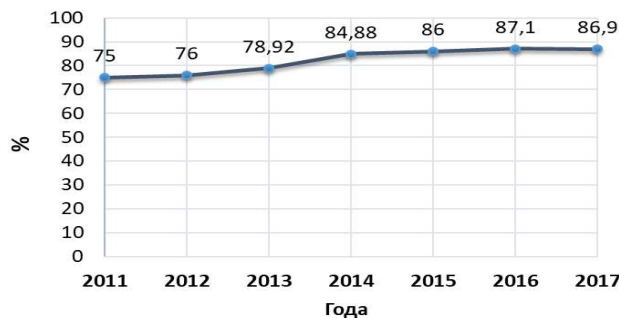


Рис. 1 Степень полезного использования ПНГ в РФ за 2011-2017 гг. [3]

Из рисунка 1 следует, что уровень полезного использования ПНГ в РФ постепенно возрастает с 75 % в 2011 г. до 86,9 % в 2017 г. [3]. Однако по данным дистанционных космических исследований Земли установлено, что, начиная с 2014 года на территории РФ наблюдается значительный рост объёмов факельного сжигания ПНГ [1-3]. Данное несоответствие динамики уровня утилизации и сжигания ПНГ вызывает вопросы о достоверности официальной информации.

Выделим наиболее рациональные пути использования попутного нефтяного газа:

1. сбор попутного нефтяного газа и транспортировка на газоперерабатывающие заводы;
2. использование на местах для выработки тепловой и электрической энергии, идущей на нужды нефтепромыслов;
3. закачка в нефтеносные пласты попутного нефтяного газа для увеличения нефтеотдачи.

Для малых месторождений самым эффективным решением является выработка электроэнергии в небольшом количестве, необходимой для внутрипромысловых потребностей. Извлечение сжиженного природного газа, сухого газа и другой нефтехимической продукции на газоперерабатывающих заводах с дальнейшей реализацией наиболее рационально для средних месторождений. Генерирование электроэнергии на крупной электростанции с последующим оптовым сбытом в общую систему энергетики – эффективный способ использования ПНГ на крупных месторождениях. На рисунке 2 показаны объёмы использования попутного нефтяного газа в России по разным направлениям за 2017 г. [5].

На данный момент на территории РФ эксплуатируется больше 1000 нефтегазоконденсатных месторождений, на которых происходит добыча ПНГ [3]. Метод утилизации ПНГ, связанный с закачкой в нефтеносные пласты для увеличения нефтеотдачи, крайне редко встречается на всех этих месторождениях в связи со своей высокочрезмерностью. Но стоит обратить внимание на крупное нефтегазоконденсатное месторождение на Дальнем Востоке страны – Талаканское. Оно характеризуется сложным геологическим и тектоническим строением залежей и при этом имеет аномально низкие значения пластового давления. Из добываемых 900 млн. кубометров нефтяного газа 500 млн. кубометров закачиваются обратно в нефтяные пласты для поддержания необходимого пластового давления, а остальные 400 млн. кубометров направляются для генерации электроэнергии, которая питает как само месторождение, так и объекты инфраструктуры за его пределами [4]. Лицензия на разработку данного месторождения принадлежит компании “Сургутнефтегаз”. Данная компания является лидером среди всех российских компаний по уровню полезного использования ПНГ – более 99 % [5].



Рис. 2 Направления использования ПНГ в России за 2017 г.

У каждого месторождения имеются индивидуальные геологические и промышленные характеристики и поэтому однозначного подхода к рациональному использованию ПНГ не существует. Но до сих пор высокие показатели по утилизации ПНГ удерживаются благодаря передовым нефтедобывающим регионам, когда на отдалённых и труднодоступных месторождениях этот показатель значительно ниже. Для решения этой проблемы необходима срочная реализация новейших проектов по внедрению новой инфраструктуры, строительству новой газотранспортной сети газоперекачивающих заводов, что может быть достигнуто только благодаря комплексному сотрудничеству трёх сторон: правительства, бизнеса и общественности. Особенно остро это касается малых независимых нефтедобывающих компаний, у которых отмечается отсутствие специализированной транспортной инфраструктуры и экономических стимулов. Одним из механизмов государственной поддержки данных компаний должно стать развитие государственно-частного партнёрства, наряду с соответствующими стимулирующими мерами налогового и кредитно-денежного регулирования.

Литература

1. Knizhnikov A.Yu., Tetelmin V.V., Bunin Yu.P. The analytical report on a problem of use of associated petroleum gas in Russia. – М.: World Wildlife Fund (WWF), 2015. – 62 p.
2. Kiryushin P.A., Knizhnikov A.Yu., Kochi K.V., Puzanova T.A., Uvarov S.A. Associated petroleum gas in Russia: «It is impossible to burn, to overwork!» : The analytical report on economic and ecological costs of combustion of associated petroleum gas in Russia. – М.: World Wildlife Fund (WWF), 2013. – 88 p.
3. Knizhnikov A.Yu., Ilyin A.M. Problems and the prospects of use of associated petroleum gas in Russia – 2017. –М.: World Wildlife Fund (WWF), 2017. – 32 p.
4. Талаканское месторождение – технологии третьего тысячелетия [Электронный ресурс] URL: <https://ecoknowledge.ru/15113-talakanskoe-mestorozhdenie-tehnologii-tretego-tysyacheletiya/>
5. (дата обращения 20.02.2019).
6. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России- №1, 2018.

ВЛИЯНИЕ ПЕРЕОРИЕНТАЦИИ АЗИМУТА ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН

К.В. Цивелев

Научные руководители: доцент О.С. Чернова¹, начальник отдела Д.Н. Михайлов²

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

²ООО «Газпромнефть-Восток», г. Томск, Россия

Значительное количество добывающих скважин со временем становятся хорошими кандидатами для повторного гидравлического разрыва пласта (ГРП), но при этом с каждым годом число потенциальных скважин-кандидатов с рентабельным эффектом по дебиту нефти становится всё меньше и меньше. Одной из возможных причин увеличения продуктивности данных скважин является переориентация трещин ГРП при повторных операциях. Соответственно, актуальность работы обусловлена возможностью увеличения потенциала действующего фонда скважин после проведения повторных ГРП за счёт переориентации трещин ГРП.

Целью данного исследования является создание решения для получения переориентированной трещины ГРП, оценка влияния данного решения на успешность работ при повторных ГРП, подбор скважин-кандидатов в периметре месторождений ООО «Газпромнефть-Восток», а также расчет прироста дебита нефти и экономической эффективности.

При анализе действующего фонда скважин на месторождениях 87 лицензионного блока появилось предположение по поводу возможности увеличения потенциала действующих скважин за счет проведения двух стадий повторного ГРП на стандартных наклонно-направленных скважинах.

Была выдвинута следующая гипотеза: проведение серий из двух подряд стадий повторного проппантного ГРП создаст 2 разнонаправленные трещины, в результате чего возможно увеличение потенциала действующих скважин, коэффициента охвата и, соответственно, коэффициента извлечения нефти.

Данное предположение удалось проверить в декабре 2017 года при выполнении повторного ГРП на одной из скважин Шингинского месторождения. Во время первой работы было закачено 48 тонн проппанта, а на следующий день была выполнена вторая работа в объеме 69 тонн. В итоге у скважины выявился потенциал, который в значительной степени выше, чем у других подобных скважин с проведением одной стандартной операции. Данный результат объясняется тем, что во время закачки первой стадии заполнили наиболее отработанную зону, а вот вторая трещина «пошла» в другую, менее отработанную зону. Учитывая низкие фильтрационно-емкостные свойства Шингинского месторождения, можно сделать вывод, что изменение азимута ориентации трещины ГРП значительно влияет на потенциал скважины.

Дальнейшие опытно-промышленные работы были выполнены в октябре-ноябре 2018 года на Шингинском месторождении, где также удалось получить положительный результат.

Окончательное подтверждение успешности выполнения 2-стадийных повторных операций ГРП позволит поддерживать, либо вовсе увеличить уровень добычи от геолого-технических мероприятий на базовом фоне при существующей тенденции к уменьшению скважин-кандидатов для проведения повторных ГРП.

Литература

1. Латыпов И.Д. Исследование явления переориентации азимута трещины повторного гидроразрыва пласта. Латыпов И.Д., Федоров А.И., Никитин А.Н. Нефтяное хозяйство, 2013. – 74-78 С.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ НА ТЕМПЕРАТУРНО-ВЯЗКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ ЮЖНО-МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.С. Чемякин, А.В. Сидоренко, А.А. Кустубаев

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время нефтяная промышленность России характеризуется тем, что большинство месторождений вступили в позднюю стадию разработки. В связи с этим наблюдается увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнение пластов и продукции скважин.

Добыча парафинистых нефтей связана с осложнениями в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводов. Данная проблема формируется посредством образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок [3]. Также осаждение асфальтосмолопарафиновых отложений усиливается образованием эмульсий нефти с сопутствующей пластовой водой.

Одним из перспективных методов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химическое воздействие посредством дозирования ингибиторов парафинообразования. Данный метод имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, а эффект действия реагентов имеет продолжительный характер. В основе действия ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть – поверхность металла оборудования или трубопровода, нефть – дисперсная фаза [2].

В данной работе представлено определение наиболее подходящих ингибиторов парафиноотложений и подбор концентраций для снижения вязкости нефти Южно – Майского месторождения Томской области. Оценкой эффективности ингибиторов парафинообразования являются результаты лабораторных испытаний на ротационном вискозиметре Brookfield DV-II+PRO: на сколько понижается вязкость нефти с добавлением ингибитора при определенной температуре [1].

Исследования проводились с образцами нефти Южно – Майского нефтяного месторождения, физико-химические свойства которой представлены в таблице (табл. 1).

Таблица 1

Физико-химические характеристики нефти

| Образец | ρ , кг/м ³ , при 20 °С | Tz, нефти, °С | Содержание в нефти, % мас. | | |
|-----------------------------------|---|------------------|----------------------------|-------|------------|
| | | | парафины | смолы | асфальтены |
| Нефть Южно-Майского месторождения | 832,5 | -9,2 | 10,14 | 6,93 | 0,64 |

В качестве ингибиторов парафинообразования исследовались два реагента в различных концентрациях, которые представлены в таблице (табл. 2).

Таблица 2

Ингибиторы парафиноотложений

| | СНПХ-ИПГ 11А | ХПП-007 |
|-------------------|--------------|---------|
| Концентрация, г/т | 50 | 100 |
| | 100 | 150 |
| | 150 | 200 |
| | 200 | 250 |

Измерение вязкости проводилось в диапазоне температур от плюс 20 °С до плюс 50 °С с шагом 5 градусов прямым и обратным ходом. Обработка измерений осуществлялась с помощью программного обеспечения Rheocalc.

Первоначально была измерена вязкость исследуемой нефти без добавления реагентов по всему диапазону температур. Полученные результаты представлены на рисунке 1.

Затем в образец нефти были добавлены ингибиторы парафинообразования в заданных концентрациях. Смесь каждого образца нефти с реагентом выдерживалась в течение суток для лучшего перемешивания.

Результаты измерения вязкости с добавлением в исследуемую нефть реагентов при температуре плюс 25°С представлены на рисунках 2, 3. Положительное и отрицательное действие ингибиторов представлено на рисунках 4, 5.

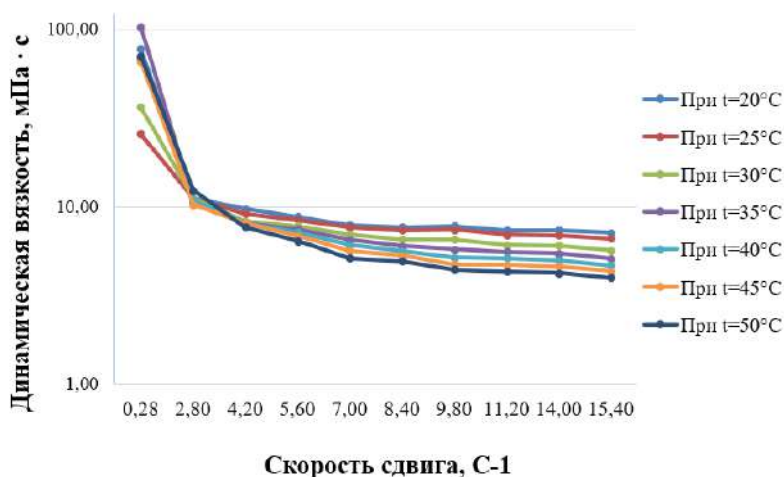


Рис. 1 Кривые вязкости исходной нефти Южно – Майского месторождения, прямой ход

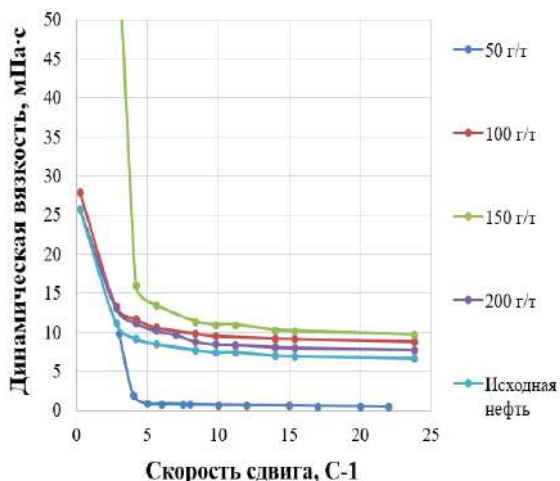


Рис. 2 Кривые вязкости исходной нефти Южно – Майского месторождения и с добавлением СНПХ – ИПГ 11А при t=25°С, прямой ход

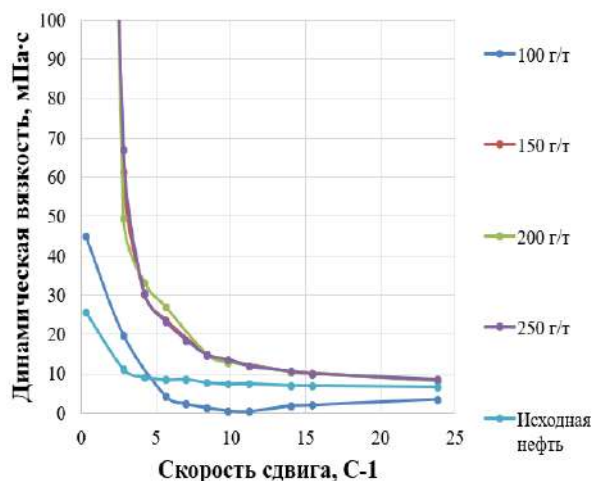
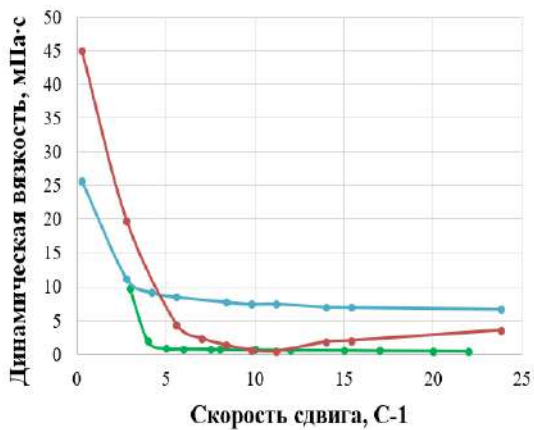
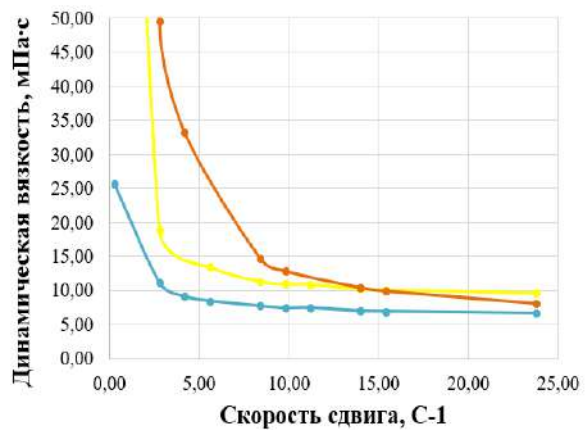


Рис. 3 Кривые вязкости исходной нефти Южно – Майского месторождения и с добавлением ХПП – 007 при t=25°С, прямой ход



— СНИХ-ИПГ 11А 50 г/т — Исходная нефть — ХПП-007 100 г/т



— СНИХ-ИПГ 11А 150 г/т — Исходная нефть — ХПП-007 200 г/т

Рис. 4 Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением наиболее подходящей дозировки ингибиторов при $t=25^{\circ}\text{C}$, прямой ход

Рис. 5 Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением наименее подходящей дозировки ингибиторов при $t=25^{\circ}\text{C}$, прямой ход

Выводы: Был проведен эксперимент по измерению вязкости нефти Южно – Майского нефтяного месторождения Томской области. Также проведено исследование влияние ингибиторов парафинообразования на реологические свойства данной нефти. Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод о том, что при 25°C положительные результаты получены с концентрацией 50 г/т ингибитора СНИХ – ИПГ 11А и концентрацией 100 г/т ингибитора ХПП – 007 (рис. 4). При 25°C худшие результаты получены с концентрацией 150 г/т ингибитора СНИХ – ИПГ 11А и концентрацией 200 г/т ингибитора ХПП – 007 (рис. 5).

Литература

1. А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. Нефтепромысловая химия. Практическое руководство. Владивосток. «Дальнаука», 2011. – 287 с.
2. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях /Сборник научных трудов ТатНИИПИНефть. ВНИИОЭГ, 2008.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ БЕЗРАЗМЕРНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

Е.О. Ченский, И.А. Карапузов

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидравлический разрыв, как и любой другой вид геолого-технических мероприятий направлен на увеличение продуктивности. В случае ГРП - это создание в пласте некоторой зоны высокой проницаемости. Как известно, для решения широкого класса задач и уменьшения числа параметров вводят безразмерные переменные.

Актуальность проблемы обусловлена оптимизацией, которая не была рассмотрена целенаправленно по одному объекту разработки и на данный момент требуется создание метода, показывающего связь безразмерных величин друг с другом и геометрическими характеристиками трещин.

Основной задачей работы является создание метода, основанного на выявлении графических зависимостей, которые, в силу своей универсальности имеют достаточно широкое применение на практике для разных геологических параметров месторождений, с целью определения оптимальных безразмерных параметров трещины гидроразрыва пласта, дающих наиболее эффективное увеличение продуктивности.

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТОВ

Основные безразмерные параметры используемые для оценки успешности ГРП являются: безразмерная проводимость трещины, безразмерный индекс продуктивности, индекс вскрытия, число пропанга. В случае использования данного метода оптимизации критерием служит безразмерный индекс продуктивности.

В том случае, когда имеется расклиненная трещина, определение безразмерного индекса продуктивности сводится к выражению:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left[\frac{0.472r_e}{r'_w}\right]} \tag{1}$$

где: r_e – радиус дренирования;

r'_w – эквивалентный радиус скважины, вычисляемый по формуле:

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Эффективность вертикальной трещины, пересекающей вертикальную скважину, вскрывающей прямоугольный дренируемый объем по всей толще, зависит от коэффициента вскрытия:

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad (2)$$

где: x_e – длина стороны квадратной площади дренирования;
 x_f – длина трещины.

Эффективность также зависит от безразмерной проводимости трещины, характеризующей меру относительной легкости течения флюида в трещине, по отношению к способности пласта отдавать этот флюид в данную трещину, и вычисляется по формуле:

$$F_{cd} = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad (3)$$

где: k_f – проницаемость трещины (пропантоной набивки);
 w_f – ширина трещины.

Основной безразмерной величиной при гидроразрыве считается число пропанта (N_{prop}), которое комбинирует в себе два других безразмерных параметра: безразмерную проводимость трещины и коэффициент вскрытия пласта и определяется:

$$N_{prop} = I_x^2 F_{cd} \quad (4)$$

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ

Для решения задачи использовались конечные данные с нефтяного месторождения, после проведения ГРП на пласте АВ₁₂³⁻⁵. Была сделана выборка из числа скважин, на которых проводилось ГРП. Критерием для выборки служили: проведение первичного и одностадийного ГРП, проведение безаварийного выполнения работ (без «СТОПов»), проведение на пласте АВ₁₂³⁻⁵, проведение одной фирмой, проведение операции в один сезон, скважина предназначена для добычи нефти, масса закачиваемого пропанта.

Таблица

Результаты расчетов по скважинам

| № скважины | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| F_{cd} | 30,66 | 20,27 | 30,24 | 35,21 | 17,97 | 28,97 | 27,44 | 32,9 | 19,86 | 21,26 | 35,94 |
| $r'_{w,m}$ | 21,83 | 17,34 | 18,23 | 19,85 | 28,31 | 20,15 | 22,04 | 27,2 | 30,36 | 27,2 | 24,12 |
| J_D | 0,59 | 0,52 | 0,54 | 0,56 | 0,7 | 0,57 | 0,6 | 0,68 | 0,74 | 0,68 | 0,63 |
| N_{prop} | 10,05 | 4,05 | 6,55 | 9,12 | 9,37 | 7,87 | 8,9 | 13,48 | 9,1 | 9,36 | 14,76 |
| I_x | 0,57 | 0,45 | 0,47 | 0,51 | 0,72 | 0,52 | 0,57 | 0,64 | 0,68 | 0,66 | 0,64 |

Как уже говорилось, критерием оптимизации служит значение безразмерного индекса продуктивности.

Зависимость J_D от F_{cd} имеет параболический характер. Линия тренда- полиномиальная (степень = 2). Аналогично прослеживалась связь с другими параметрами.

Для определения граничного значения необходимо выяснить за счет чего F_{cd} влияет на изменение J_D . Для этого проследили зависимость F_{cd} от других параметров, таких как: длина и высота трещины, число пропанта, коэффициент вскрытия и коэффициент проницаемости пропантной набивки.

Находим точку экстремума уравнения $y = -0,0128x^2 + 3,1951x - 166,93$ соответствующего функции $F_{cd} = f(xf)$.

Максимальное значение F_{cd} составляет 32,46 124,81 м, при длине трещины 124,81 м.

Аналогично были просчитаны точки экстремума для других зависимостей. Далее используя формулу 3, произведены расчеты минимальной и максимальной ширины.

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕННЫХ РАСЧЕТОВ

Анализируя графики и рассчитанные оптимальные параметры можно сделать выводы:

- Увеличение длины неизменно влечет за собой рост безразмерного индекса продуктивности, но увеличение высоты трещины, уменьшает его значение.

- Единственная нелинейная зависимость наблюдается в характере изменения безразмерных индекса продуктивности от проводимости трещины, и подчиняется уравнению $y = 0,0007x^2 - 0,0391x + 1,1152$. Как показали дальнейшие исследования, понижение безразмерной проводимости трещины, увеличивает индекс продуктивности. Ограничением в понижении F_{cd} послужила проницаемость пропантной набивки.

- Максимальный безразмерный индекс продуктивности $J_D = 0,61$, будет достигнут при F_{cd} равным 33,92. Дальнейшее повышение F_{cd} повлечет увеличение проницаемости трещины, и соответственно уменьшение индекса продуктивности.

- Соответствующие $J_D = 0,61$ безразмерные параметры, такие как коэффициент вскрытия I_x и число пропанта N_{prop} соответственно равны 0,57 и 10,83.

- Оптимальные геометрические характеристики: длина, высота и ширина трещины соответственно равны 127,38; 39,1 и 0,0102 метра.

Литература

1. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design bridging the gap between theory and practice, 2002.
2. Д.Г. Ткачев, Анализ и оптимизация гидроразрыва пласта на объекте АВ1 месторождения Томской области [Электронный ресурс] / Д. Г. Ткачев; науч. рук. А. Т. Росляк, Д. В. Воробьев // 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.
3. Загуренко А. Г. Техничко-экономическая оптимизация дизайна гидроразрыва пласта / Загуренко А. Г., Коротовских В. А., Тимонов А.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2008. - № 11. - 54 - 57.
 4. J.I. Rueda, O. March, D. Wolcott, pushing fracturing limits to maximize producibility in Turbidite formation in Russia, SPE 91760.
 5. Warenbourg, P.A., et al. Fracture Stimulation Design and Evaluation//Paper SPE 14379, 2005.
 6. Demarchos, A.S.et al. Analysis of the Performance of Hydraulic Fracturing Treatments and Quantum Design Improvements//Paper SPE 94643 presented at the European Formation Damage Conference held in Scheveningen, Netherlands, 25-27 May 2005.
 7. Economides, M.J., et al. Pushing the Limits of Hydraulic Fracturing in Russia//Paper SPE 90357 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 26-29 September 2004.
 8. Rueda, J., Voronkov, A., Match, J.M. Optimum Fracture Design Under Transient and Pseudosteady Conditions Using Constant Fracture Volume Concept//Paper SPE 94157 presented at the SPE Europe/EAGE Annual Conference held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005.
 9. Brannon, H.D., Pulsinelli, R.J. Breaker Concentrations Required To Improve the Permeability of Proppant Packs Damaged by Concentrated Linear and Borate-Crosslinked Fracturing Fluids//Paper SPE 21583-PA, SPE Production Engineering, November 1992. – P. 338 – 342.
 10. Weijers, L., Wright C., Mayerhofer, M., Cipolla, C., 2005. Developing Calibrated Fracture Growth Models for Various Formations and Regions Across the United States. Paper SPE 96080.
 11. Wei, Y., Economides, M.J., 2005. Transverse Hydraulic Fractures from a Horizontal Well. Paper SPE 94671.
 12. Gidley, J.L., 1990. A Method for Correcting Dimensionless Fracture Conductivity for Non-Darcy Flow Effects. Paper SPE 20710.
 13. Lopez-Hernandez, H.D., Valkó, P.P., Pham, T.T., 2004. Optimum Fracture Treatment Design Minimizes the Impact of Non-Darcy Flow Effects. Paper SPE 94644.
 14. Pitakbunkate, T., Yang, M., Valkó, P.P., Economides, M.J., 2011. Hydraulic Fracture Optimization with a p-3D Model. Paper SPE 142303.
 15. Matteo Marongiu-Porcu, Michael J. Economides, Stephen A. Holditch., Economic and physical optimization of hydraulic fracturing. Journal of Natural Gas Science and Engineering 2013. – P. 91 – 107.
 16. Тимонов А.В. Комплексный подход к оптимизации ГРП на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» / Тимонов А.В., Загуренко А.Г., Хасанов М.М. и др.//SPE 104355.

РЕКУЛЬТИВИРОВАНИЕ ЗЕМЕЛЬ ПРИ ВЕДЕНИИ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ В.С. Чермошенцев

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Рекультивация земель – это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народно-хозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества (ГОСТ 17.5.1.01-83 «Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения»).

Введение

К технической рекультивации на землях, отведенных под строительство объектов на месторождении, относятся мероприятия, направленные на сохранение и восстановление плодородного слоя почв (ПСП), а также предотвращение развития процессов деградации почв на рекультивируемых землях. Согласно п. 1 Постановления № 140 рекультивация земель, нарушенных юридическими лицами и гражданами при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении всех видов строительных, геологоразведочных, мелиоративных, проектно-изыскательских и иных работ, связанных с нарушением поверхности почвы, а также при складировании, захоронении промышленных, бытовых и других отходов, загрязнении участков поверхности земли, если по условиям восстановления этих земель требуется снятие плодородного слоя почвы, осуществляется за счет собственных средств юридических лиц и граждан в соответствии с утвержденными проектами рекультивации земель. В работах [1,2] авторы говорят о существенном вреде окружающей среде, наносимом технологическими растворами, обратными эмульсиями и т.д. Данный факт подтверждает значимость рекультивационных работ на месторождениях.

Содержание работ по рекультивации земель

Техническая рекультивация включает следующие мероприятия: снятие ПСП и перемещение его во временный отвал в границе полосы отвода земли; перемещение ПСП из временного отвала и распределение его на поверхности рекультивируемых участков (после укладки нефтепровода и засыпки траншеи минеральным грунтом); планировку нарушенной территории.

Плодородный слой, снятый на участках долгосрочной аренды, предназначенной для размещения опор ВЛ, КИПов, ввиду его значительного объема, допускается равномерно распределить по полосе отвода.

Плодородный слой, снятый на участках площадных сооружений, используется для рекультивации земель и благоустройства площадок.

В связи с коротким сроком хранения снятого почвенно-растительного слоя грунта и при выполнении работ без отступления от проекта изменение качественного состава почвы не произойдет.

Нанесение плодородного слоя почвы необходимо выполнить после окончания работ в теплое время года. Перед обратной засыпкой выполнить рыхление плодородного слоя.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Из временного отвала снятый плодородный грунт перемещается и разравнивается бульдозером. Возвращаемый плодородный слой почвы следует распределить равномерно по всей площади снятия.

В результате принятых проектных решений нарушенный почвенно-растительный слой будет восстановлен.

Оценку результатов работ и их нарушении предлагается [3] оценивать по ключевым признакам, представленным в таблице 1.

Таблица

Признаки выявления нарушений почвенно-растительного покрова

| Признак | Методика | Пределы изменения признака |
|-------------------------------|--|--|
| Видовой состав растений | Инвентаризация на основе определителей | Количество, шт |
| Обилие видов | Шкала Друде | Семибальная шкала (от показателя – растения смыкаются наземными частями, до – встречаются в единичном экземпляре) |
| Скученность растений | Шкала Браун-Бланке | Пятибальная шкала |
| Жизнеспособность растений | Определение степени поврежденности, метод сетки Раменского | Расчет количества квадратов сетки с поврежденными видами растений, измеряется в процентах к общему числу элементов сетки |
| Уровень опасности загрязнения | Определение степени токсичности загрязнения | Определение ПДК в почве и воде |

Состав и нормы высева семян многолетних трав для рекультивации земли подбирается с учетом природно-климатических зон, свойств и степени смывности почв, формы рельефа и климатических условий. Так, для I мелиоративно-производственной группы предпочтительно использование влаголюбивых трав: клевер гибридный – 10 кг; тимофеевка луговая – 7 кг; костер безостый – 9 кг; лисохвост луговой – 9 кг. Для суходольных участков II группы: клевер луговой – 10 кг, овсяница луговая – 15 кг, тимофеевка луговая – 10 кг. Для III группы можно использовать готовую газонную травосмесь «Теневая», состоящую из райграса пастбищного 20 %, овсяницы красной – 50 %, овсяницы овечьей – 30 %, с нормой высева 500 кг/га. [4] Для ускорения процесса естественного восстановления растительности в условиях Крайнего Севера автором рекомендуется создание грядного рельефа путем срезки и перевертывания верхнего слоя грунта. На гривах с обнаженным перевернутым грунтовым субстратом скорее начнет поселяться растительность и будут восстанавливаться ее исходные сообщества. Соли будут скапливаться в межгрядных понижениях и вместе с осадками выносятся из мест разлива минерализованных вод. [3, 5]

Литература

1. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В. Н. Глущенко. - Москва: Интерконтакт Наука, 2008. - 725 с.: ил., табл.; 24 см.; ISBN 978-5-902063-27-82.
2. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче // М.: Недра, 1991. – 224 с. – ISBN: 5-247-00968-1.
3. Разработка методики охраны земель под объектами нефтегазового комплекса с учетом региональных особенностей Крайнего Севера. / И. Н. Кустышева – диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук.
4. [Электронный ресурс] «ХимАгроПром. Минеральные удобрения». Рекультивация земель на нефтяном месторождении после строительного-монтажных работ.
5. URL: <http://himagroprom.ru/vopros/1/17/> - режим доступа (дата обращения: 24.05.19)
6. Рекультивация нарушенных земель под нефтяными объектами [Электронный ресурс] / Кустышева [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе .– 2015 .– №4 .– С. 28-32 .– Режим доступа: <https://rucont.ru/efd/432017> -(дата обращения: 24.05.19)
7. ГОСТ 17.5.1.01-83 «Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения»

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКИ ЭВОЛЮЦИОНИРУЮЩИХ СИСТЕМ
ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

У.В. Чернова, М.Р. Шолитодов, Т.Р. Умаралиева

Научный руководитель - старший преподаватель¹, научный сотрудник² В.В.Козлов

¹*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

²*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия*

В настоящее время в России и в мире нефтью и газом обеспечивается более половины всех топливно-энергетических потребностей человеческого общества. При этом рост добычи нефти не скомпенсирован с приростом запасов, наблюдается тенденция к истощению легкой, маловязкой, малосернистой нефти. По оценкам специалистов, запасы легкой нефти малой и средней вязкости составляют 162,3 млрд. тонн, в то время как запасы тяжелой высоковязкой высокосмолистой нефти оцениваются в 810 млрд. тонн. В России запасы тяжелой нефти сосредоточены в Ханты-Мансийском АО, в республиках Коми, Татарстан и Якутия (около 75%).

Увеличение доли высоковязкой нефти в структуре сырьевых ресурсов приводит к изменению не только технологических параметров нефтяного сырья при нефтепереработке, но и к изменению методов разработки нефтяных месторождений. К сожалению, естественные изотермические условия практически не обеспечивают необходимой подвижности тяжелой высоковязкой нефти во время ее фильтрации по пласту. Использование различных вытесняющих агентов, таких как: газ, воздух, холодная вода, т.е. применение вторичных методов увеличения нефтеотдачи, в данном случае не дает желаемого эффекта, так как вследствие высоких вязкостных соотношений происходит прорыв вытеснителей и резко снижается эффективность разработки месторождений.

При добыче запасов тяжелой, высоковязкой нефти эффективно применяются третичные и комплексные методы увеличения нефтеотдачи. Перспективной представляется разработка систем, химически эволюционирующих непосредственно в пласте, с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения. Химическая эволюция таких систем осуществляется в пластовых условиях при взаимодействии с породой коллектора и пластовыми флюидами. В процессе движения композиции по пласту изменяются ее состав и свойства: от кислотных породорастворяющих в начале до нейтральных или щелочных нефтевытесняющих и золеобразующих после взаимодействия с породой.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти за счет повышения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин, а также увеличения коэффициента нефтевытеснения, в Институте химии нефти СО РАН была разработана химически эволюционирующая кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе поверхностно-активного вещества (ПАВ), аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (от -20 до -60 оС), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, регулируемые плотность (от 1,1 до 1,3 кг/м³) и вязкость (от десятков до сотен мПа·с), применима в широком интервале температур (от 10 до 250 оС). Данная композиция наиболее эффективна в карбонатных коллекторах: имеет замедленную реакцию с карбонатными породами, не образует нерастворимых продуктов, восстанавливает исходную проницаемость коллектора.

Были проведены лабораторные исследования на установке для физического моделирования процесса нефтевытеснения для изучения влияния кислотной нефтевытесняющей композиции пролонгированного действия на фильтрационные характеристики модели неоднородного пласта пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. Для эксперимента была подготовлена модель неоднородного пласта, состоящая из двух параллельных колонок, имеющих значения газовой проницаемости 2,3 и 1,2 мкм² для первой и второй колонки соответственно. На рисунке приведены результаты изучения эффективности применения композиции при пароциклической обработке (ПЦО) скважин перед первым циклом ПЦО. Синими стрелками указаны направления фильтрации.

Через нефтенасыщенную модель неоднородного пласта в направлении «пласт-скважина» фильтровали модель пластовой воды Усинского месторождения с минерализацией 62,1 г/л со скоростью нагнетания 1 мл/мин, при этом происходило вытеснение нефти. Фильтрацию продолжали до полной обводненности продукции на выходе из модели. Коэффициент вытеснения нефти моделью пластовой воды при этом составил по первой колонке - 29,6 %, по второй - 2,9 %. В среднем по модели коэффициент нефтевытеснения - 16,1 %.

После этого в направлении «скважина-пласт» произвели закачку 0,5 порового объема раствора кислотной нефтевытесняющей композиции пролонгированного действия. После термостатирования модели в течении 12 часов при 23 °С, в направлении «скважина - пласт» возобновили фильтрацию модели пластовой воды.

Было определено, что применение кислотной нефтевытесняющей композиции пролонгированного действия при температуре 20-23 оС за счет взаимодействия с карбонатной породой приводит к восстановлению исходной проницаемости коллектора без образования нерастворимых продуктов и снижению набухаемости глин, при этом выделяющийся СО₂ растворяется в нефти, снижая ее вязкость, приводя к доотмыву остаточной нефти как из высоко проницаемых, так и из низко проницаемых зон пласта. Использование композиции обеспечило прирост коэффициента нефтевытеснения на 12,6 и 19,8 % для первой и второй колонок соответственно, в среднем по модели 16,2 %.

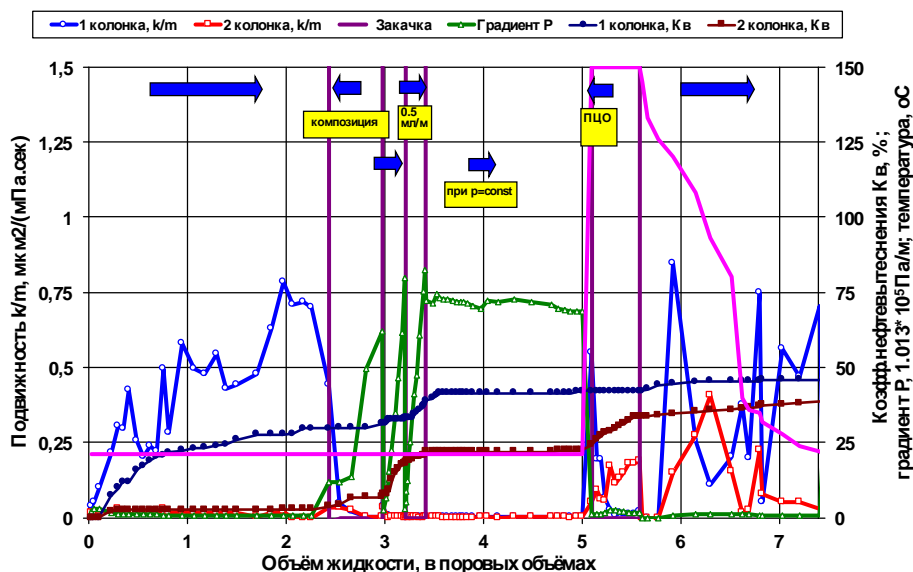


Рис. Изменение подвижности модели неоднородного пласта из карбонатного кернового материала с обработкой химически эволюционирующей композицией после предварительного нефтewытеснения при 21°С и цикл ПЦО при 150°С. Исходная газовая проницаемость модели: 1 колонка – 2,3 мкм², 2 колонка – 1,2 мкм²

Затем было проведено моделирование пароциклической обработки: в направлении «скважина – пласт» фильтровали пресную воду при 150 °С в объеме 0,5 поровых объема. При последующем проведении ПЦО за счет увеличения температуры до 150 оС в пласте возрастает скорость гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, происходит образование углекислого газа и аммиака, сопровождающееся дальнейшим снижением вязкости нефти и повышением рН, в результате непосредственно в пласте образуется щелочная нефтewытесняющая система с высокой буферной емкостью, обеспечивающая эффективное нефтewытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. Средний коэффициент нефтewытеснения за счет применения кислотной нефтewытесняющей композиции и проведения пароциклической обработки составил 53,2 % для первой колонки и 42,4 % для второй, в среднем по модели – 47,8 %.

Таким образом, в результате проведенных экспериментальных исследований установлено, что сочетание воздействия на пласт химически эволюционирующей композицией пролонгированного действия и пароциклической обработки приводит к существенному приросту коэффициента нефтewытеснения, который составил от 23,6 до 39,5 % по отдельным колонкам и в среднем по модели неоднородного пласта 31,6 %.

Литература

1. Altunina L. K., Kuvshinov I. V., Kuvshinov V. A., Kozlov V. V., Stasyeva L. A. // Proc. of the Int. Conf. on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures (AMHS'17). October 9–13, 2017. AIP Conf. Proc. Vol. 1909. P. 020004. Publ. by the American Institute of Physics. URL: <https://doi.org/10.1063/1.5013685> (дата обращения 10.01.2019)
2. Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Stasyeva L. A., Alekseev V. N. // Progress in Oilfield Chemistry. Vol. 7. Smart Fields, Smart Wells and Smart Technologies / Ed. by I. Lakatos. 2007. P. 75–82.
3. Алтунина Л. К. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева, И. В. Кувшинов // Химия в интересах устойчивого развития. – 2018. – № 26. – С. 261–277.
4. Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
5. Байбаков Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н. К. Байбаков, А. Р. Гарушев. – М.: Недра, 1988. – 343 с.
6. Максудов Р. Технологии ТЭК, ИД / Р. Максудов, Г. Орлов, А. Осипов // Нефть и Капитал. – 2005. – № 12. – С. 14–19.
7. Яценко И. Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / И. Г. Яценко, Ю. М. Полищук. – Томск.: В-спектр, 2014. – 154 с.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СО
СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ ПОРОДАМИ**

Е.Д. Черноусов

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент эксплуатация месторождений со слабоцементированными породами в течение продолжительного времени приводит к выносу песка и размыванию призабойной зоны. На данный момент существует множество месторождений использующие какие-либо технологии для борьбы с выносом песка, например на Ванкорском, Каспийском, Уренгойском, Ямбургском месторождениях. Пробкообразование в добывающих скважинах и обрушение кровли пласта, приводит к повреждению скважин, а также износу наземного и подземного оборудования. Слабоцементированным считают такой пласт, породы которого при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Если пласт является сплошной зоной (без повреждений), то специфичностью разрушения слабоцементированного песчаника является кавернообразование в призабойной зоне пласта (рис. 1).

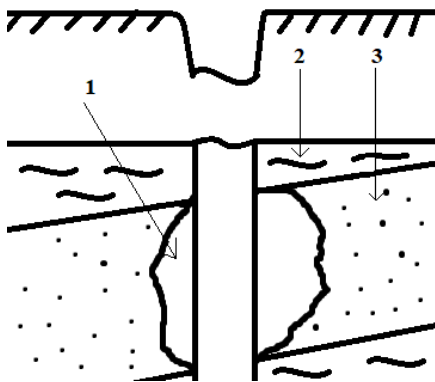


Рис.1 Образование каверны по причине разрушения слабоцементированного песчаника: 1) Кавернообразование; 2) Аргиллит; 3) Песчаник

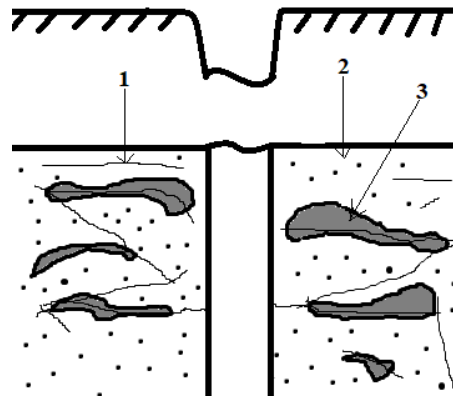


Рис.2 Образование высокопроницаемых каналов в призабойной зоне пласта: 1) Трещиноватость; 2) Слабоцементированный песчаник; 3) Высокопроницаемые каналы

Если пласт имеет повреждения, как например: трещиноватость, то разрушение пласта происходит по-другому. Пористость начинает увеличиваться вследствие выноса песка и может достигнуть такого значения, называемым критическим. Критическая пористость – это пористость при которой изменяется устройство пласта и, вследствие этого начинает деформироваться и обрушаться (рис. 2).

Данная проблема все чаще выступает в нефтегазовой отрасли и требует поиска новых и более эффективных методов ее решения.

Проблема разработки пластов со слабоцементированными породами рассматривалась в работах авторов: Маслова И.И., Баррилла Р., Stein N., Oden A.S., Jones L.G., Алибекова Б.М., Башкатова А.Д., Матроса В.Н., Цайгера М.А., Базлова М.Н., Шведа Г.М., Айреса Х. Дж., Реймоса Дж., Бутко О.Г., Скуина Б.А., Гаврилко В.М., Василевского Л.В., Rogers E.V., Войтеха Н.Д., Чемезова П.В. В результате анализа основных заключений по работе представленных авторами, можно сделать вывод, и классифицировать способы борьбы с пескопроявлениями (рис. 3). Существует большое количество изобретений для борьбы с пескопроявлениями, использование фильтров и креплений началось больше 50 лет назад, но проблема пескопроявлений становится все более актуальной, поскольку количество проблемных скважин увеличивается, а успешность работ остаётся малой.



Рис. 3 Способы борьбы с пескопроявлениями

Технологические методы имеют множество недостатков, главным из которых является кавернообразование.

Методы, предотвращающие вынос песка, являются более эффективными, но также имеют свои изъязны. Например, при использовании механических фильтров может произойти закупоривание фильтра частицами породы с дальнейшим его разрушением. Физико-химические методы используются гораздо реже в действительности, так как коксование нефти требует больших затрат на приобретение теплового генератора и имеет усложненную технологию. Применение химического способа может привести к критическому снижению проницаемости коллектора по причине использования вяжущих компонентов.

Но все же механический метод оказался наиболее эффективным способом борьбы с пескопроявлениями как на отечественных месторождениях, так и за рубежом. Фильтры имеют различные конструкции в зависимости от условий пласта.

Например, щелевые фильтры применяются на породах, расположенных к разрушению. Они представляют собой трубу с отверстиями, направленными вертикально или горизонтально. Горизонтальное расположение отверстий более подвержено деформации при изгибах, но более прочные при деформации по вертикали. Размеры щелей зависят от гранулометрического анализа пластового коллектора. Чтобы избежать недостатков щелочных фильтров, применяются фильтры с проволочной обмоткой. На участок трубы, накладывается проволока, в которой специально просверливают пазы. Но проволочные фильтры имеют свои недостатки, такие как сложность очистки самого фильтра, а также если эксплуатационная и обсадная колонна выполнены одним целым, то фильтр заменить становится невозможно. Существуют также сетчатые фильтры, которые изготавливаются значительно проще других, из-за чего имеют меньшую стоимость. Также можно легко извлекать фильтр из ствола скважины для ремонта, но из-за высокой сопротивляемости, может отрицательно влиять на дебит. Самым используемым на данный момент являются гравийные фильтры. Такой фильтр состоит из внутреннего и внешнего каркаса и гравийной набивки между ними. Могут устанавливаться как отдельно, так и с сетчатыми фильтрами. Главными достоинствами являются возможность изготовления для любого разреза и простота использования, но имеют низкую прочность. На данный момент большинство зарубежных разработок фильтров, имеют именно сетчатую конструкцию.

В нефтегазовой отрасли в последнее время проблема разработки слабосцементированных пластов является актуальной, поэтому многие крупные компании тратят большое количество денег на исследования методов, предотвращающие вынос песка.

Литература

1. Везиров А.Р. Повышение эффективности гравийных фильтров в борьбе с пескопроявлением в нефтяных скважинах. Диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Баку, 1984г. –160с.
2. Остапов О.С. Технология закрепления слабосцементированных пород продуктивного пласта, предупреждающая вынос песка. Диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Ставрополь, 2003г. –139с.
3. Тананыхин Д.С. Обоснование технологии крепления слабосцементированных песчаников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом. Диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Санкт-Петербург, 2013г. –142с.

ЧИСЛЕННАЯ МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ

В.А. Шакиров

Научный руководитель - доцент В.М. Галкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Любое физико-химическое свойство нефти есть результат проявления состава и структуры этой нефти. Вязкость – одно из важнейших реологических свойств нефти, которое необходимо для определения подвижности нефти в пласте. Сведения о вязкости учитываются при подборе типа вытесняющего агента, подсчете мощности насосов, определении скорости фильтрации жидкости в пласте, расчете технологических схем трубопроводов при транспортировке нефти и нефтепродуктов. По величине вязкости нефти можно дать приближенную оценку её состава. Знание вязкости нефти необходимо для качественной разработки залежи, так как именно величина извлекаемой жидкости оказывает влияние на основные показатели разработки нефтяных залежей. Показатель вязкости нефти учитывается при расчете объема воды, необходимого для закачки в пласт с целью вытеснения нефти к скважине. При эксплуатации месторождения с нефтью малой вязкости конечная нефтеотдача достигается при меньших объемах прокаченной воды по сравнению с месторождениями, где вязкость выше. В динамике отборов воды и нефти из пласта показатель вязкости является определяющим при стремлении достижения безводной нефтеотдачи. При подборе насосного подземного оборудования учитывается изменение вязкости жидкости, которое влияет на возникающее в трубах гидравлическое сопротивление. При перекачке высоковязкой нефти уменьшается коэффициент полезного действия насосов и снижается напор. При неправильном определении вязкости извлекаемого флюида снижается период безремонтной работы насоса из-за его перегрева. В расчете технологии транспортировки нефти также необходимо учитывать изменение вязкости транспортируемой нефти. Перекачка маловязкой нефти обычно осуществляется в температурных условиях окружающей среды без предварительной обработки в отличие от высоковязкой нефти, которую механически, химически и термически обрабатывают. Таким образом, одной из важнейших задач реологии нефти и нефтепродуктов является определение вязкости нефти, определение напряжения сдвига в зависимости от скорости сдвига и температуры.

Согласно работе [4] нефть и продукты её переработки можно рассматривать не как молекулярные растворы, а как дисперсные системы – суспензии, состоящие из дисперсионной среды и дисперсной фазы. Последняя представлена частицами, состоящими из ядер и сольватных оболочек. Ядра состоят из молекул с высокими значениями С/Н. В работе [1] экспериментально установлено, что от температуры и сдвиговых деформаций зависит разрушение сольватного слоя и, как следствие, изменение размера дисперсных частиц. Далее считаем температуру постоянной, тогда радиус частиц максимальный при нулевой скорости деформации, а минимальный при максимальной скорости деформации.

В статье [2] нефтяная дисперсная система характеризуется как ньютоновская дисперсионная среда, а неньютоновские свойства объясняются изменением размеров монодисперсных частиц дисперсной фазы (концентрация которой мала) в процессе сдвиговых деформаций. В этом случае можно использовать формулу Эйнштейна, в которой вязкость суспензии линейно зависит от объемной концентрации частиц. Предполагая, что сдвиговая деформация вызывает незначительное изменение радиуса частиц, в работе [2] получена аналитическая формула для определения зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига.

Обозначим экспериментальные данные $\{(\epsilon_i, \tau_i)\}_{i=1}^N$, где ϵ_i – множество значений скоростей сдвига, τ_i – соответствующие им напряжения сдвига, N – количество данных. Аппроксимирующую зависимость из [2]

$$\tau = \tau_0 + \eta_0 \epsilon + \eta_0 10 \pi n \left(\frac{\epsilon}{3} + \frac{1}{k} \left(\frac{a_0}{a_\infty} - 1 \right) \right) [1 - \exp(-k\epsilon)] (a_\infty^3 + 3a_\infty^2(a_0 - a_\infty) \exp(-k\epsilon)) \quad (1)$$

обозначим $\tau(\tau_0, \eta_0, a_0, k, a_\infty, \epsilon)$, где a_0 и a_∞ – соответственно радиусы частиц при скорости сдвига $\epsilon = 0$ и $\epsilon = \infty$; k – константа; η_0 – динамическая вязкость дисперсионной среды; τ_0 – предельное напряжение сдвига; n – число дисперсных частиц (в работе [3] указано, что в нефтях $n \approx 1,75 \cdot 10^{18} \text{ м}^{-3}$). Тогда искомые значения $\tau_0, \eta_0, a_0, k, a_\infty$ находятся с использованием метода наименьших квадратов из решения следующей задачи:

$$\tau_0, \eta_0, a_0, k, a_\infty = \operatorname{argmin} S(\tau_0, \eta_0, a_0, k, a_\infty), \quad (2)$$

$$\text{где} \\ S(\tau_0, \eta_0, a_0, k, a_\infty) = \sum_{i=1}^N (\tau(\tau_0, \eta_0, a_0, k, a_\infty, \epsilon_i) - \tau_i)^2. \quad (3)$$

В работе [2] решение нелинейной задачи (2) было получено численно с использованием модифицированного метода Ньютона. Однако проведенные нами расчеты в Excel с использованием Solver, в котором реализован метод Ньютона, показали, что полученное решение не единственное и зависит от начального приближения.

В данной работе предложен комбинированный подход, в котором задача (2) сводилась к поиску минимума функции (3) в пространстве не пяти параметров $\tau_0, \eta_0, a_0, k, a_\infty$, а только двух. При этом на первом шаге строился зависящий от двух параметров график функции (3). Из визуального анализа линий уровня выбирались такие значения параметров, которые лежали около физических приемлемого минимума. На заключительном шаге эти значения использовались как начальные в Excel и Solver для поиска минимума в пространстве двух параметров.

Уменьшение числа неизвестных с пяти до двух производилось следующим образом. Аппроксимирующая зависимость (1) была преобразована к эквивалентному виду

$$\tau(\tau_0, \eta_0, y, k, b, \epsilon) = \tau_0 + \eta_0 \epsilon + y g(k, b, \epsilon), \quad (4)$$

$$\text{где } g(k, b, \epsilon) = \left(\frac{\epsilon}{3} + \frac{b}{k} [1 - \exp(-k\epsilon)] \right) (1 + 3b \exp(-k\epsilon)). \text{ Здесь } y = \eta_0 a_3, b = a_0/a_\infty - 1; a_3 = 10 \pi n a_\infty^3.$$

Тогда соотношение (3) с учетом (4) примет вид

$$S(\tau_0, \eta_0, y, k, b) = \sum_{i=1}^N (\tau_0 + \eta_0 e_i + yg(k, b, e_i) - \tau_i)^2. \quad (5)$$

Необходимым условием минимума функции является равенство нулю частных производных этой функции по всем её аргументам. Поэтому из соотношений $\frac{\partial S}{\partial \tau_0} = 0$, $\frac{\partial S}{\partial \eta_0} = 0$, $\frac{\partial S}{\partial y} = 0$ с учетом того, что $\frac{\partial g}{\partial \tau_0} = \frac{\partial g}{\partial \eta_0} = \frac{\partial g}{\partial y} = 0$ получается линейная система трех уравнений с тремя неизвестными, из которой легко находятся τ_0, η_0, y , зависящие от k, b . Следовательно, теперь функция (5) будет зависеть только от двух аргументов k и b :

$$S(k, b) = \sum_{i=1}^N (\tau_0(k, b) + \eta_0(k, b) e_i + y(k, b) g(k, b, e_i) - \tau_i)^2. \quad (6)$$

На основе полученных соотношений выполнены расчеты с использованием следующих экспериментальных данных:
 $\{e_i\} = \{3; 5,4; 9; 16,2; 27; 48,6; 81; 145,8; 243; 437,4; 729; 1312\}$,
 $\{\tau_i\} = \{2,16; 2,21; 2,48; 2,9; 3,69; 4,95; 6,48; 8,96; 12,02; 18,18; 25,35; 43,06\}$. На рисунке показана функция (6) при $k \in [10^{-4}; 1]$, $b \in [10^{-3}; 12]$. По каждому измерению было 250 равноотстоящих точек. Рисунок построен в программе Surfer с использованием градиентной заливки, метод интерполяции – крайгинг.

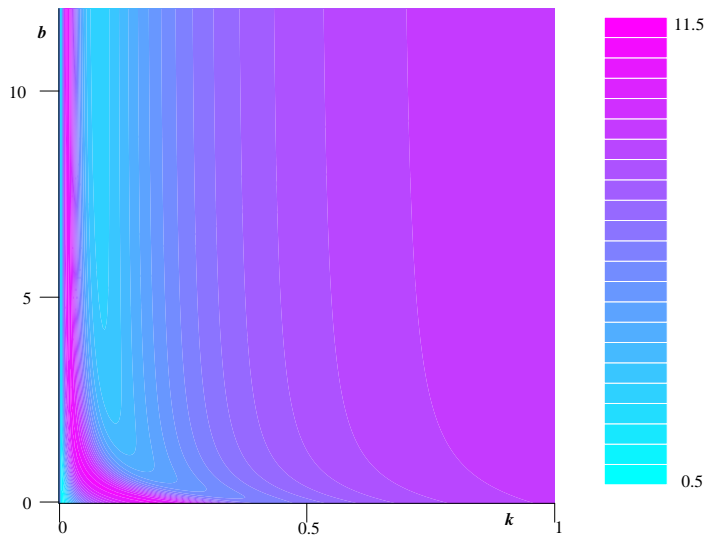


Рис. Функция $S(k, b)$

Из рисунка следует, что на некотором расстоянии от левой границы сверху вниз идут максимальные значения. Следовательно, функция (6) не обладает унимодальностью, что и объясняет неединственность решения методом Ньютона. С рисунка можно взять начальные данные слева и справа от максимумов для поиска минимума функции (6), с последующей проверкой на физическую достоверность результата, в частности, полученные значения τ_0, η_0, y, k, b должны быть больше нуля.

Таким образом, предложенный подход позволяет для экспериментальных данных найти параметры аппроксимирующего соотношения и определить зависимость напряжения сдвига и/или вязкости от скорости сдвига.

Благодарим Л.В. Шишмину за привлечение внимания к проблеме и Л.В. Чеканцеву за предоставленные экспериментальные данные.

Литература

1. Абдульманов Р.Г., Сериков П.Ю., Смидов Е.В., Сюняев З.И. Агрегативная. Устойчивость тяжелого дистиллятного сырья в присутствии активирующих добавок // Химия и технология топлива и масел. – 1985. – №1. – 28 – 29 с.
2. Гиниятуллин В.М., Теляшев Э.Г., Урманчеев С.Ф. К вопросу о механизме изменения вязкости нефтяных дисперсных систем // Учебное пособие. Нефтепереработка и нефтехимия. – 1997. – №8. – 18–20 с.
3. Гилязетдинов Л.П., Аль-Джомо А. Определение параметров темных частиц дисперсной фазы в нефтяных системах // Химия и технологии топлив и масел. – 1994. – №3. – 27 – 29 с.
4. Сюнев З.И. Нефтяной углерод. – М.: Химия, 1980 – 270 с.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ОТ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПРОБОК

Е.А. Шефер

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

На данный момент Российская экономика сильно зависима от нефтегазовой отрасли. Для того, чтобы наша страна благополучно процветала и развивалась, ей нужны большие денежные средства. Огромная доля финансирования поступает как раз от нефтегазовой промышленности. Это говорит о том, что нашему государству выгодно развиваться в этой области. В процессе разработки возникает множество проблем, таких как падение темпов извлечения и износ оборудования. Чтобы решить эти проблемы нужно развивать технологии повышения извлечения нефти и газа, а также усовершенствовать методы добычи горючих ископаемых.

В данной статье речь пойдет о технологиях и технических средствах для очистки газовых скважин от песчано-глинистых пробок. В процессе эксплуатации газовых скважин, особенно в период снижения темпов добычи газа, часты случаи образования пробок на забое скважины. Процесс пробкообразования наиболее часто наблюдается на месторождениях, продуктивные горизонты которых образованы песчано-глинистыми горными породами и слабосцементированными песчаниками.

Образование песчаных пробок в основном происходит в период падения пластового давления, вследствие чего уменьшается депрессия. Газ, поступающий из пласта в скважину, захватывает с собой песчинки песка и выносит их на поверхность. Когда наблюдается уменьшение депрессии, скорость газового потока уже не настолько сильная и тяжёлые песчинки начинают осаждаться на забой скважины. Постепенно слой таких частиц накапливается и в конечном счёте достигает периода перфорации скважины. Даже при частичном перекрытии периода перфорации песчаной пробкой, дебит газа значительно уменьшается. Чтобы избежать больших песчаных пробок важно правильно подбирать технологический режим работы скважин. Например, если рассмотреть неразрушающийся коллектор с высокой депрессией, то забой скважины будет загрязняться незначительно. В случае, если из-за выноса песка газом нарушается устойчивость пласта, то возможно обрушение горной породы в призабойной зоне пласта, что может привести к разрушению эксплуатационной колонны и выводу скважины из эксплуатации. Возникающие на забое пробки уменьшают площадь фильтрации и создают дополнительное сопротивление для газа. Чтобы эксплуатация скважин была экономически выгодной необходимо удалять и предотвращать появившиеся глинисто-песчаные пробки.

Исходя из исследований О.Б. Качалова и С.Н. Назарова, можно сказать, что песчаная пробка оказывает значительное влияние на производительность газовой скважины. Анализируя расчётные данные, видно, что даже если проницаемость пробки в 100 раз больше проницаемости пласта и перекрыто всего 60% перфорации, то производительность газовой скважины снижается до 48%. Если же рассмотреть случаи, когда песчаная пробка полностью перекрывает интервал перфорации, то производительность скважины будет незначительной по дебиту, и эксплуатация данной скважины окажется экономически нецелесообразной [1].

Во избежание образования крупных песчаных пробок целесообразно применять методы предотвращения попадания песка в скважину. Одним из таких является технологический метод, который заключается в регулировке отбора газа. В действительности же осуществить регулирование таким образом, чтобы избежать попадание песка в скважину невозможно. Постепенно песок всё равно будет накапливаться на забое, да и по экономическим показателям может оказаться нерентабельно производить такие небольшие отборы газа. Механический способ задержания песка, заключается в применении различных фильтров, устанавливаемых на продуктивных участках скважины. Существуют различные виды фильтров, такие как: дырчатые, щелевые, проволочные, гравийные и др. Такой способ решения проблемы имеет место быть, фильтр прослужит определённое время, но после всё равно начнёт засоряться и потребуются новые технологические решения. Ещё одним методом предотвращения попадания песка в скважину является химический метод, который заключается в закачке в призабойную зону цементирующих веществ или крупнозернистого песка. К недостаткам этого метода стоит отнести изменение фильтрационных свойств в призабойной зоне, что приведёт к уменьшению добычи газа. Также стоит отметить использование комбинированного метода, который включает применение фильтров и цементацию призабойной зоны.

На случай, когда вышеперечисленные методы не справляются с поставленной задачей, существуют два способа ликвидации песчаных пробок. При выборе способа очистки скважины нужно учитывать тип пробки, степень износа эксплуатационной колонны, а также пластовое давление. Также нужно помнить, что пробки могут быть очень плотными и непроницаемыми. При разрушении такой пробки, пластовое давление вырывается наружу в ствол скважины и происходит резкий выброс газа, материала пробки, а в некоторых случаях возможен выброс оборудования.

К первому способу относится применение специальных устройств, называемых желонки. Желонка представляет собой цилиндрическую ёмкость, оснащённую устройством для захвата материала, который засоряет скважину. Данное приспособление опускают в эксплуатационную колонну на НКТ и, когда остаётся несколько метров до образовавшейся пробки, значительно увеличивают скорость спуска желонки. В результате при ударе разрушается пробка, и частицы песка поступают в желонку через клапан. Когда начинается подъём, клапан закрывается, и материал остаётся внутри. Для лучшего эффекта процедуру производят несколько раз, после чего желонку поднимают на поверхность и очищают. Существует несколько видов желонок: простые используются, когда материал пробки состоит из рыхлых пород; поршневые применяют, когда пробки очень плотные; и для особых случаев используют автоматические желонки. К преимуществам этого метода стоит отнести простоту конструкции и отсутствие рисков загрязнения призабойной зоны. Недостатками данного метода являются низкая эффективность, так как приходится спускать желонку несколько раз, и длительность процедуры.

Следующий, не менее эффективный способ ликвидации песчано-глинистых пробок основан на промывке ствола скважины различными жидкостями. Важно помнить, что промывочная жидкость не должна попадать в продуктивную зону пласта, иначе будут изменены фильтрационные свойства призабойной зоны, и газ будет плохо поступать в скважину. Например, для скважин с низким пластовым давлением, чтобы избежать попадание промывочной жидкости в пласт применяют азрированную жидкость или пену. Такие газожидкостные смеси оказывают гидростатическое давление на забой значительно меньше, чем обычная жидкость.

Различают прямую, обратную и комбинированную промывку. При прямой промывке в скважину опускают колонну промывочных труб, через которые подаётся промывочная жидкость. Разрушенные частицы пробки поднимаются по кольцевому пространству, между эксплуатационной колонной и промывочной трубой. Этот способ очистки преимущественно применяют при ликвидации плотных пробок. Существенный недостаток заключается в необходимости большого расхода промывочной жидкости, так как кольцевое сечение имеет большую площадь и скорость подъёма жидкости не обеспечивает подъём тяжёлых частиц.

Обратная промывка осуществляется следующим образом, промывочная жидкость поступает через кольцевое пространство, а размытый песок с жидкостью поднимается по промывочной трубе. Относительно маленькая площадь сечения промывочной трубы позволяет выносить песок с большей скоростью, чем при прямой промывке. Всё бы хорошо, но у этого способа ликвидации пробок имеется свой недостаток, малая разрушительная способность.

Прямая и обратная промывка имеют, как преимущества, так и недостатки. Каждый из этих методов подходит для особого случая. Особое внимание заслуживает современная разработка ООО «НПФ «Пакер» универсальное приспособление, которое называется устройство промывочное скользящее (УПС). Это устройство позволяет производить очистку скважины в условиях поглощения, без попадания в пласт промывочной жидкости. Также УПС способно очищать скважину ниже фильтра, создавая тем самым дополнительное пространство для накопления песчаных отложений в последующей эксплуатации. Особенностью данного устройства является наличие уплотнительного элемента и узла перекрёстных сечений, который позволяет переводить промывочную жидкость из затрубного пространства в гидромоторное перо и возвращать жидкость с песком в НКТ. Перед началом промывки НКТ, с закреплённым на конце УПС, опускают на нужную глубину. После чего уплотнительный элемент, управляемый гидроприводом, расширяется и перекрывает затрубное пространство. Промывочная жидкость под напором подаётся в кольцевое пространство и возле уплотнительного элемента, попадает в напорный клапан, где переходит в гидромоторное перо. В связи с уменьшением диаметра, напор жидкости увеличивается, и происходит прямая промывка песчано-глинистой пробки. Дальше взрыхлённые частицы песка вместе с промывочной жидкостью через обратный клапан попадают в НКТ и выносятся на поверхность с высокой скоростью, как при обратной промывке. Пласт слабо поглощает промывочную жидкость, так как создаётся слабое гидродинамическое воздействие, благодаря уплотнительному элементу. УПС обладает преимуществом прямой и обратной промывки, а также исключает недостатки этих методов [2].

В ПАО «Оренбургнефть» был произведён анализ рынка на наличие технологий ликвидации отложений пропантанта и кварцевого песка в скважине. Важным критерием отбора была надёжность технологии и способность применять её в условиях поглощения жидкости пластом. Были произведены успешные опытно-промышленные испытания устройства промывочного скользящего, которое опробовали на 4 скважинах, где требовалась произвести промывку. Во всех случаях УПС производило стабильную циркуляцию жидкости. Результаты исследования показали, что объём поглощения промывочной жидкости пластом уменьшился в 4-10 раз, чем при прямой промывке. После первого испытания, было обнаружено, что уплотнительный элемент испортился. Была произведена модернизация данного элемента и в дальнейшем таких проблем не наблюдалось. Таким образом, промывочное устройство позволяет прочищать скважины с высокой проницаемостью, очень низким пластовым давлением и вероятностью поглощения промывочной жидкости [3].

Песчаные пробки являются достаточно серьёзной проблемой при эксплуатации газовых скважин, в связи с этим следует предпринимать методы предотвращения выноса песка ещё на начальном этапе разработки. Нужно оценивать тип коллектора, пластовое давление и правильно выбирать систему разработки. Конечно, полностью избежать образование песчаных пробок невозможно, поэтому следует разрабатывать эффективные, малозатратные и быстрые способы устранения пробок. Устройство промывочное скользящее вполне подходит под эти критерии, но, как говорится, «нет предела совершенству».

Литература

1. Назаров С.Н., Качалов О.Б. Приток газа к скважине с песчаной пробкой на забое. Известия вузов, серия «Нефть и газ», 1966. №2.
2. Сайт журнала «Инженерная практика» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://glavteh.ru/устройство-промывочное-скользящее/> (содержит статью «устройство промывочное скользящее»).
3. Сайт журнала «Инженерная практика» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://glavteh.ru/очистка-забоя-мехпримеси-упс/> (содержит статью «увеличение эффективности очистки ПЗП с применением УПС»).

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ СКВАЖИНАМИ СЛОЖНОЙ КОНСТРУКЦИИ

А.А. Шупиков, Н.И. Полякова

Научный руководитель - старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высоковязкие нефти и природные битумы следует рассматривать в качестве комплексного сырья. В их состав входят ценные органические соединения, в том числе нафтеновые кислоты, металлопарфирины, простые и сложные эфиры, которые могут служить источником уникальных катализаторов и т.д. Они находят применение в медицине, в химических технологиях, в биотехнологиях, поэтому вопрос разработки залежей тяжелых нефтей является особенно актуальным.

Более двух триллионов баррелей вязкой нефти (тяжелые и сверхтяжелые нефти и битумы) содержатся в трещиноватых карбонатных коллекторах [1]. Относительно подвижные битумы залегают в песчано-алевритовых коллекторах, более вязкие в карбонатных. Основой экономически эффективного развития производства битумов может стать одновременная эксплуатация битумных месторождений и месторождений сверхвязкой нефти, залегающих на глубине от 800 до 1200 метров.

Популярные методы добычи тяжелых нефтей и битумов отличаются большими энергетическими затратами при тепловом воздействии. Основными осложняющими факторами являются низкая проницаемость битумосодержащих коллекторов и вязкость продукции, превышающая 1000 мПа*с. Возможности стандартного оборудования для механизированной добычи не отвечают требованиям, предъявляемым при разработке залежей высоковязких нефтей, обусловленным действием гидродинамических сил трения при движении жидкости в трубах. Поэтому происходит совершенствование существующих технологий и усложнение конструкции скважин.

Одним из методов разработки месторождений тяжелых нефтей и битумов является бурение двухустевых горизонтальных скважин (ДУГС), который повышает эффективность освоения залежей [2]. Способ заключается во вскрытии продуктивного пласта горизонтальной скважиной с эксплуатационной колонной, предварительно оснащенной фильтром в интервале вскрытого продуктивного пласта, обустройстве устьев, установке на одном устье пакера и эксплуатации скважины через другое устье механизированным способом.

Таким образом, одно устье скважины используют для промысловых геофизических исследований или теплехимического воздействия, а второе для добычи углеводородов (рис.1). Сложность контроля параметров паровой закачки (давление и температура вдоль скважины) затрудняет управление производственным процессом; контрольными параметрами являются температура подаваемого пара, скорость откочки водонефтяной смеси и др. [3].

В итоге обеспечивается циркуляция рабочего агента в слабопроницаемых залежах битумов, путём создания обширной сети искусственных каналов, что актуально на начальных этапах разработки. Также при эксплуатации двухустевых горизонтальных скважин повышается коэффициент извлечения углеводородов, благодаря одновременной добыче нефти и битумов и нагнетанию в пласт рабочих агентов

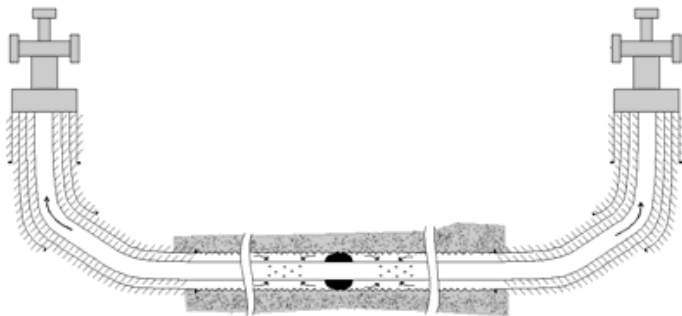


Рис. 1 Конструкция ДУГС при эксплуатации

Использование горячей пластовой воды является основным техническим результатом применения данного способа добычи битумов и сверхвязких нефтей, так как он обеспечивает экономию энергии и уменьшает вредное воздействие на окружающую среду.

Другим способом разработки битумных залежей является разработка конвективными многоствольными скважинами с нижележащим пластом горячей воды. Он заключается в строительстве скважины с многочисленными боковыми секциями, предназначенными для образования межпластовой замкнутой циркуляции. Тепловое поле формируется в нижнем пласте, а отбор углеводородов ведется из верхнего пласта, при этом поддерживается циркуляция горячей воды из нижележащего пласта, а холодной из верхележащего [4] (рис. 7).

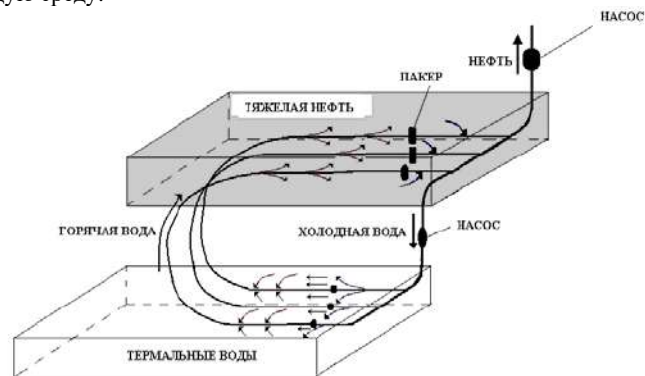


Рис. 2 Вскрытие и эксплуатация залежей тяжелых нефтей и битумов конвективной скважиной

В настоящее время запасы сверхвязких нефтей и природных битумов намного больше запасов традиционной лёгкой нефти. Месторождения трудноизвлекаемого сырья обладают широкой географией по всему миру, на долю России приходится более 20 % запасов. Разработка таких месторождений углеводородов требует строительство скважин с более сложной архитектурой. Высокотехнологичные скважины являются необходимым условием при добыче трудноизвлекаемых запасов. В настоящее время, характеризующееся низкими ценами на нефть, оптимизация затрат будет главным приоритетом для всех нефтяных компаний мира [5].

Литература

1. Shafiei, A., Dusseault, M.B. Geomechanics of thermal oil production from carbonate reservoirs (2014) Journal of Porous Media, 17 (4), pp. 301-321.
2. Кульчицкий В.В. Способ сооружения и способ эксплуатации горизонтальной скважины. Патент РФ № 2159317, Бюл. № 32 от 20.11.2000.
3. Boronin, I.A., Samokhin, A.V. Modelling and Optimal Control of Natural Bitumen Deposits Development (2018) Proceedings of 2018 11th International Conference " Management of Large-Scale System Development" MLSD 2018, article № 8551766.
4. Басниев К.С., Кульчицкий В.В. Новые технологии увеличения нефтеотдачи пластов интеллектуальными скважинами сложной пространственной архитектуры // Тез. докл. 1-ой междунар. конф. «Современные проблемы нефтеотдачи пластов». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – С.12-13.
5. Dong, X., Liu, H., Chen, Z., Wu, K., Lu, N., Zhang, Q. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection (2019) Applied Energy, pp. 1190-1211.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ****П.А. Стрижак, д.ф.-м.н., профессор***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Проблемы обеспечения энергоснабжения удаленных объектов стимулируют создание новых видов топливных композиций. В последние годы можно выделить два ключевых направления: активное вовлечение нетипичных компонентов для расширения топливной базы; создание топливных смесей для специфических условий. По первому направлению можно выделить гелеобразные, водоугольные и органоводоугольные композиции [1]. Последние имеют ряд преимуществ, в основном базирующихся на существенно меньшем загрязнении атмосферы по сравнению с углем. В тоже время у водоугольных топлив (ВУТ) есть и недостатки, главными из которых считаются меньшие теплоты сгорания (по сравнению с традиционным твердым топливом – углем) и высокие скорости расслоения (как следствия, малые сроки хранения без перемешивания). Оба этих недостатка устраняются при использовании вместо ВУТ органоводоугольных топлив (ОВУТ), т.е. при добавлении нефтешламов, смол, фусов, отработанных масел и других вязких горючих и легковоспламеняющихся жидкостей в состав ВУТ. Известны результаты экспериментальных исследований основных характеристик зажигания и горения суспензионных топлив на основе типичных отходов углеобогащения, образующихся и аккумулированных во всем мире в больших объемах (суммарно 200–300 млн. тонн в год). Основное внимание уделено сравнению данных характеристик при сжигании суспензионных топлив, находящихся в разных агрегатных состояниях: жидкое, гелеобразное и твердое. Сравнивались времена задержки зажигания, минимальные (предельные) температуры зажигания, теплоты сгорания, концентрации антропогенных выбросов, относительные показатели эффективности топлив. Показано, что в гранулированном состоянии достигаются минимальные температуры зажигания и меньшие времена задержки зажигания (на 50–80% ниже, чем в жидком и гелеобразном состоянии). В жидком состоянии обеспечиваются минимальные концентрации наиболее опасных выбросов (концентрации NOx и SOx на 18–75% ниже, чем при сжигании угля в твердом состоянии). Определены условия эффективного использования отходов углеобогащения и нефтепереработки в составе композиционных топлив. Относительный коэффициент полезного использования ОВУТ изменялся в диапазоне 0.11–45.5. Его значения максимальны для жидкого состояния композиционного топлива.

В рамках второго направления целесообразно выделить стабилизированные топлива в виде эмульсий [2]. Одной из наиболее острых проблем при формировании вододизельных (W/D) микроэмульсий является обеспечение их стабильности для возможности использования и хранения в различных регионах и условиях, определяемых сферой применения, т.е. сжигание в ДВС, стационарных и мобильных энергетических установках разных габаритов и мощностей и др. В настоящее время использование W/D микроэмульсий в топливном секторе и энергетике признано перспективным, но ограничивается повышением затрат на производство по сравнению с дизелем. Известно несколько путей регулирования стабильности W/D микроэмульгированного топлива в диапазоне температур от approx. -20°C до +60°C. Среди них использование в качестве дисперсной фазы микроэмульсии водных растворов ацетата аммония (молярные концентрации соли 0.1, 0.5 и 1 моль/дм³), применение в качестве со-эмульгатора различных спиртов (изоамиловый спирт, гексанол-1, 2-этилгексанол, нонанол-1), а также варьирование соотношения ПАВ/со-ПАВ для формирования и стабилизации микроэмульсионного топлива. Выполнен анализ эффективности указанных способов стабилизации микроэмульсий. Также проведен расчет стоимости исследуемых образцов W/D микроэмульгированных топлив и сравнение ее с экономическими показателями для обычного зимнего и арктического дизеля. Результаты расчета показывают, что микроэмульсионные топлива, содержащие до 20% комбинированного ПАВ и 15-18% водной фазы, имеют стоимость на уровне зимнего дизельного топлива. Представленные результаты получены в условиях строгого фиксирования параметров (соотношение вода/дизель, ПАВ/со-ПАВ и др.) при формировании образцов микроэмульсий, т.е. изменение этих параметров, включая использование других стабилизаторов, концентраций, определяет дальнейшие перспективы развития данного исследования. Применение предложенных в настоящей работе альтернативных топлив представляет большой интерес еще и потому, что можно существенно интенсифицировать их микро-взрывное измельчение непосредственно в камерах сгорания за счет вскипания добавок. Известно, что эти эффекты позволяют существенно повысить полноту выгорания топлива и снизить антропогенные выбросы.

Литература

1. Bogomolov A., Valiullin T., Vershinina K., Shevryev S., Shlegel N. Igniting Soaring Droplets and Particles of Promising Fuel Slurries // *Energies*. 2019. 12. 208. doi:10.3390/en12020208.
2. Antonov D., Bellettre J., Tarlet D., Massoli P., Vysokomornaya O., Piskunov M. Impact of Holder Materials on the Heating and Explosive Breakup of Two-Component Droplets // *Energies*. 2018. V. 11. No 3307. P. 1–17.

ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

М.С. Александров

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

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

В статье представлен обзор применения газотурбинной установки в нефтегазовой промышленности. Приводится краткое описание устройства ГТУ, а также целесообразность применения на участках добычи нефти и газа. В результате говорится о том, что ГТУ являются востребованными для нефтегазовой отрасли, в связи с экономичностью и высокой степенью автоматизации в отдаленных регионах.

Ключевые слова: турбина, газотурбинная установка, газотурбинная электростанция, производители ГТУ.

Введение. Машины, преобразующие какой-либо вид энергии в механическую работу, называются двигателями. Машины, преобразующие теплоту в механическую работу, называются тепловыми двигателями.

Способы превращения теплоты в механическую работу разнообразны. Наиболее распространены следующие типы тепловых двигателей:

- 1) паровые машины;
- 2) паровые турбины;
- 3) двигатели внутреннего сгорания;
- 4) газовые турбины;
- 5) реактивные двигатели (турбореактивные и ракетные).

В настоящее время газовые турбины находят все большее применение в народном хозяйстве. Области применения газотурбинных установок (ГТУ) определяются их сравнительными свойствами по отношению к другим типам первичных двигателей.

Устройство ГТУ. Газотурбинная установка представляет собой агрегат, состоящий из газотурбинного двигателя, редуктора, генератора и вспомогательных систем. Поток газа, образованный в результате сгорания топлива, воздействуя на лопатки турбины, создает крутящий момент и вращает ротор, который в свою очередь соединен с генератором, который вырабатывает электроэнергию.

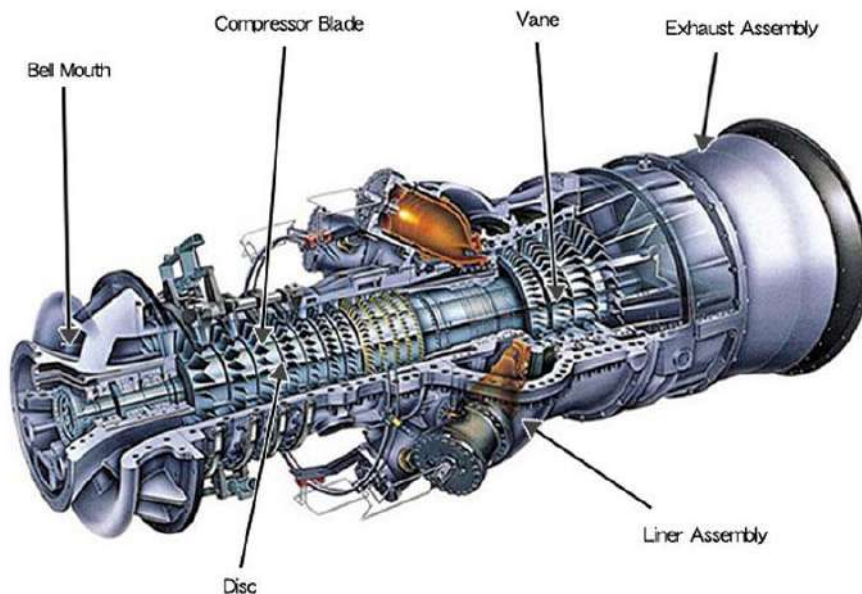


Рис.1 Газотурбинная установка

В основу устройства газотурбинного агрегата положен принцип модульности: ГТУ состоит из отдельных блоков, включая блок автоматики.

Модульная конструкция позволяет в кратчайшие сроки производить сервисное обслуживание и ремонт, наращивать мощность, а также экономить средства за счет того, что все работы могут производиться быстро на месте эксплуатации.

Электрическая мощность газотурбинного оборудования находится в пределах от 0,0015 кВт до 400 МВт. Максимально большой КПД достигается, если газотурбинная установка функционирует в режиме одновременного производства тепловой и электрической энергии (когенерации).

Газотурбинные установки находят широкое применение в нефтедобывающей и газодобывающей промышленности.

ГТУ служат приводом нагнетателей природного газа на магистральных газопроводах, резервных электрогенераторов пожарных насосов, а также в качестве постоянных, резервных или аварийных источников тепло- и электроснабжения.

Применение ГТУ в нефтегазовой отрасли.

Современная нефтегазовая отрасль характеризуется растущими темпами добычи природных ресурсов. Рост нефтедобычи происходит в основном за счет ввода в эксплуатацию нефтедобывающих установок на новых месторождениях Европейской части страны, Восточной Сибири и Дальнего Востока, как правило, в труднодоступных районах со сложными ландшафтными и климатическими условиями, где не развита или вовсе отсутствует сетевая инфраструктура.

Проведение линий электропередач в такие районы потребует немало времени и чаще всего экономически нецелесообразно, так как влечет за собой большие капитальные затраты. Уже эксплуатируемые перспективные месторождения также характеризуются интенсификацией добычи, причем вследствие увеличения износа таких объектов, существенно возрастает энергоёмкость производства. Растущие тарифы на электроэнергию также увеличивают долю энергозатрат в бюджете нефтяных компаний.

В связи с этим, практически во всех компаниях нефтегазовой отрасли уже на протяжении ряда лет реализуются программы по энергосбережению и повышению энергоэффективности. Предприятия постоянно расширяют арсенал энергоэффективных технологий. В добыче значительные возможности энергосбережения связаны с утилизацией попутного нефтяного газа (ПНГ) для выработки собственной электроэнергии, а также с утилизацией отводимого тепла (когенерацией).

Развитие собственных источников электроэнергии и строительство газотурбинных электростанций становится все более актуальным для нефтегазового бизнеса.

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. И, напротив, для предприятий, применяющих энергоэффективные технологии для обеспечения целевых показателей утилизации попутного газа, в соответствии с Постановлением Правительства РФ №600 от 17 июня 2015 года (Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности) предусмотрены налоговые льготы. Так, в соответствии со ст. 259.3. п. 4 Налогового Кодекса РФ (№ 261-ФЗ от 23.11.2009) при использовании для выработки электроэнергии микротурбинных и газотурбинных установок, работающих на попутном нефтяном газе, предприятие может в 2 раза быстрее списать затраты, понесенные на приобретение оборудования, в счет уменьшения налогооблагаемой прибыли.

Таким образом, применение ГТУ обеспечивает нефтегазовым предприятиям дополнительную экономию расходов на строительство собственной автономной электростанции на месторождении, в отличие от газопоршневых установок, которые не подпадают под действие данного законодательства.

Несмотря на востребованность автономных источников энергии, интенсивное их развитие сдерживается слабой отечественной материально-технической базой.

Традиционное генерирующее оборудование - промышленные газовые турбины, газопоршневые и дизельные генераторы, к сожалению, не всегда отвечают требованиям надежности и энергоэффективности объектов нефтегазовой инфраструктуры.

В частности, до сих пор существует проблема подбора генерирующего оборудования для автономных электростанций небольших нефтегазовых объектов в диапазоне мощностей до 10-20 МВт. Ранее для обеспечения потребностей таких объектов использовались большие газотурбинные электростанции. Имея большую, чем необходимо, мощность, они эксплуатировались на низкой нагрузке, что сводило на нет экономику их применения.

Другим вариантом было использование авиационных или судовых двигателей, находящихся в заданном диапазоне мощностей, но имеющих низкие показатели эффективности и слабые эксплуатационные характеристики.

Вывод. Таким образом, благодаря применению газотурбинных установок существенно упростилась задача получения большой мощности.

Потребность в газотурбинных установках существует и обусловлена она широкой сферой их применения. Кроме того, возникает необходимость в выработке нового подхода к обеспечению качественной и недорогой электроэнергией нефтегазовых объектов. То есть, необходимо надежное оборудование с высокой степенью заводской готовности, полностью автоматизированной системой управления, отличными техническими и потребительскими свойствами.

Литература

1. Кузьмичев Р.В., Осипов А.В. О повышении экономичности газотурбинных установок // Физические процессы и явления, происходящие в теплоэнергетических установках; Под ред. В.Т. Буглаева. - Брянск, 1997г.
2. Макар Р.М., Б.И. Шелковский, Л.Б. Чабанов, Н.А. Дикий, В.И. Романов. Повышение эффективности работы газотурбинных ГПА // Газовая промышленность. - №6, 1997. - С. 40-49.
3. Ольховский Г.Г. Энергетические газотурбинные установки. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 303 с.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТОМЬ–УСИНСКОЙ ГРЭС

А.С. Виноградов, Н.М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томь-Усинская ГРЭС предназначена для выработки, преобразования и распределения электроэнергии потребителям. Строительство станции, на юге Кемеровской области, недалеко от города Мыски, в том месте, где встречаются реки Томь и Уса, началось в пятидесятых годах. Свое название ГРЭС получила в честь двух рек.

Электростанцию возводили в три очереди. Первая и вторая – включали пять энергоблоков по 100 МВт. 6 ноября 1958 г. в сеть был включен её первый блок 100 тыс. кВт. Третья очередь состояла из четырех блоков по 200 МВт. Первый «двухсотмегаваттник» – в те годы самый современный в стране – запустили в 1963 году. В августе 1965 года, с пуском в работу последнего блока третьей очереди, Томь-Усинская ГРЭС выходит на проектную мощность 1300 МВт. В 2014 году на Томь-Усинской ГРЭС была завершена масштабная реконструкция энергооборудования - на энергоблоках № 4 и 5. Две новые турбины установленной мощностью по 121,4 и 124 МВт были изготовлены и поставлены заводом «Силовые машины» [3]

ГРЭС включает в себя два открытых распределительных устройств (ОРУ - 220 кВ и ОРУ-110 кВ), девять турбогенераторов, семь блочных силовых трансформаторов, два блочных автотрансформатора.

Структурная схема электростанции приведена на рисунке 1: турбогенераторы, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, распределительные устройства. Внутренняя нагрузка (собственные нужды) показана как ответвления от генераторов; обозначение с.н. Внешняя нагрузка - отходящие линии от ОРУ; обозначения нагрузка 1 и нагрузка 2.

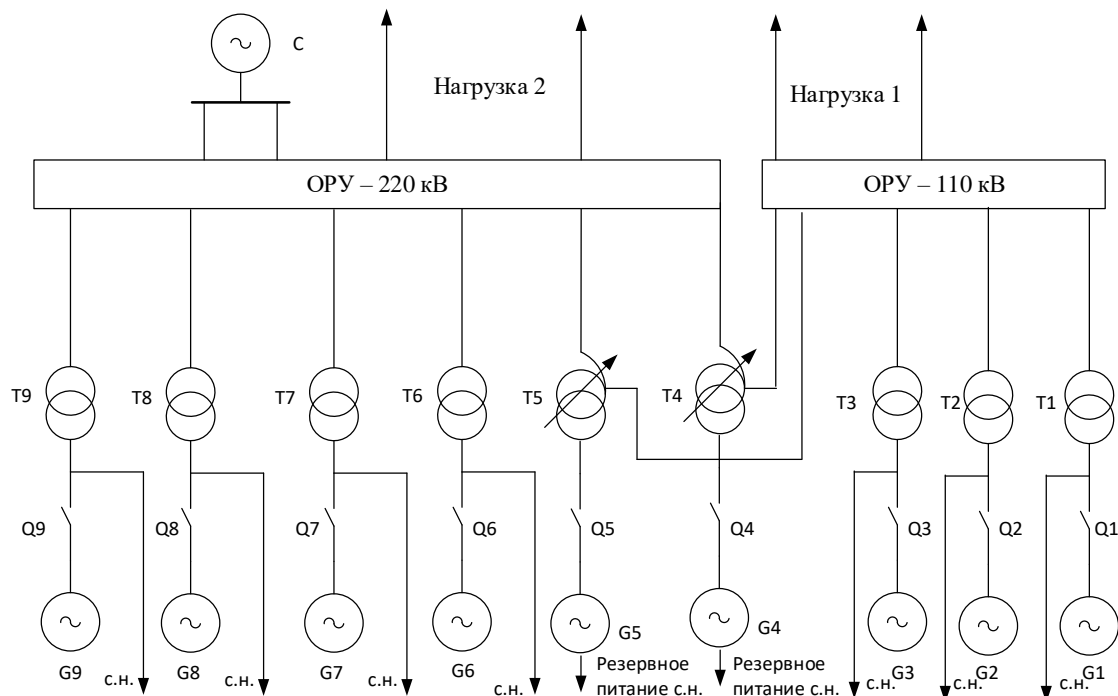


Рис.1 Структурная схема электростанции

1. Количество генераторов и типы: [1, 2]
- Три турбогенератора типа ТВ2–100–2; на схеме обозначены – G1, G2, G3.
- Два турбогенератора типа ТВФ–125–2У3; на схеме обозначены – G4, G5.
- Четыре турбогенератора типа ТГВ–200–2У3; на схеме обозначены – G6, G7, G8, G9.

Ниже приведены электрические параметры для одного турбогенератора.

ТГВ–200–2У3: $S_{ном}=235,3$ МВА; $P_{ном}=200$ МВт; $U_{ном}=15,75$ кВ; $\cos\varphi=0,85$; $I_{ном}=8,625$ кА; $x''=0,19$; $x_d=1,84$; $x_2=0,232$; $T_{a3}=0,509$ с. Вид системы возбуждения: тиристорная схема независимого возбуждения с использованием возбудителя типа СТВ. Описание системы охлаждения: обмотки статора – водород (непосредственно); стали статора – водородное; обмотки ротора – водород (непосредственно); бочки ротора – водородное.

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

2. Количество трансформаторов и типы:
 - Три блочных трансформатора типа ТДЦ–125000/110; на схеме обозначены – Т1, Т2, Т3.
 - Четыре блочных трансформатора типа ТДЦ–250000/220; на схеме обозначены – Т6, Т7, Т8, Т9.
 - Два блочных автотрансформатора типа АДДЦТН – 250000/220/110; на схеме обозначены Т4, Т5.

Ниже приведены электрические параметры для одного силового трансформатора.

ТДЦ – 250000/220: $S_{\text{ном}}=250$ МВА; $U_{\text{ном}}=15,75$ кВ (нн); $U_{\text{ном}}=242$ кВ(вн); $U_k=11$ (вн-нн). Охлаждение: принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла.

3. Количество РУ и напряжение: ОРУ – 220 кВ; ОРУ – 110 кВ.
4. Связь с энергосистемой осуществляется на напряжении 220 кВ;

Схемы подключения генераторов

Подключение генераторов к распределительным устройствам осуществляется по схеме блока генератор–трансформатор с генераторным выключателем (G1-T1, G2-T2, G3-T3, G4-T4, G5-T5, G6-T6, G7-T7, G8-T8, G9-T9).

Связи между распределительными устройствами разного напряжения

Вид связи – автотрансформаторная Т4, Т5.

Схемы электрических соединений открытых распределительных устройств 220 и 110 кВ

Две рабочие системы сборных шин с обходной системой сборных шин.

Схема электрических соединений ОРУ 110 кВ приведена на рисунке 2.

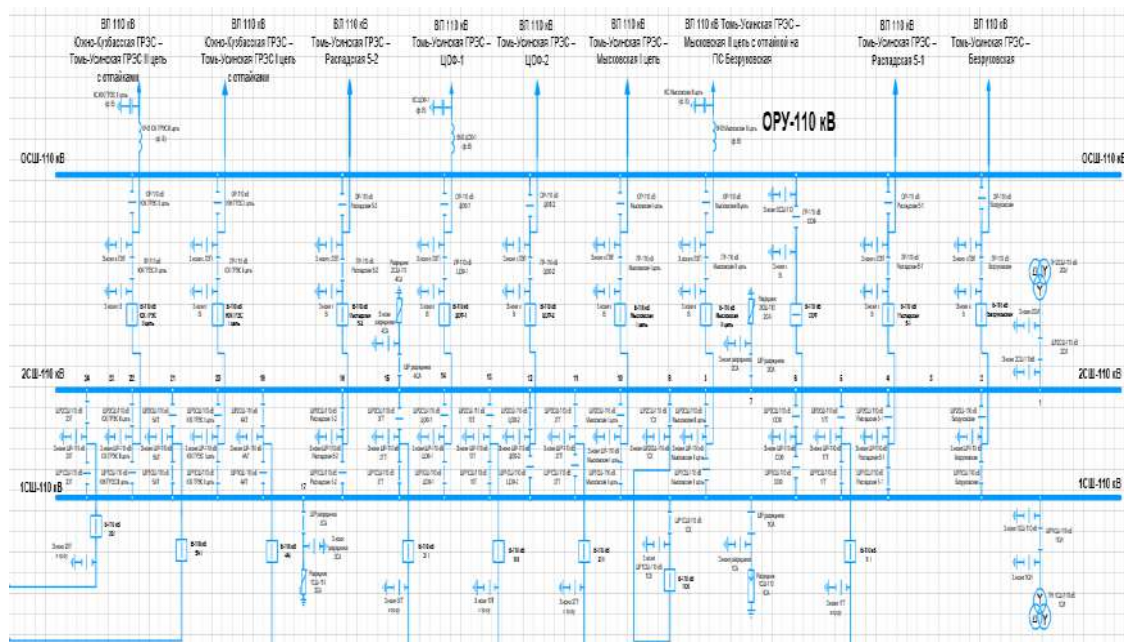


Рис. 2 Схема электрических соединений ОРУ–110 кВ

ОРУ 110 кВ представляет собой комплекс оборудования и сооружений, предназначенный для приема и распределения электрической энергии. По своим номинальным данным оборудование должно удовлетворять требованиям по условиям работ, как в нормальном, так и в аварийных режимах. Изоляция оборудования соответствует номинальному напряжению сети и выдерживает повышения напряжения во время эксплуатации при атмосферных и коммутационных перенапряжениях.

В комплекс ОРУ–110 кВ входят:

2 рабочие системы сборных шин с обходной сборной шиной,

Выключатели 110 кВ предназначены для коммутации в нормальных и аварийных режимах в электрических сетях с большими токами замыкания на землю, номинальным напряжением 110 кВ, частотой 50Гц и приспособлены для работы в открытых распределительных устройствах.

Высокочастотные заградители, устанавливаются на линии электропередач в разрыв фазы В, предназначены для предотвращения потерь высокочастотного сигнала и поддержания определенного значения высокочастотного параметра линии.

Разъединители предназначены для включения или отключения на время ремонта шин, трансформаторов. В ОРУ представлены линейные, обходные и шинные разъединители, как правило разъединители имеют заземляющие ножи.

Разрядники, предназначенные для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования.

Трансформаторы напряжения, предназначены для эксплуатации в электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц, с заземленной нейтралью, с целью питания электрических измерительных приборов, цепей релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления.

ТШЛ-20Б-1-10000/5/5: Т–трансформатор тока; Ш–шинный; Л–с литой изоляцией; 20–номинальное напряжение, кВ; Б – категория внешней изоляции по длине пути утечки; 1 – класс точности; 10000 – первичный номинальный ток, А; 5 – вторичный номинальный ток, А.

Литература

1. Каталоги и справочники по электротехнике на 01.01.2001. – М.: Информэнерго, 2001. –176 с.
2. Неклепаев Б. Н.; Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 5-е изд., стер. – СПб.: БХВ-Петербург, 2014. – 608 с.: ил. - (Учебная литература для вузов)
3. Томь-Усинская ГРЭС URL: <http://sibgenco.ru/about/enterprise/40838/> (дата обращения: 10.12.18)

МОДЕРНИЗАЦИЯ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕПРОВОДОВ

Д.В. Воронцов, И.Н. Шушпанов

Научный руководитель - профессор К.В. Суслов

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Активное внедрение возобновляемых источников энергии – это реалии ТЭКа начала 21 века.

На многих производствах, в частных домах их используют для увеличения энергоэффективности объектов и уменьшению затрат на закупку электроэнергии.

На производствах внедряются солнечно-ветровые установки, которые позволяют в перспективе значительно экономить на закупках топлива для дизель-генераторов, которые являются резервными источниками питания.

Одновременно с этим резервные генераторы, обеспечивают повышения категории надежности потребителей, либо выставляются на аукционы и продаются сторонним организациям.

Также существующая концепция «Smart – grid» подразумевает, что любой потребитель электроэнергии в любой момент может стать ее продавцом. Она стала очень популярна во многих странах, потому что из-за неравномерного графика энергопотребления многие компании начали зарабатывать на этом [2].

Однако до сих пор одной из основных проблем, которая существует в современной энергетике, остается оптимальный подбор мощности солнечных батарей, ветрогенераторов и накопителей электроэнергии, а также прогнозирование функционирования изолированных систем энергоснабжения с большой долей генерацией от возобновляемых источников энергии с учетом стохастического характера выработки электроэнергии.

Существующие методы и модели базируются на концепции четкой логики, т.е. в их математическом описании расчет производится в определенных точно заданных параметрах. Модернизация методов и моделей была проведена с применением элементов нечеткой логики для решения дифференциальных уравнений, описывающих основные характерные параметры режимов работы системы. На основе полученных математических моделей, была разработана программа, которая позволяет рассчитывать параметры мощностей солнечных батарей, ветрогенераторов и накопителей электрической энергии, необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей электроэнергией установленного качества. С ее помощью возможно автоматизировать подбор мощностей солнечно–ветровой установки, которая будет покрывать 100% графика нагрузки, с учетом стохастического характера генерации. С ее помощью определяются основные технико-экономические показатели проекта внедрения источников альтернативной генерации, капитальные вложения, себестоимость кВт*ч, вырабатываемого солнечно-ветровой установкой и т.д. Так же на выходе расчета программа выдает типовые графики, которые позволяют оценить оптимальность выбранных мощностей [1,2].

В программу заложен следующий алгоритм работы:

1. Задаются климатические параметры региона, которыми предполагается использование СВУ (солнечная инсоляция по месяцам, скорость ветра максимальная и средняя по месяцам);
2. Задаются активные мощности СВУ и ДГ, выбор которых необходимо проверить;
3. Задаётся активная нагрузка потребителя электроэнергии;
4. Задаются экономические показатели для анализа эффективности внедрения источников альтернативной энергии.
5. Выполняется расчет.
6. На выходе выдаются графики генерация-нагрузка, на основании которых производится анализ эффективности выбранных мощностей генерации.

Оценка программы проведена на проекте замены дизельных генераторов, питающих аварийные задвижки на нефтепроводе «Таас – Юрях – ВСТО».

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Подобран тип и количество основного технологического оборудования.

Обоснована экономическая и техническая эффективность предлагаемой инициативы [1]. Мощность солнечных батарей составила 10 кВт, а ветрогенераторов 15 кВт.

Для проверки оптимальности предлагаемых мощностей воспользуемся специализированным ПВК. График нагрузки построен для периода зимнего максимума на основании эксплуатационных данных практически постоянный, в него включена нагрузка на обогрев всех устройств. Графики ветрогенерации и солнечной генерации так же приведены для периода зимней недели, когда наблюдается короткий самый дневной цикл, а также практическое безветрие.

К рассмотрению были выбраны **солнечно-ветровая энергоустановка бытового электроснабжения НУWS – 25К** с установленной мощностью солнечных батарей 10 кВт и ветрогенераторов общей мощностью 15 кВт. Данная мощность с учетом стохастического характера генерации позволит 100% покрыть график нагрузки электропотребления аварийной задвижки. Комплектация единичной установки приведена в таблице 1.

Таблица 1

Комплектация установки

| Номер п/п | Детали | Модель и спецификация | Количество / Кі | Цена, руб. |
|-----------|---|---|-----------------|------------|
| 1 | Ветрогенератор | НУ-1000L110 | 15 шт. | 32000 |
| 2 | Солнечные модули | 100 Вт/12 В | 100 шт. | 27000 |
| 3 | Аккумулятор | Свинцово-кислотный с регулируемым клапаном / 1000 А·ч/2 В | 92 шт. | 3500 |
| 4 | Система управления со встроенным преобразователем | Инвертор 12500 Вт / | 2 шт. | 300000 |
| 5 | Башня из алюминия | 3000 Вт/9 м | 15 компл. | 72800 |
| 6 | Портативный солнечный кронштейн | 3 × 2 | 21 компл. | 7000 |
| 7 | Электрический кабель | На заказ | 1 компл. | 150000 |
| 8 | Техническое помещение | 3 × 3 | 1 компл. | 70000 |

В результате того, что в качестве основного источника питания устройств аварийных задвижек выполнен переход на использование солнечно-ветровых установок, экономия дизельного топлива составила 147168 литров или в денежном эквиваленте - 103 млн.руб.

Размеры площадки под территорию для размещения солнечно-ветровых установок – 23×19 м. При затратах на возведение солнечных батарей окупаемость внедрения составляет 3,87 года, что является инвестиционно-привлекательным фактором [3,4].

Исходя из всего вышеизложенного, можно сделать четыре основополагающих заключения.

Во-первых, предложенный алгоритм, является универсальным и может быть применен во всех проектах по внедрению СВУ как основного источника питания для электроснабжения аварийных задвижек нефтепроводов.

Во-вторых, разработанная схема совместной работы является оптимальной и может быть предложена для применения в производстве.

В-третьих, немаловажным аспектом является то, что солнечно- и ветро-генерации экологически безопасны.

В-четвертых, данная инициатива полностью соответствует политике Российской Федерации по энергосбережению и энергоэффективности, а также введения инновационных технологий.

Литература

1. Воронцов Д.В., Уколова Е.В., Шушпанов И.Н. Виртуальные станции для электроснабжения аварийных задвижек магистральных нефтепроводов. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2016. Т. 20. № 9 (116). С. 86-94.
2. Ефимов Д.Н., Воропай Н.И., Суслов К.В. Виртуальные электростанции для изолированных и централизованных систем электроснабжения – перспективы и вызовы для России // IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011 – с 34-40.
3. Шушпанов И.Н., Суслов К.В., Воропай Н.И., Стычинский З., Фам Ч.Ш. Модель режимной надежности «активных» распределительных сетей. Известия Российской академии наук. Энергетика. 2013. № 6. С. 70-79.
4. Шушпанов И.Н., Суслов К.В., Терентьева М.Е. Применение технологии интеллектуальных сетей в России. Материалы V Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Иванова. 2014. С. 207-210.

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

С.С. Ворошилов, Н.М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Кемеровской области существенную роль для поддержания баланса энергосистемы осуществляет Кемеровская ГРЭС. На рис. ниже представлена структурная схема электростанции.

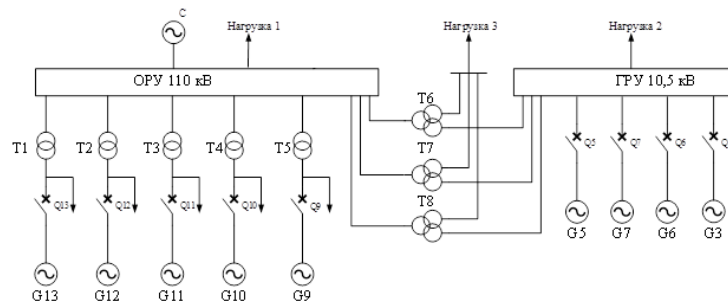


Рис. 1 Структурная схема электростанции

На электростанции сооружены два распределительных устройства. Распределительные устройства имеют следующие классы напряжения: ОРУ-110 кВ и ГРУ-10,5 кВ [3]. В таблице 1 представлены число и мощность источников электроэнергии (МВт) со станционной маркировкой.

Таблица 1

Число и мощность источников электроэнергии (МВт) со станционной маркировкой

| Количество | Мощность, МВт | Маркировка (обозначение на схеме) |
|------------|---------------|-----------------------------------|
| 2 | 110 | ТВФ-110-2ЕУ3 (G13, G12) |
| 1 | 100 | ТВФ-120-2У3 (G11) |
| 1 | 63 | ТВФ-63-2У3 (G10) |
| 1 | 60 | ТВФ-60-2У3 (G9) |
| 2 | 12 | Т-12-2У3 (G5, G7) |
| 1 | 36 | ТФП-36-2У3 (G6) |
| 1 | 32 | Т-32-2В3 (G3) |

Подключение генераторов к ОРУ осуществляется по схеме блока генератор-двухобмоточный трансформатор с генераторным выключателем (G13-T1, G12-T2, G11-T3, G10-T4, G9-T5) [2]. В таблице 2 представлено описание связей между распределительными устройствами разного напряжения.

Таблица 2

Связи между распределительными устройствами разного напряжения

| Связь между РУ | Количество связей | Вид связи |
|--------------------------|-------------------|-------------------------------|
| ОРУ 110 кВ и ГРУ 10,5 кВ | 3 | Трансформаторная (Т6, Т7, Т8) |

В таблице 3 приведены каталожные данные силовых трансформаторов со станционной маркировкой [3].

Таблица 3

Каталожные данные трансформаторов

| Обозначение на схеме | Тип | S _{НОМ} , МВ·А | U _{НОМ} , кВ | | |
|----------------------|----------------|-------------------------|-----------------------|------|------|
| | | | ВН | СН | НН |
| T1, T2, T3 | ТДЦ-125000/110 | 125 | 121 | - | 10,5 |
| T4, T5 | ТДц-80000/110 | 80 | 121 | - | 10,5 |
| T6, T7, T8 | ТДТН-63000/110 | 63 | 115 | 38,5 | 10,5 |

Для расчета надежности схем электрических соединений РУ удобно использовать таблично-логический метод. Исходными данными служат: частота отказов; среднее время восстановления; частота и длительность плановых ремонтов элементов электроустановки [1]. Отказы в электроустановке нарушают ее нормальное функционирование и тем самым причиняют ущерб народному хозяйству. Ущерб складывается из трех составляющих: ущерба в энергосистеме U_c , ущерба у потребителей система из-за снижения частоты U_f , ущерба у потребителей из-за внезапных нарушений (ограничений) электроснабжения $U_{потр}$:

$$U = U_c + U_f + U_{потр}$$

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Системный ущерб определяют по формуле: $У_c = y_{0,c} \cdot \Delta W_{r,е}$,

где $y_{0,c}$ – удельное значение системного ущерба (можно принять 0,15 руб/(кВт*ч)); $\Delta W_{r,е}$ – суммарный недоотпуск электроэнергии в систему.

Значение ущерба $У_f$ определяют по следующей формуле: $У_f = P_{max} \sum_1^m y_{0,f} f_{ij} \omega T_{ij} \frac{\Delta t}{T_{max}}$,

где T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки в системе, ч/год; m – число аварийных ситуаций в проектируемой установке, при которых $\Delta P_i > P_{рез}$, а $f > f_{АЧР}$; Δt – длительность суточного максимума нагрузки в системе (1-2 ч); ω_{ij} – средняя частота за год ij -й аварий, 1/год; T_{ij} – средняя длительность ij -й аварий, 1/год.

Ущерб у потребителей из-за внезапных нарушений электроснабжения определяют по формуле:

$$У_{ПОТР} = y_{0,ПОТР} \cdot \Delta W_{ПОТР}$$

где $y_{0,ПОТР}$ – удельный ущерб от перерывов в электроснабжении потребителей, отключаемых АЧР; $\Delta W_{ПОТР}$ – недоотпуск электроэнергии потребителям.

По имеющимся формулам рассчитаем показатели надежности структурной схемы Кемеровской ГРЭС, представленной на рис. выше. Исходные данные: энергоблоки: $P_{НОМ, Г13, Г12}=110$ МВт, $P_{НОМ, Г11}=100$ МВт, $P_{НОМ, Г10}=63$ МВт, $P_{НОМ, Г9}=60$ МВт, $P_{НОМ, Г5, Г7}=12$ МВт, $P_{НОМ, Г6}=36$ МВт, $P_{НОМ, Г3}=32$ МВт; $T_{УСТ}=7000$ ч/год; мощность собственных нужд 10% $P_{НОМ, Г}$. Местный промышленный район на напряжении 10,5 кВ; $\cos \varphi=0,8$; $P_{нагр 1}=195$ МВт; $P_{нагр 2}=44$ МВт; $P_{нагр 3}=30$ МВт. Определяем вероятность ремонтных режимов элементов:

энергоблока $qr, Б = \frac{\omega \cdot T_b + \mu \cdot T_p}{8760} = \frac{11 \cdot 120 + 1 \cdot 600}{8760} = 0,219$, где $\omega=11$ 1/год, $T_b=120$ ч/1, $\mu=1$ 1/год, $T_p=600$ ч/1;

трансформатора связи:

$$qr, ТС = \frac{\omega \cdot T_b + \mu \cdot T_p}{8760} = \frac{0,04 \cdot 200 + 1 \cdot 70}{8760} = 0,0089$$
, где $\omega=0,04$ 1/год, $T_b=200$ ч/1, $\mu=1$ 1/год, $T_p=70$ ч/1.

Вычисляем среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему из-за отказов трансформаторов блоков:

для блока, присоединенного к РУ 110 кВ:

$$\Delta W_r = P_{НОМ, Г13} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_b = 110 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 200 = 0,55 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_r = P_{НОМ, Г11} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_b = 100 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 200 = 0,5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_r = P_{НОМ, Г10} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_b = 63 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 200 = 0,315 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_r = P_{НОМ, Г9} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_b = 60 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 200 = 0,3 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

для блока, присоединенного к РУ 10,5 кВ:

$$\Delta W_r = P_{НОМ, Г5} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_b = 12 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,02 \cdot (1 - 0,219) \cdot 150 = 22,47 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_r = P_{НОМ, Г6} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_b = 36 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,02 \cdot (1 - 0,219) \cdot 150 = 67,4 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_r = P_{НОМ, Г3} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_b = 32 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,02 \cdot (1 - 0,219) \cdot 150 = 59,91 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Далее оценим возможные последствия отказов трансформаторов связи.

Аварийная нагрузочная способность ТС равна: $1,4 \cdot S_{НОМ}=1,4 \cdot 63=88,2$ МВ·А.

Отказ одного ТС в период ремонта второго ТС можно не учитывать, так как средняя длительность таких аварийных ситуаций чрезвычайно мала.

Определим суммарный среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему: $\Delta W_r = 2 \cdot 0,55 \cdot 10^6 + 0,5 \cdot 10^6 + 0,315 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot 10^6 + 2 \cdot 22,47 \cdot 10^3 + 67,4 \cdot 10^3 + 59,91 \cdot 10^3 = 2,387 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$.

Недоотпуск электроэнергии потребителям энергосистемы отсутствует, поскольку аварийное снижение генерирующей мощности не превышает $P_{рез}=212,5$ МВт. Энергоснабжение потребителей очень надежно, поэтому недоотпуск электроэнергии нагрузке можно пренебречь.

Определим среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии в систему. Поскольку $\Delta W_{ПОТР}=0$, то имеет место только системный ущерб $У_c$. Принимаем удельный ущерб 0,15 руб/(кВт*ч):

$$У_c = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 2,387 \cdot 10^6 = 358 \text{ тыс. руб/год}$$

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод о том, что динная схема обеспечивает высокую надежность. Помимо этого, недоотпуск электроэнергии потребителям энергосистемы отсутствует, что существенно снижает затраты.

Литература

1. Околович М. Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д. Л. Файбисовича – М.; Издательство НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с. ил.

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

И.Е. Гаврилов

Научный руководитель - доцент Г. Р. Зиякаев,

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли являются компрессорные станции магистральных нефтепроводов, аварии на других элементах магистрали менее масштабны. В связи с этим актуальной задачей является обеспечение безаварийной работы компрессорной станции и обеспечение промышленной безопасности. На данный момент, в России эксплуатируется более 280 компрессорных станций, порядка 4000 газоперекачивающих агрегатов (ГПА), большая часть этого оборудования введена в эксплуатацию порядка 30 лет назад [1].

Компрессорные станции обладают высоким уровнем надежности, но все же известны случаи аварий на объектах такого типа. Помимо экономического ущерба предприятия от простоя и потерь, такие аварии создают большую угрозу экологии, в связи с этим вопросы надежности оборудования и ее обеспечение приобретают большое значение. Факторами, приводящими к аварии на компрессорных станциях, являются:

- большое количество арматуры (6% от общего числа дефектов технологического оборудования приходится на запорную арматуру);
- переходы трубопровода от подземного к надземному;
- сложная пространственная прокладка наземных трубопроводов.

Анализируя статистические данные, можно определить наиболее значимые отказы технологического оборудования компрессорных станций (рисунок 1) [3].

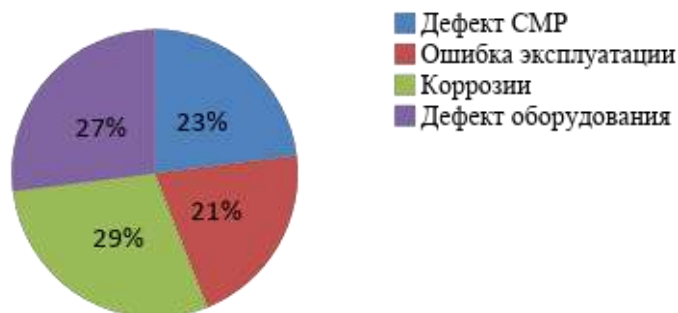


Рис. 1 Причины отказа оборудования компрессорной станции

Так как, наиболее сложным и важным оборудованием является ГПА, то проведем исследование отказа данного оборудования. Из отчетов по эксплуатации магистральных нефтепроводов, можно выявить тенденцию аварийных отказов ГПА по ряду причин:

- отказы/сбои в работе электрооборудования;
- отказы систем КИПиА;
- механические повреждения;
- отказы в энергоснабжении;
- сбои в работе станционных систем;
- отказы маслосистемы;
- несоблюдение правил техники эксплуатации (ПТЭ).

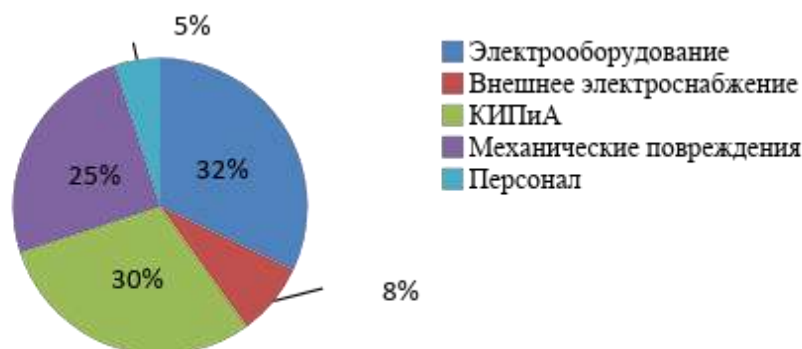


Рис. 2 Причины отказа оборудования ГПА

Распределение аварийных отказов представлено на рисунке 2, большая их часть 32% и 30% приходится на отказ электрооборудования и сбой систем КИПиА, соответственно. Так же большой процент аварий составляют механические повреждения 25%. Меньшее влияние на работу ГПА оказывают внешнее электроснабжение и нарушение ПТЭ персоналом [2].

Рассмотрим статистику отказов оборудования ГПА за последние пять лет на одном из газоперекачивающих предприятий Томской области, представленную на рисунке 3.

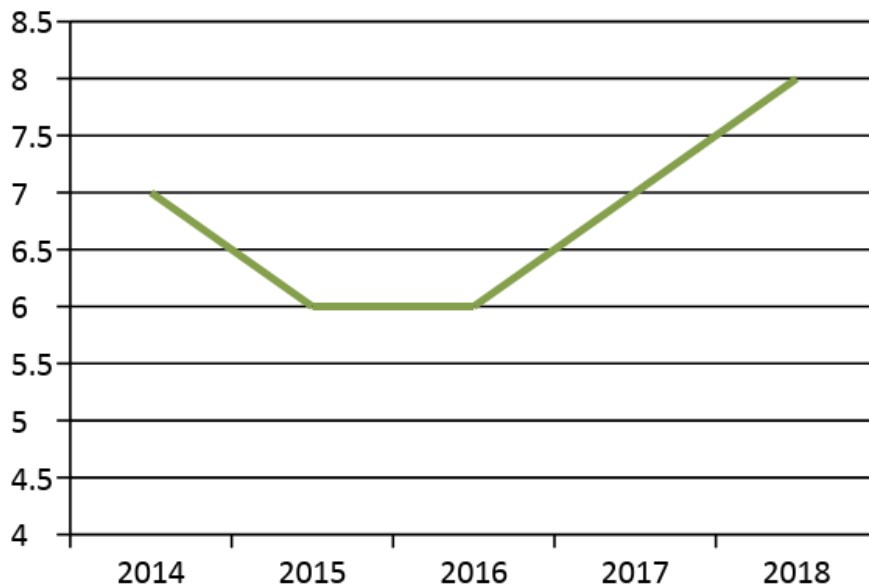


Рис.3 Количество отказов ГПА

Снижение количества аварий в 2015 и 2016 годах, объясняется приемом на предприятие новых, более квалифицированных работников по обслуживанию и ремонту ГПА.

Исходя из вышесказанного, можно говорить об актуальности сбора статистики по отказам ГПА. Из представленных данных можно сделать вывод о не малом значении человеческого фактора, увеличение профессиональных требований к обслуживающему персоналу, повышению их квалификации и четкому соблюдению правил нормативно-технической документации снизит количество отказов ГПА. Категория отказов ГПА «электроснабжение» не является регулируемой, так как бесперебойность электроснабжения зависит от частных или государственных компаний и у предприятия нет возможности повлиять на этот фактор.

Наибольшую проблему составляет отказ КИПиА и механические повреждения, это подтверждено статистикой, что позволяет сконцентрировать внимание на мерах по снижению частоты отказов.

Проведенный анализ причин аварийных остановок, является важным для процесса управления рисками на предприятиях транспортирующих газ. Полученные данные, необходимо использовать для составления комплекса мероприятий, направленных на снижения количества аварий на ГПА на этапах эксплуатации и технического обслуживания и осуществление перехода от методик основных на анализе последствий к методикам прогнозирования возникновения аварий.

Литература

1. Семенов А.С и др. Идентификация неисправностей газоперекачивающих агрегатов по функциональным признакам // Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ТюмГНГУ. Тюмень, 2004.
2. Ерёмин Н.В., Степанов О.А., Яковлев Е.И. Компрессорные станции магистральных газопроводов (надежность и качество). СПб.: Недра, 1995. 336с
3. Микаэлян Э.А. Повышение качества, обеспечение надежности и безопасности магистральных газонефтепроводов для совершенствования эксплуатационной пригодности / Топливо и энергетика, 2001. 640 с.
4. Семенов А.С. Классификация и анализ эксплуатационных неисправностей газоперекачивающих агрегатов // Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 65-69.
5. Дейнеко С.В. Оценка надежности газонефтепроводов. Задачи с решениями. – М.: Изд-во «Техника», 2007. – 80 с.

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ КАЗАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.М. Гончаренко, Н.М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение - расположено в Парабельском районе Томской области Российской Федерации, в 325 километрах к северо-западу от областного центра Томска. В геологическом отношении месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение обеспечивает ежегодную добычу нефти до 1,5 млн тонн, а попутного нефтяного газа — до 1 млрд куб. м. [2].

Энергосистема Казанского нефтегазоконденсатного месторождения является закрытой и автономной. Наибольшее напряжение сети – 35 кВ.

Вся генерация на месторождении расположена на двух энергокомплексах («Энергокомплекс-1» и «Энергокомплекс-2»). «Энергокомплекс-1» имеет пять газотурбинных установок (ГТУ) мощностью 2,5 МВт, «Энергокомплекс-2» имеет четыре газотурбинных агрегата (ГТА) мощностью 6 МВт (см. рисунок 1).

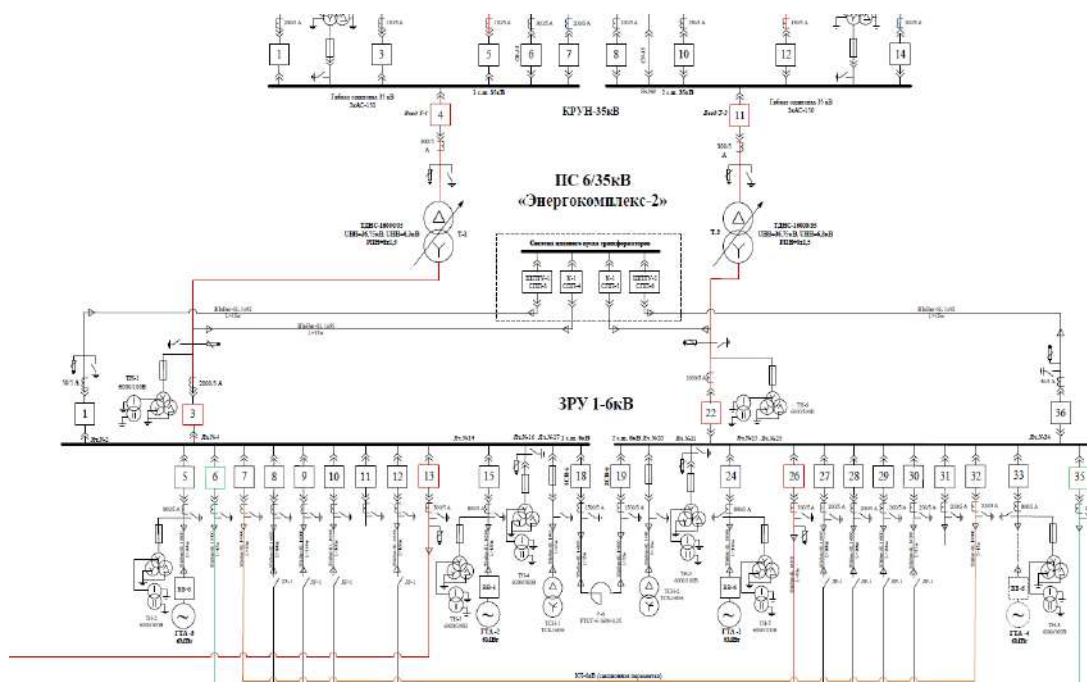


Рис. 1 «Энергокомплекс-2» ЗРУ 1-6кВ

ГТА представляет собой технологический комплекс оборудования для применения на стационарном энергообъекте и может работать как в автономной электросети, так и в промышленной сети неограниченной мощности. В составе энергообъекта может применяться от одного до нескольких ГТА.

Так же на ЗРУ 2-6кВ «Энергокомплекса-2» и ЗРУ 2-6кВ УКПГИК имеются автономные дизельные электростанции (АДЭС) мощностью 1,6 и 1 МВт соответственно.

Основные потребители расположены на ЗРУ1-6кВ «Энергокомплекс-2» и ЗРУ-6кВ ПС 35/6кВ «БКНС-2».

«Энергокомплекс-2» имеет четыре турбогенератора ТК-6-2РУЗ, которые представляют собой синхронные двухполюсные генераторы трехфазного тока, предназначенные для выработки электрической энергии частотой 50 Гц, напряжением 10500 / 6300 В, с бесщеточным возбуждением устройством БВУГ, с воздушным охлаждением по разомкнутому циклу вентиляции с блоком воздухоочистки.

Условные обозначения расшифровываются следующим образом:

ТК – турбогенератор с несущим корпусом;

6 – мощность турбогенератора в мегаваттах;

2 – число полюсов;

Р – разомкнутый цикл вентиляции;

УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.

Климатическое исполнение турбогенератора УЗ для эксплуатации в районах с умеренным климатом, категория 3 – для эксплуатации в закрытых помещениях с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха и воздействия песка и пыли существенно меньше, чем на открытом воздухе.

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Окружающая среда не должна содержать взрывоопасные смеси паров и газов с воздухом всех категорий и групп по ГОСТ 12.1.011-78, а также паров масла и токопроводящей пыли.

Турбогенератор выполнен с воздушным охлаждением с вентиляторами, установленными на валу ротора.

Воздух забирается через циклонный воздухоочиститель, входящий в блок воздухоочистки.

Питание устройства осуществляется по схеме самовозбуждения (с шин турбогенератора) через высоковольтные трансформаторы.

Начальное возбуждение осуществляется от постороннего источника с автоматическим переходом на самовозбуждение.

Устройство имеет автоматический (АРВ) и резервный (РРВ) регуляторы возбуждения.

Устройство возбуждительно бесщеточное БВУГ представляет собой обращенный трехфазный синхронный генератор, якорь которого смонтирован на консольном конце вала турбогенератора и через центральное отверстие в валу электрически связан с обмоткой ротора турбогенератора.

Трансформация напряжения с 35 кВ до 6 кВ на месторождении осуществляется с помощью трансформаторов типа ТДНС-10000/35 с принудительным кругооборотом воздуха и естественным охлаждением на трансформаторном масле, с регулировкой напряжения под нагрузкой (РПН), диапазон его регулировки $\pm 8 \times 1,5\%$. [1].

Структура условного обозначения ТРДНС-16000/35

Т – трансформатор.

Р – расщепленная обмотка НН,

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла.

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН),

16000 – номинальная мощность, кВ*А,

35 – класс напряжения обмотки ВН, кВ.

Закрытое распределительное устройство ЗРУ 1-6кВ выполнено по схеме: одна рабочая секционированная система сборных шин [3]. Между секциями ЗРУ установлен токоограничивающий реактор (см. рисунок 1).

На рисунке 2 приведена электрическая схема и состав электрооборудования распределительного устройства на 35 кВ.

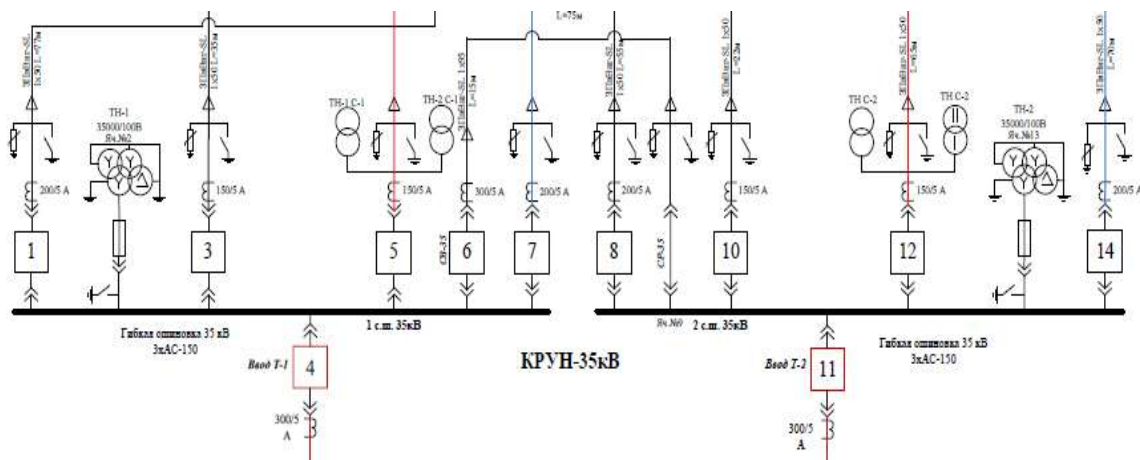


Рис. 2 «Энергокомплекс-2» КРУН и ОРУ 35кВ

Конструктивно распределительное устройство 35 кВ выполнено как комплектное (КРУН); схема электрических соединений - одна рабочая секционированная система сборных шин [3].

Литература

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
2. Официальный сайт Томскгазпром [Электронный ресурс] URL:\http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tomskaja_oblast/kazanskoe/9-1-0-205, свободный. – Загл. с экрана. – Яз.рус., англ. Дата обращения: 21.07.2018 г.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил.

АНАЛИЗ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС

А.И. Киньшин, Н.М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К главной схеме АЭС относятся: генераторы, блочные трансформаторы, открытые распределительные устройства 110 кВ, 330 кВ и 750 кВ (ОРУ-110 кВ, ОРУ-330 кВ, ОРУ-750 кВ).

Каждый энергоблок имеет два турбогенератора мощностью по 500 МВт и напряжением 20 кВ [1].

Присоединение генераторов к ОРУ-330 кВ осуществляется через повышающие двухобмоточные трансформаторы мощностью 630 МВА с выключателями со стороны генератора. На рисунке 1 представлен блок генератор-трансформатор.

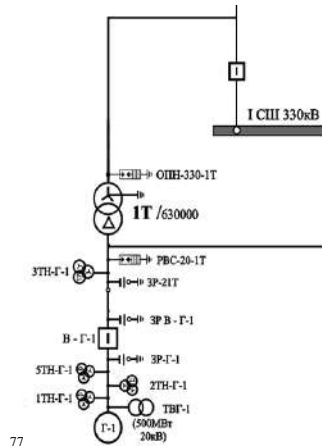


Рис. 1 Блок генератор-трансформатор 1-го энергоблока

ОРУ-330 кВ выполнено по «полудорной» схеме, то есть когда на два присоединения устанавливается три выключателя [2] (в данном случае воздушные баковые выключатели), в энергосистему от этого ОРУ отходят три ЛЭП (рис.2)

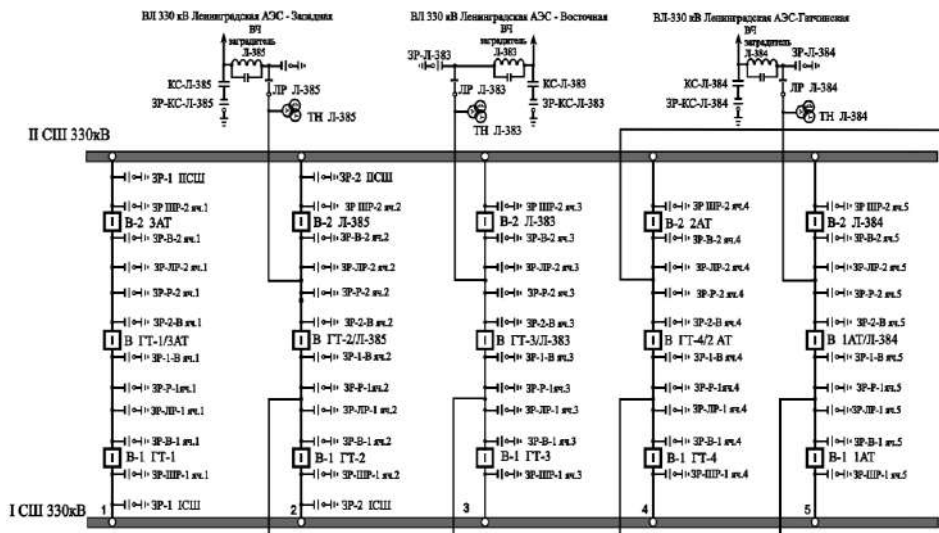


Рис. 2 Схематическое изображение ОРУ 330 кВ первой очереди ЛАЭС

Связь первого и второго энергоблоков первой очереди ЛАЭС с третьим и четвертым энергоблоками второй очереди осуществляется посредством присоединения через однофазные автотрансформаторы 1000 МВА ОРУ-330 кВ и ОРУ-750 кВ

Питание отдельных потребителей, пускорезервных трансформаторов, а также связь ЛАЭС с Нарвской ГЭС осуществляются через ОРУ-110 кВ. Данное распределительное устройство выполнено по схеме «две системы шин с обходной», в качестве шиносоединительных выступают масляные выключатели [1]. Также присутствует связь ОРУ-110 кВ и ОРУ-330 кВ посредством двух автотрансформаторов мощностью по 200 МВА. От ОРУ-110 кВ запитаны четыре пускорезервных трансформатора (ПРТ) собственных нужд блоков (по одному на блок) единичной мощностью 63 МВА (рисунок 3). Для обеспечения электроснабжения ПРТ при исчезновении напряжения на шинах на ОРУ-110 кВ и Нарвской ГЭС установлена автоматика выделения резервного источника

питания (АВРИП), которая автоматически отключает от ОРУ-110 кВ всех потребителей, кроме выключателей ПРТ и линий связи с Нарвской ГЭС.

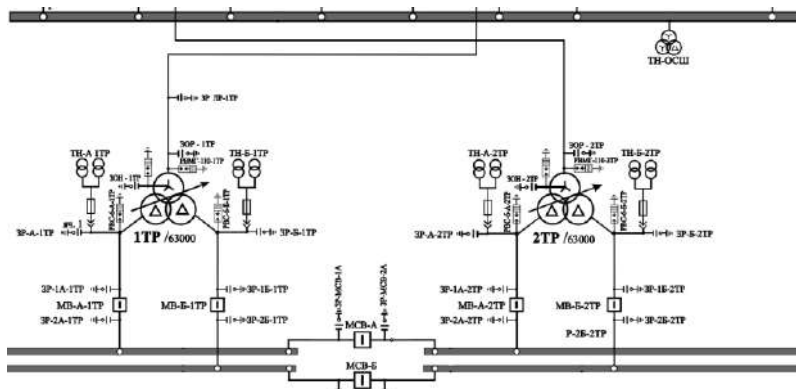


Рис. 3 Пускорезервные трансформаторы первой очереди ЛАЭС

Электроснабжение потребителей собственных нужд ЛАЭС осуществляется переменным током напряжением 6 и 0,4 кВ и постоянным током напряжением 220 В. При этом потребители собственных нужд разделены на два типа [1]:

- 1) Потребители систем нормальной эксплуатации, допускающие перерыв в электроснабжении на время автоматического включения резерва (подключаются к схеме собственных нужд нормальной эксплуатации)
- 2) Потребители систем безопасности, подключенные к схеме собственных нужд надежного питания

Потребители собственных нужд нормальной эксплуатации разделены на блочные и общестанционные. Электроснабжение блочных потребителей осуществляется от рабочих трансформаторов собственных нужд. На каждом энергоблоке установлено по два рабочих трансформатора собственных нужд единичной мощностью 63 МВА (рисунок 4). От каждого рабочего трансформатора собственных нужд запитываются две секции нормальной эксплуатации 6 кВ, расположенных в отдельных помещениях. Таким образом, на каждом энергоблоке имеется по четыре секции 6 кВ нормальной эксплуатации.

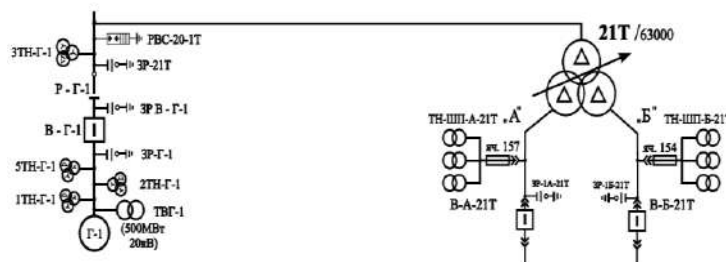


Рис. 4 Трансформатор собственных нужд 1-го энергоблока, подключенный к 1-ому генератору

Резервирование обеспечивается за счет пускорезервных трансформаторов, к которым подключены два резервных шинпровода 6 кВ, осуществляющих автоматическое резервирование секций 6 кВ.

Для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения секции 6 кВ имеют два резервных питания: от резервного шинпровода и от дизель-генератора. Запуск дизель-генераторов и подача напряжения на резервный шинпровод происходит автоматически при исчезновении напряжения на секции или при срабатывании аварийной защиты реактора.

Исходя из приведенных выше данных об электрооборудовании, схемах электрических соединений и принципиальных схемах, можно сделать вывод о возможностях и перспективах модернизации оборудования ЛАЭС, однако, учитывая скорый скорую остановку реакторов данной станции ввиду выработки их ресурса, какое-либо изменение в технической базе станции не требуется, так как осуществляется постепенный переход на более современную ЛАЭС-2.

Литература

1. Ленинградская АЭС [Электронный ресурс]: производство URL: <http://www.lnpp.ru> (дата обращения: 18.07.2018)
2. Рожкова, Лиза Дмитриевна. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. — 4-е изд., стер. — Екатеринбург: АТП, 2015. — 648 с.: ил.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС

А.И. Киньшин

Научный руководитель - доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Запущенная в конце 1973 года Ленинградская АЭС является первой использующей реактор РБМК-1000 (реактор большой мощности канальный). Использование такого типа реакторов позволяет обеспечить до 50% потребления электроэнергии в Ленинградской области и г. Санкт-Петербурге и до 27% в Северо-Западном федеральном округе. Станция является основным поставщиком тепловой энергии для населения и промышленных предприятий г. Сосновый Бор, для которого она является градообразующим предприятием.

ЛАЭС состоит из четырех блоков типа РБМК-1000. Установленная мощность станции – 4000 МВт. Проектная выработка – 28 млрд кВтч в год. Первоначально проектный эксплуатационный ресурс каждого реактора и основного оборудования энергоблоков был установлен в 30 лет. В результате выполненной на ЛАЭС модернизации ресурс каждого из четырех энергоблоков продлен на 15 лет.

Каждый энергоблок ЛАЭС имеет по два турбогенератора электрической мощностью по 500 МВт, состоящие из турбины насыщенного пара типа К-500-65 и синхронного генератора трехфазного тока ТВВ-500-2 с числом оборотов 3000 в минуту [1]. Действующая схема турбоустановки представлена на рисунке 1.

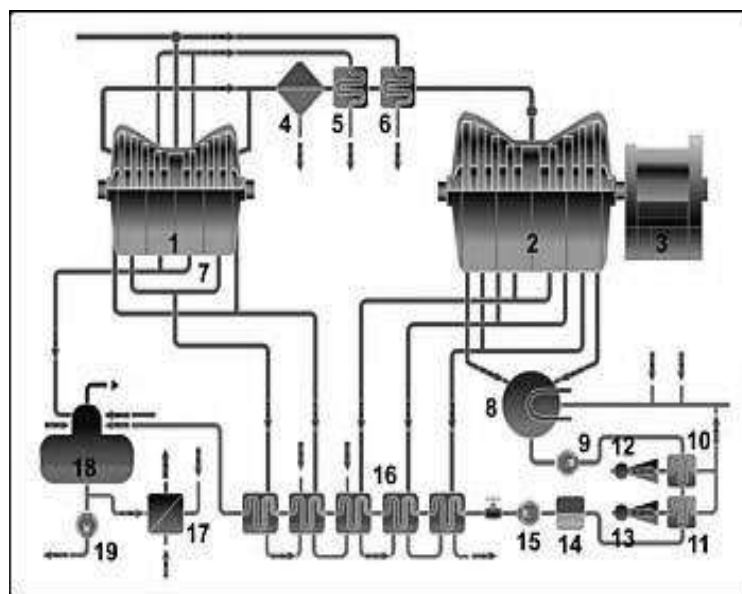


Рис. 1 Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-500-65

Таблица 1

Обозначения на рисунке 1

| | |
|---|-------------------------------------|
| 1. Цилиндр высокого давления | 10. Охладитель основного эжектора |
| 2. Цилиндр низкого давления | 11. Охладитель эжектора уплотнений |
| 3. Генератор ТВВ-500-2 | 12. Основной эжектор |
| 4. Сепаратор | 13. Эжектор уплотнений |
| 5. Промежуточный пароперегреватель 1-ой ступени | 14. Конденсатоочистка |
| 6. Промежуточный пароперегреватель 2-ой ступени | 15. Конденсатный насос 2-го подъёма |
| 7. Нерегулируемые отборы турбины | 16. Подогреватель низкого давления |
| 8. Конденсатор | 17. Испаритель |
| 9. Конденсатный насос 1-го подъёма | 18. Деаэратор |
| | 19. Питательный насос |

Турбина имеет 6 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева основного конденсата и питательной воды в подогревателях низкого давления и деаэраторе [1]. Каждая турбина оснащена системой промежуточного перегрева пара с предварительной сепарацией. Насыщенный пар из реактора, отработавший в

цилиндре высокого давления, после осушки в сепараторе поступает в подогреватели первой и второй ступени. Греющим паром в первой ступени является пар из первого отбора цилиндра высокого давления. Перегрев пара во второй ступени осуществляется свежим паром из реактора.

Пар из каждого цилиндра низкого давления поступает в конденсатор турбины. Применены конденсаторы поверхностного типа двухходовые, охлаждающей водой является морская вода. Неконденсирующиеся газы, содержащие в себе водород, с помощью эжекторов направляются в установку сжигания гремучей смеси. Турбина имеет дроссельное парораспределение с 4-мя стопорными и 4-мя регулирующими клапанами свежего пара [1]. Турбина снабжена ограничителем мощности, системой защиты и гидродинамической системой автоматического регулирования частоты вращения ротора, которая позволяет обеспечить синхронизацию генератора с сетью, устойчивую работу турбины на всех нагрузках и холостом ходу, перевод турбины на холостой ход при сбросе электрической нагрузки, дистанционное управление нагружением турбины. В качестве рабочего тела в системе регулирования используется масло.

Преобразование же механической энергии в электрическую производится при помощи турбогенераторов ТВВ-500-2, установленных в количестве двух штук на каждый энергоблок. На рисунке 2 представлен общий вид данного турбогенератора [3].

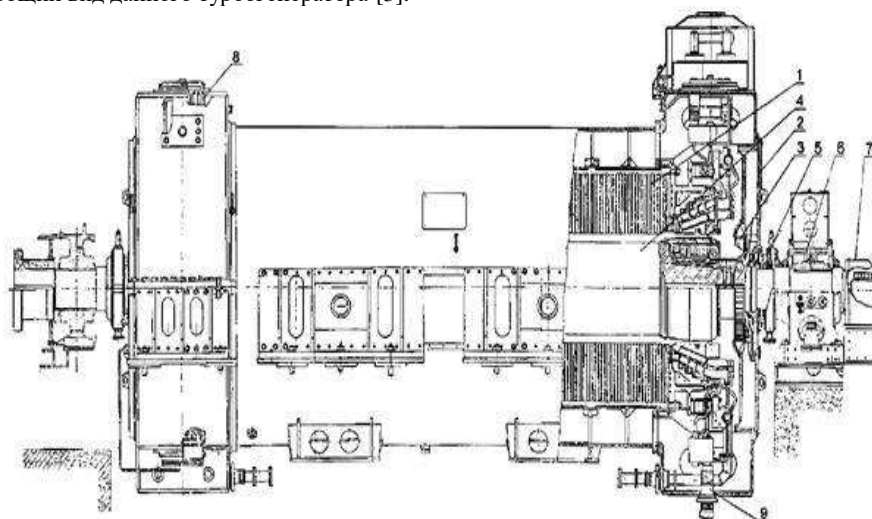


Рис. 2 Турбогенератор ТВВ-500-2 (1 - статор; 2 - щит наружный; 3 - щиток направляющий; 4 - ротор; 5 - уплотнение вала ротора; 6 - подшипник; 7 - щеточный аппарат; 8 - газоохладитель; 9 - вывод концевой)

Таблица 2

Основные параметры турбогенератора ТВВ-500-2 [3]

| | |
|--|----------------|
| Полная мощность, кВ·А | 588000 |
| Активная мощность, кВт | 500000 |
| Коэффициент мощности | 0,85 |
| Напряжение, В | 20000 |
| Ток статора, А | 17000 |
| Частота, Гц | 50 |
| Частота вращения, об/мин | 3000 |
| Коэффициент полезного действия, % | 98,7 |
| Маховой момент ротора, т·м ² | 40,0 |
| Критическая частота вращения, об/мин | 950/2400 |
| Соединение фаз обмотки статора | двойная звезда |
| Число выводов обмотки статора | 9 |
| Давление водорода, кгс/см ² (МПа) | 4,5 - 5 |
| Допустимая минимальная температура охлаждающего газа, °С | не ниже 20 |
| Чистота водорода, % не менее | 98 |
| Давление дистиллята в обмотке статора, МПа | 4 |

Литература

1. Ленинградская АЭС [Электронный ресурс]: производство URL: <http://www.lnpp.ru> (дата обращения: 18.07.2018)
2. Рожкова, Лениза Дмитриевна. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. — 4-е изд., стер. — Екатеринбург: АТП, 2015. — 648 с.: ил.
3. СТО 70238424.29.160.20.015-2009 Турбогенераторы серии ТВВ. Групповые технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования: стандарт организации; введ. 2010-01-11. — Москва, 2010. — 69 с.

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

А.М. Кириллов

Научный руководитель - старший преподаватель Е.Ю. Валитова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной статье рассмотрены пути решения проблемы повышения энергосбережения и энергоэффективности при эксплуатации поршневых компрессорных установок на примере системы плавного регулирования поршневых компрессоров HydroCom компании Hoerbiger и принцип ее действия. С помощью данной системы можно значительно уменьшить энергопотребление и стабилизировать технологический процесс.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, поршневые компрессорные установки, системы автоматического регулирования, регулирования производительности.

Введение. Проблемы энергосбережения и энергоэффективности являются одними из наиболее актуальных в мировой энергетике. За последние 30 лет мировому сообществу удалось добиться существенных успехов в данной области. Вопросам энергосбережения и энергоэффективности уделяется значительное внимание [1].

Потребление газа на предприятии определяется количеством одновременно работающих установок с пневматическим приводом. Так как количество установок изменяется в течение смены, то возникает необходимость регулирования производительности компрессоров. Величина давления сжатого воздуха у компрессоров служит критерием, по которому можно судить о необходимости повышения или понижения производительности у них.

По характеру изменения производительности регулирование может быть: прерывистое, осуществляемое периодическим прекращением подачи; ступенчатое, когда подача сразу изменяется на определенное значение, например, уменьшается на 10, 30, 60 или 85%; плавное, осуществляемое постепенным изменением подачи.

Производительность поршневых компрессоров регулируют соответствующими методами: влиянием на электропривод; влиянием на коммуникацию (то есть на газопровод); отжимом всасывающих клапанов; присоединением к цилиндру дополнительных объемов (вредного пространства).

Регулировать производительность компрессора каждым из этих способов можно вручную и автоматически.

Экономичность регулирования полным отжимом всасывающего клапана и подключением дополнительных объемов вредного пространства также достаточно высока, но недостатком этих способов является ступенчатый характер регулирования.

Способ полного отжима всасывающих клапанов занимает одно из первых мест по простоте осуществления. Преимуществом этого способа является возможность использования его для разгрузки компрессора при запуске. К недостаткам регулирования отжимом всасывающих клапанов является нарушение герметичности клапанов при многократном воздействии регулятора и снижение срока их службы.

Обзор системы управления.

HydroCOM - это система управления клапаном с помощью гидравлики и при компьютерной поддержке регулирования компрессора. Это наиболее интеллектуальная, эффективная, бесступенчатая, высоко динамичная и полностью автоматизированная система регулирования производительности компрессора с функциями мониторинга для оптимального использования энергоресурсов.

Она базируется на компонентах технологии производства крупных двигателей с впрыском топлива и искровым зажиганием при использовании современной цифровой вычислительной техники и техники автоматического управления. Всасывающие клапаны поршневого компрессора с гидравлически задействованными захватами подъема остаются открытыми в течение части такта сжатия. Поэтому газ, который во время такта всасывания всасывается в полость цилиндра, снова двигается назад во всасывающий трубопровод, то есть сжимается лишь необходимое количество газа в цилиндре. Этим способом можно регулировать транспортируемый в один рабочий такт расход газа в пределах от 10 до 100%. Так как энергия, необходимая для компрессора, по существу, пропорциональна количеству газа за один цикл сжатия компрессора, то таким образом может быть реализована регулировка компрессора, экономящая энергию [4].

Для обеспечения возможности использования полного диапазона регулирования, в системе HydroCom применяется гидропривод. При этом система не зависит от изменений параметров производственного процесса.

Регулирование расхода осуществляется или через систему управления процессом, или через поставляемый "Хёрбигером" факультативно процессный регулятор. От него должны посылаться управляющие сигналы 4...20 мА на систему HydroCOM. Дополнительно к этой функции управления HydroCOM облегчает контроль всех возможных температур гнезда клапана. Они передаются через аналогичные сигналы 4...20мА на систему управления производственным процессом.

Принцип регулирования обратного потока.

Этот принцип базируется на регулировании расхода. Это так называемый принцип регулирования обратного потока. Часть газа, всасываемого во время такта всасывания, во время такта сжатия перемещается назад в камеру всасывания.

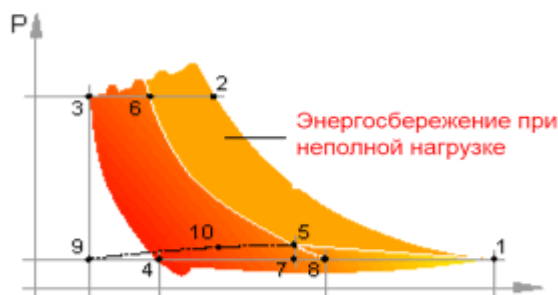


Рис. 1 Принцип регулирования обратного потока

На вышеуказанной индикаторной диаграмме наглядно представлен принцип действия системы регулирования. Давление цилиндра показано как функция положения поршня в данный момент времени. В точке 1 начинается такт сжатия. Без системы HydroCOM, при действии предельной нагрузки газ будет сжат сразу после прохождения точки начала такта. Когда давление цилиндра достигает точки 2, нагнетательный клапан начинает открываться. Газ будет вытеснен из цилиндра. Когда поршень попадает в точку 3 начинается декомпрессия. Газ, оставшийся в мертвом пространстве цилиндра, расширяется [5]. Если давление в цилиндре достигает давления всасывания (точка 4), всасывающий клапан начинает открываться и газ движется в камеру цилиндра. Мощность, необходимая для работы компрессора, пропорциональна площади, охваченной индикаторной кривой давления.

Принцип регулирования актуатора.

Посредством системы всасывающий клапан компрессора при помощи захвата, который приводится в действие быстро включающимся гидравлическим магнитным клапаном, будет оставаться открытым во время части такта сжатия. Вследствие этого давление индикатора не следует вдоль кривой из точки 1 в точку 2, а следует вдоль линии из точки 1 в точку 5. Поэтому мощность значительно ниже, чем обычно для этого необходимого мощности. Небольшое увеличение давления (1-5) появляется в результате потерь в потоке в клапанах. Так как газ устремляется назад из камеры цилиндра во всасывающий трубопровод, то снижается количество транспортируемого газа за один ход. В точке 5 магнитный клапан, вмонтированный в актуатор HydroCOM, включен таким образом, что захват, который держит открытым всасывающий клапан, освобождается, и всасывающий клапан может закрыться. Потом осуществляется компрессия вдоль линии от точки 5 до точки 6.

Из диаграммы можно увидеть, что для этого расчетного варианта нагрузки (около 50%) фактически необходима только половина мощности. С помощью использования принципа регулирования обратного потока может быть сэкономлена энергия [6].

Заключение

Проблемы энергосбережения в последние годы являются важнейшими задачами для современных предприятий [3]. Анализ предприятий на данный момент показывает, что энергоэффективность и энергосбережение в области производства и распределения газа достаточно низкая. С точки зрения экономики улучшение в области ресурсоэффективности предприятий приводит к ее конкурентоспособности на рынке. Часть, занимаемая компрессорными станциями в электропотреблении достаточно велика и равна примерно 25% на различных предприятиях, в связи с этим требует большого внимания к данной области [2]. Прогресс в данной сфере не стоит на месте, постоянно внедряются все более высокотехнологичные методики, к числу которых можно отнести систему плавного регулирования HydroCom. Данная компания давно пользуется спросом на рынке поршневых компрессорных установок и всегда пытается совершенствовать свой продукт. За счет систем автоматического регулирования производительности поршневых компрессоров можно значительно увеличить показатели энергосбережения и энергоэффективности, а также стабилизировать работу компрессорных установок.

Литература

1. Биттнер Э., Семерка Б., Бичевой Р., «40 лет лидеру поршневого компрессоростроения»//Компрессорная техника и пневматика 2006. №4 с. 12 – 18
2. Иванов В.А. Энергосбережение в производстве сжатого воздуха журнале "Кординатор Инноваций", 2003г.-№11
3. Кузнецов Ю. В., Кузнецов М. Ю. Сжатый воздух. Екатеринбург: УрО РАН, 2003г.- 265с.
4. Официальный сайт производителя [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.hoerbiger.com/#home>
5. Френкель М.И. Поршневые компрессоры: учебник – Москва: Л.: Машиностроение, 1969. — 744 с
6. HYDROCOM - FOR RECIPCOMPRESSOR [Электронный ресурс]. – URL: https://tuxdoc.com/download/hydrocom-for-recipientcompressor_pdf

ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА С ДВОЙНЫМ ПИТАНИЕМ ДЛЯ ЗАДАЧ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА РЕЖИМ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Я.Ю. Малькова, Р.А. Уфа, Н.Ю. Рубан

Научный руководитель - профессор А.С. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При воспроизведении модели асинхронного генератора с двойным питанием зачастую пренебрегают переходными процессами в роторе [1], получая тем самым так называемую модель 3-го порядка. Однако, чтобы учесть переходные процессы ротора, требуется детальное моделирование преобразователя, включая полупроводниковые переключатели и контуры управления током. Результатом будут постоянные времени, которые значительно ниже, чем 100 мс – типичная минимальная постоянная времени, используемая в ПВК расчета электрохимических процессов, что ограничивает применимость таких моделей в указанных ПВК. Полученная модель будет намного более сложной и, поэтому для упрощения, в ПВК расчета электрохимических процессов VSC с контурами управления по току зачастую представляют источниками тока.

Однако 3-й порядок, по сравнению с 5-м, обычной модели асинхронного генератора имеет значение с точки зрения поведения электрических значений генератора и устойчивости по напряжению [2]. Один из ведущих производителей ветрогенераторов – фирма Vestas согласилась с тем, что использование модели АГДП 3-го порядка в исследованиях электрохимических переходных процессов приводит к неверным результатам, потому что переходные процессы основной частоты в токах машины игнорируются. Этот недостаток может привести к вводящим в заблуждение выводам относительно действий преобразователя - блокировки из-за перегрузки по току [3, 4]. Этим было доказано, что для исследования устойчивости, по крайней мере, необходима модель АГДП 5-го порядка.

Система уравнений 5-го порядка для АГДП выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} V_{ds} &= R_s \cdot I_{ds} - \omega_s \cdot \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} & V_{dr} &= R_r \cdot I_{dr} - s \cdot \omega_s \cdot \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \\ V_{qs} &= R_s \cdot I_{qs} + \omega_s \cdot \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} & V_{qr} &= R_r \cdot I_{qr} + s \cdot \omega_s \cdot \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \\ \frac{d\omega_m}{dt} &= \frac{1}{2H_m} (T_m - T_e) & T_e &= \psi_{ds} \cdot I_{qs} - \psi_{qs} \cdot I_{ds} \end{aligned}$$

где s - скольжение, v - напряжение, i - ток, R - сопротивление и ψ поток. Все в относительных единицах. Нижние индексы d и q обозначают соответственно прямую и квадратурную составляющие и индексы r и s для ротора и статора соответственно.

Скольжение может быть определено по формуле:

$$s = 1 - \frac{p \omega_m}{2 \omega_s}$$

где, ω_m – угловая частота вала турбины-генератора (ротора), p – число полюсов

Для учета потерь в стали необходимо добавить эквивалентное сопротивление потерь R_m и ток через это сопротивление согласно рисунку:

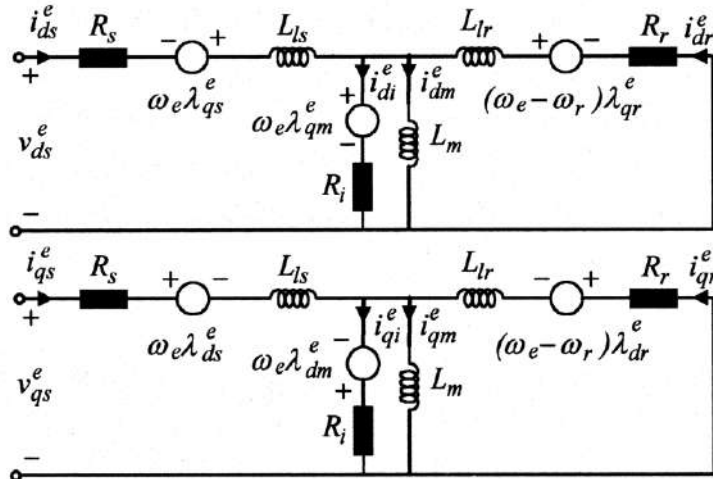


Рис. 1 Схема замещения асинхронного генератора с двойным питанием

Таким образом полная система уравнений становится моделью 7-го порядка:

$$0 = \dot{I}_r R_r + \frac{d\Psi_r}{dt} + j(\omega_s - p\Omega_m)\Psi_r$$

$$0 = \dot{I}_{Rm} R_m + \frac{d\Psi_m}{dt} + j\omega_s \Psi_m$$

$$\Psi_s = L_s \dot{I}_s + L_m \dot{I}_r + L_m \dot{I}_{Rm}$$

$$\Psi_r = (L_m + L_r \lambda) \dot{I}_r + L_m \dot{I}_{Rm} + L_m \dot{I}_s$$

$$\Psi_m = L_m \dot{I}_s + L_m \dot{I}_r + L_m \dot{I}_{Rm}$$

В этих уравнениях ψ - потокосцепление, а L - индуктивность. Индексы m, r обозначают взаимный и ротора соответственно. Кроме того, учет насыщения основного магнитного потока также изменит систему уравнений.

При этом насыщение основного потока учитывается заменой реактивного сопротивления в магнитной цепи на соответствующее значение в состоянии насыщения, которое определяется согласно выражениям:

$$X_{ms} = \begin{cases} X_{mu}, & i_m < 0.5 pu \\ K_m X_{mu}, & 0.5 \leq i_m \leq 5 pu \end{cases}$$

где K_m – коэффициент насыщения

Чтобы представить эффект насыщения потока рассеяния, реактивные сопротивления статора и ротора (X_{ls}, X_{lr}) разделяют на их насыщенные компоненты (X_{ls-s}, X_{lr-s}) и ненасыщенные компоненты (X_{ls-u}, X_{lr-u}).

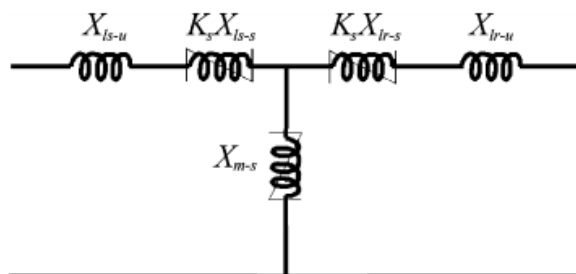


Рис. 2 Схема замещения для учета насыщения основного потока и потока рассеяния

При этом K_s может быть найден по формуле [5]:

$$K_s = \begin{cases} 1.0, & I \leq I_{sat} \\ \frac{2}{\pi} \left[\tan^{-1} \left(\frac{\gamma}{\sqrt{1-\gamma}} \right) + \lambda \sqrt{1-\gamma} \right], & I > I_{sat} \end{cases}$$

Эффект насыщения потока рассеяния заключается в значительном увеличении токов статора и ротора генератора в течение переходного процесса [6].

Проведенный анализ различных вариантов моделей асинхронного генератора с двойным питанием позволил сделать вывод, что для задач оценки влияния ветроэнергетических установок на режим работы энергосистем необходима как минимум модель 7-го порядка, учитывающая насыщение основного потока и потока рассеяния электрической машины.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант №МК-1675.2019.8

Литература

1. Fujimitsu, M., Komatsu, T., Koyanagi, K., Hu, K., Yokoyama, R. (2000) 'Modeling of Doubly-fed Adjustable-speed Machine for Analytical Studies on Long-term Dynamics of Power System', in Proceedings of PowerCon, Perth, pp.25–30.
2. Knudsen H., Akhmatov V. Induction generator models in dynamic simulation tools. Proceedings of the International Conference on Power System Transients IPST'99, June 20-24, 1999, Budapest, Hungary, pp. 253-259.
3. Akhmatov V., Variable-speed wind turbines with doubly-fed induction generators. Part II: Power system stability, Journal of Wind Engineering, 2002, to be published;
4. Akhmatov V., Modelling of variable-speed wind turbines with doubly-fed induction generators in short-term stability investigations, Proceedings of 3rd Int. Workshop on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, April 11-12, 2002, Stockholm, Sweden.
5. Kundur, P. (1994) Power System Stability and Control, McGraw-Hill, New York.
6. Hany M. Jabr*, Narayan C. Kar Effects of main and leakage flux saturation on the transient performances of doubly-fed wind driven induction generator

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ВКЛЮЧЕНИЯ
НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ РАЗДЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ ЧАСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**
А.П. Мальцев, В.Е. Рудник, Р.А. Уфа

Научный руководитель - старший преподаватель Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент энергосистема Томской области представляет из себя две отдельно работающие части – северную и южную, раздел между которыми проходит по транзиту 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – подстанция (ПС) 500 кВ Томская между ПС 220 кВ Парабель и ПС 220 кВ Вертикас. При этом в северной части расположены предприятия нефтегазовой отрасли, которые представляют из себя крупные узлы нагрузки, основная доля которой приходится на двигательную нагрузку, в составе которой присутствуют как асинхронные двигатели, так и мощные синхронные двигатели. В южной части, наоборот, сосредоточены основные источники генерации, а именно Томские ТЭЦ-3 и ГРЭС-2, ОАО «Объединенная теплоэнергетическая компания», газотурбинные электростанции. Объединение данных отдельно работающих частей обеспечит надежное электроснабжение потребителей на предприятиях нефтегазовой отрасли, обмен мощностью между Томской и Тюменской энергосистемами, повышение уровня эксплуатационной надежности, особенно на время проведения оперативных переключений.

Одной из важнейших задач при решении задачи объединения является определение угла между векторами напряжения (δ), при котором не произойдет нарушения статической и динамической устойчивости при объединении энергосистем. Согласно результатам натурных измерений угла между векторами напряжения Томской и Тюменской энергосистем, угол колеблется в пределах от -40° до 50° [1]. Отрицательное значение соответствует опережению Тюменской ЭС, то есть перетоку мощности со стороны Тюменской ЭС, положительное – Томской [2].

В связи с вышесказанным, для решения данной задачи можно применить средства с использованием функции контроля синхронизма, то есть включение выключателя с ожиданием или улавливанием синхронизма. В частности, при использовании автоматического повторного включения с ожиданием синхронизма (АПВОС) допускается значение угла расхождения δ до 70° [3]. При этом, согласно данных испытаний, предельный угол, при котором возможно синхронное объединение, составляет 47° [4]. В связи с этим, возможным решением данной задачи является применение устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System), в частности, фазоворотного устройства (ФПУ), объединенного регулятора потоков мощности (ОРПМ), вставки постоянного тока на базе преобразователей напряжения (ВПН). Ниже представлен анализ

ФПУ осуществляет регулирование разности фаз между напряжениями по концам электропередачи, что, соответственно, обеспечивает управление перетоком активной мощности и увеличивает пропускную способность этой электропередачи.

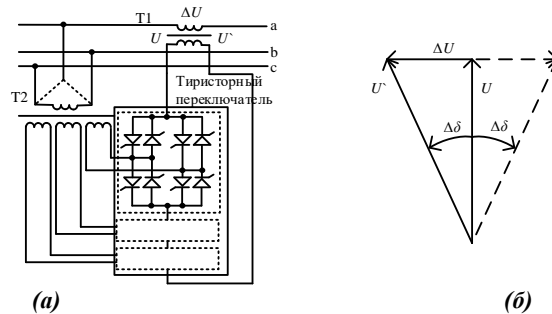


Рис. 1 Схема (а) и векторная (б) диаграмма полупроводникового ФПУ

В состав ФПУ входят два трансформатора – последовательный (Т1) и параллельный (Т2), которые включены в фазу линии и на междуфазное напряжение соответственно. Напряжение в конце линии (U') относительно напряжения в начале линии (U) будет определяться величиной напряжения последовательной обмотки (ΔU), которое сдвинуто по отношению к фазному напряжению на 90° .

$$U' = U \pm \Delta U$$

$$\delta = \delta' \pm \Delta \delta$$

Изменение угла по величине и по знаку, осуществляемое блоком управления тиристорным переключателем, обеспечивает изменение перетока активной мощности по данной линии.

Обозначенные свойства и возможности позволяют рассматривать ФПУ для объединения отдельно работающих частей энергосистемы Томской области. Однако следует отметить, что современные ФПУ с полупроводниковым управлением имеют пределы регулирования по углу 40° [5, 6], что влечет за собой ограничения, которые вряд ли будут сняты в ближайшее время.

Аналогично ФПУ, схема ОРПМ включает в себя последовательный и параллельный трансформаторы, при этом так же в состав схемы входят два преобразователя напряжения (ПН), работающие на общем звено постоянного тока (рис. 2) [7]. Через последовательный трансформатор Т1 посредством ПН1 вводится дополнительное напряжение (ΔU), величина и фаза которого может регулироваться, с целью регулирования активной мощности по величине и по знаку. Изменение режима работы ПН1 приводит к изменению фазы ΔU без каких-либо ограничений, за счет чего изменяется разность фаз напряжений по концам линии и, соответственно,

переток активной мощности. С помощью ПН2, который подключен к шине через параллельный трансформатор (Т2), осуществляется снабжение активной мощностью по цепи постоянного тока преобразователя ПН1 для создания необходимой величины добавочного напряжения. Посредством ПН2 обеспечивается независимая поперечная компенсация линии как в режиме генерации, так и потребления реактивной мощности, что обеспечивает поддержание уровня напряжения в узле подключения линии [7].

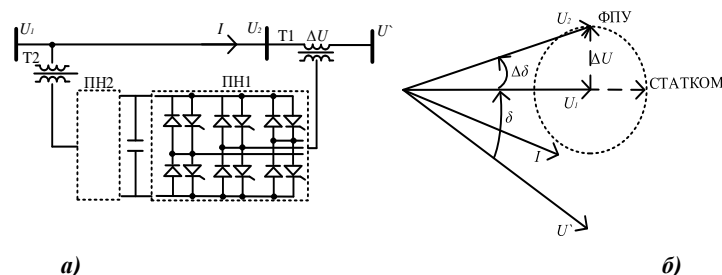


Рис. 2 Схема (а) и векторная (б) диаграмма ОРПМ

Специфика функционирования ОРПМ позволяет рассматривать это устройство как ФПУ для управления потоками электроэнергии, перераспределяя мощности по недогруженным линиям для оптимального использования пропускной способности транзитных линий; как управляемое устройство продольной и поперечной компенсации [7].

Несмотря на все свои преимущества, ОРПМ на сегодняшний день имеет такие недостатки, как высокая удельная стоимость (120÷150 \$/кВА), сложность настройки системы автоматического регулирования с целью согласования режимов работы ПН, высокие коммутационные потери, величина которых превышает величину аналогичных потерь в СТАТКОМ и статическом синхронном последовательном компенсаторе примерно в два раза. Ввиду обозначенных недостатков, ОРПМ не получили широкого внедрения [7,8].

Современные вставки постоянного тока доказали эффективность в решении задач несинхронного объединения ЭЭС, повышения пропускной способности элементов сети, интеграции распределенных возобновляемых источников энергии [9, 10]. Особенно интенсивное развитие получили ВПТН, реализованные на базе более совершенных полностью управляемых полупроводниковых ключей, структурная схема ВПТН представлена на рисунке 3.

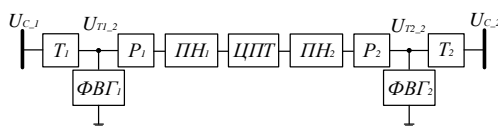


Рис. 3 Структурная схема ВПТН: Т1 и Т2 – трансформаторы связи, ФВГ1 и ФВГ2 – фильтры высших гармоник, Р1 и Р2 – фазные реакторы, ПН1 и ПН2 – статические преобразователи напряжения, ЦПТ – цепь постоянного тока

Опыт эксплуатации показал, что ВПТН способны эффективно решать такие задачи управления режимами энергосистем, как независимое управление активной и реактивной мощностью, демпфирование колебаний мощности, ограничение токов короткого замыкания, фильтрация высших гармоник, повышение предела передаваемой мощности, симметрирование несимметричной нагрузки [11].

Вышеприведенный анализ средств включения на параллельную работу раздельно работающих частей Томской энергосистемы показал, что наиболее эффективным будет применение вставки постоянного тока на базе преобразователей напряжения ввиду того, что применение данного устройства не предполагает каких-либо режимных ограничений, имеет достаточно широкий опыт применения в мировой практике и позволяет дополнительно решать ряд задач по повышению качества управления режимами в объединенной энергосистеме.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант №МК-2150.2019.9

Литература

1. Лебедев Н.В., Литвак В.В., Маркман Г.3, Харлов Н.Н. Вероятностные характеристики угла расхождения векторов напряжения Томской и Тюменской энергосистем // Межвузовский сб. научных трудов «Анализ и управление режимами систем электроснабжения в условиях неопределенности». – Новосибирск, 1990. – С. 81–84.
2. Лебедев Н.В. Измерение угла расхождения векторов напряжения Томской и Тюменской энергосистем // Сборник «Процессы и режимы электрических систем». – Томск, 1990. – С. 55–59.
3. Алексеев О.П. Автоматика электроэнергетических систем / Под ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко – М.: Энергоиздат. – 1981. – 479 с.
4. Основы регионального энергосбережения (научно-технические и производственные аспекты) / Под ред. В.В. Литвака. – Томск: Изд-во НТЛ, 2007. – 288 с.
5. Пат. на п/м 107421 Россия МПК H02M5/12. Фазопоротное устройство Панфилов Д.И., Рашитов П.А., Ремизевич Т.В., Стельмаков В.Н. Заявлено 08.04.2011; Оpubл. 10.08.2011, Бюлл. №22.
6. Пат. на п/м 110558 Россия МПК H02J3/12. Полупроводниковое фазопоротное устройство Жмуров В.П., Стельмаков В.Н., Тарасов А.Н. Заявлено 08.06.2011; Оpubл. 20.11.2011, Бюлл. №32.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЗАГОРСКОЙ ГАЭС

М.А. Мясина, Н.М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Загорская гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) расположена в Московской области и является крупнейшей гидроаккумулирующей электростанцией России. Установленная мощность станции в турбинном режиме составляет 1200 МВт. В насосном режиме, при перекачке воды из нижнего бассейна в верхний, потребляется 1320 МВт [5].

Суточные графики нагрузки Центральной энергосистемы характеризуются ярко выраженными утренним и вечерними пиками и глубокими провалами в ночные часы. В часы, когда в энергосистеме избыток электрической энергии (преимущественно ночью), гидроагрегаты ГАЭС работают в качестве насосов и, потребляя дешевую избыточную электроэнергию (рис.1), перекачивают воду из нижнего бассейна в верхний аккумулирующий бассейн. В часы, когда в энергосистеме образуется дефицит генерирующей мощности, преимущественно - в утренние и вечерние часы, гидроагрегаты ГАЭС работают в качестве генераторов (рис.1) и превращают энергию падающей воды – в электрическую.

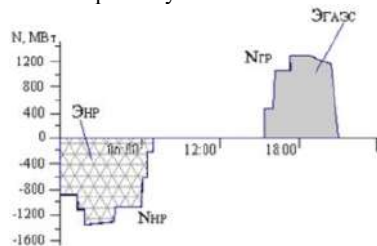


Рис.1 Типовой график работы Загорской ГАЭС [4]

Таким образом, выполняется оптимизация режимов работы электростанций энергосистемы, путем исключения необходимости остановки и глубокой разгрузки в ночные часы тепловых агрегатов крупноблочных ГРЭС и ТЭЦ, что приводит к экономии топлива и издержек на ремонт. Кроме использования ГАЭС в насосном, турбинном режиме, часть агрегатов значительное время используется в режиме синхронного компенсатора (СК) в целях регулирования напряжения системообразующей сети 500 кВ энергосистемы [1].

Из-за небаланса генерации и потребления, который может произойти при внезапных аварийных отключениях в энергосистеме, произойдет изменение частоты, напряжения, что может привести к возникновению лавины данных величин в случае их уменьшения и потере устойчивости. ГАЭС является быстродействующим регулятором, позволяя сбалансировать мощности генерации и потребления, тем самым поддерживая нормативные значения частоты и напряжения [2].

На рис.2 представлена главная схема электрических соединений Загорской ГАЭС [2].

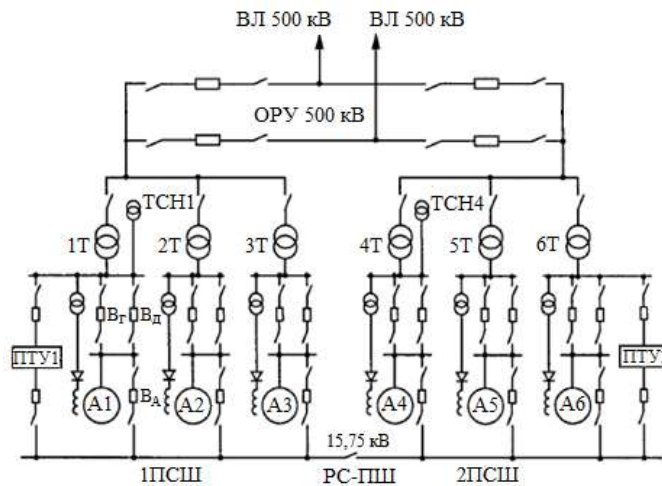


Рис.2 Главная схема электрических соединений Загорской ГАЭС

В машинном зале станции установлены 6 обратимых гидроагрегатов. Выдача мощности ГАЭС в энергосистему (прием мощности из энергосистемы) и распределение ее по линиям электропередач осуществляются через открытое распределительное устройство на напряжение 500 кВ (ОРУ-500 кВ). Электрическая схема ОРУ-500 кВ представляет собой схему «четырехугольника», к противоположным вершинам которого присоединены два укрупненных электрических блока Б-1 и Б-2 (включают в себя по три блока генератор-трансформатор) и две линии электропередач: «ВЛ-500 кВ Костромская ГРЭС-Загорская ГАЭС» и «ВЛ-500 кВ Загорская ГАЭС-Трубино» [5].

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Электрическая синхронная машина ГАЭС является обратимым агрегатом (реверсивной машиной). В турбинном режиме она работает как синхронный гидрогенератор, в насосном режиме – как синхронный двигатель. Для перехода из турбинного режима в насосный необходимо изменить направление вращения вала и рабочего колеса гидроагрегата для изменения направления движения потока воды в проточной части гидроагрегата и внешних водоводах. Это производится включением выключателя Вд (рис. 2), который соединен параллельно с генераторным выключателем Вг и имеет обратное чередование фаз [3].

Если в генераторном режиме снижать активную мощность, закрывая лопатки направляющего аппарата (НА) турбины, и одновременно увеличивать ток возбуждения (для перевозбуждения), то генератор перейдет в режим работы СК, выдавая в сеть только реактивную мощность. Чтобы уменьшить потери энергии в этом режиме, необходимо отжать воду из области рабочего колеса гидроагрегата. При недовозбуждении электрическая машина будет потреблять реактивную мощность, что также бывает полезным для регулирования напряжения в узлах энергосистемы. Работать в режиме СК машина может как при генераторном направлении вращения ротора (режим СКг), так и при двигательном (режим СКн). Двигательный режим СКн не используется. Кроме того, для агрегатов ГАЭС применяется режим вращающегося резерва (ВР). Вращающийся резерв – резерв в виде работающих и частично недогруженных агрегатов, на которых время загрузки до полной мощности измеряется минутами. Это самый маневренный резерв мощности [3]. В различных режимах работающих гидроагрегатов контролируется значение потребляемой/выдаваемой активной и реактивной мощности [4]:

Таблица 1

Контролируемые значения потребляемой/выдаваемой мощности ГД

| Вид мощности | Режим | Генераторный | Насосный | СКг и СКн |
|--------------|-------------|---------------|-------------|-------------|
| Активная | выдача | до 200 МВт | - | - |
| | потребление | - | 210÷220 МВт | 14 МВт |
| Реактивная | выдача | при $P_{ном}$ | | до 180 МВАр |
| | | 0÷120 МВАр | 0÷73 МВАр | |
| | потребление | 0÷65 МВАр | 0÷50 МВАр | 120 МВАр |

В условиях нормальной эксплуатации включение гидроагрегата в сеть должно выполняться методом точной автоматической синхронизации. При пуске в Г (генераторный режим) происходит разворот ротора водой путем открытия НА. По достижении оборотов 95% от номинальных в обмотку возбуждения ротора подается ток возбуждения $I_p = I_{xx} = 780$ А (40% от номинального). При выполнении условий синхронизации включается выключатель В-Г (рис.2). Пуск в СКг выполняется аналогично, но с последующим автоматическим закрытием НА и отжатием воды из камеры рабочего колеса [3].

Пуск в Н выполняется при отжатой воде из камеры рабочего колеса и закрытом НА. Начальный разворот и разгон ротора осуществляется пусковым тиристорного устройства (ПТУ). При этом в обмотку возбуждения ротора подается ток возбуждения $I_p = I_{xx} = 780$ А, а обмотка статора ГД подключается к пусковым шинам от ПТУ-1 или ПТУ-2 включением выключателя В-А (рис.2). Ток статора регулируется ПТУ и составляет 800 А. При выполнении условий синхронизации отключается выключатель В-А и включается выключатель В-Д. Затем автоматически выпускается воздух из камеры рабочего колеса и НА открывается до номинального значения.

При останове из Г производится уменьшение тока возбуждения до $I_p = I_{xx} = 780$ А, разгрузка ГД по активной и реактивной мощности путем закрытия НА. Затем отключается выключатель В-Г и полностью закрывается НА, ток возбуждения снижается до нуля и происходит полный останов Г посредством тормозных колодок.

При останове из СКг производится отключение выключателя В-Г после разгрузки ГД по реактивной мощности, с последующим выпуском воздуха из камеры рабочего колеса.

При останове из Н уменьшается ток возбуждения до $I_p = I_{xx} = 780$ А и закрывается НА до 5%, происходит отключение выключателя В-Д с последующим закрытием НА. Ток возбуждения плавно снижается до нуля [3].

Таким образом, работа Загорской ГАЭС в различных режимах позволяет повысить надежность работы объединенной энергосистемы Центральной России, участвуя в автоматическом регулировании частоты и перетоков мощности в Московском регионе и покрывая суточные пиковые нагрузки в Московской и Центральной энергосистеме.

Литература

1. Александровский А. Ю., Солдаткин А. Ю. «Оценка влияния изменения условий эксплуатации на суточный режим работы ГЭС». Гидротехническое строительство №8, 2011: 15-19.
2. Серебрянников Н.И., Родионов В.Г., Кулешов А.П., Магрук В.И., Иванущенко В.С. Гидроаккумулирующие электростанции. Строительство и эксплуатация Загорской ГАЭС. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 368 с.
3. Инструкция по эксплуатации генератора-двигателя ВГДС 1025/245-40 УХЛ 4.
4. Магрук В. И., Родионов В. Г. Режимы работы Загорской ГАЭС и ее роль в создании рынка системных услуг // Гидротехническое строительство. 2001. № 9. с. 2-8.
5. Синюгин В.Ю., Магрук В.И., Родионов В.Г. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике / В.Ю. Синюгин, В.И. Магрук, В.Г. Родионов. – М : ЭНАС, 2008. – 352 с.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА ГП-1В "ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ"

К.В. Новиков, Н.М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ООО «Газпром добыча Ямбург» — лидирующее предприятие ОАО «Газпром» по добыче газа.

ООО «Газпром добыча Ямбург» добывает около 40 % газа ОАО «Газпром», более 30 % газа России.

В промышленной эксплуатации находятся два крупнейших месторождения Ямбургское и Заполярное.

ГП-1В входит в состав газовых промыслов залежи Заполярного месторождения и расположен на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рис.1.).

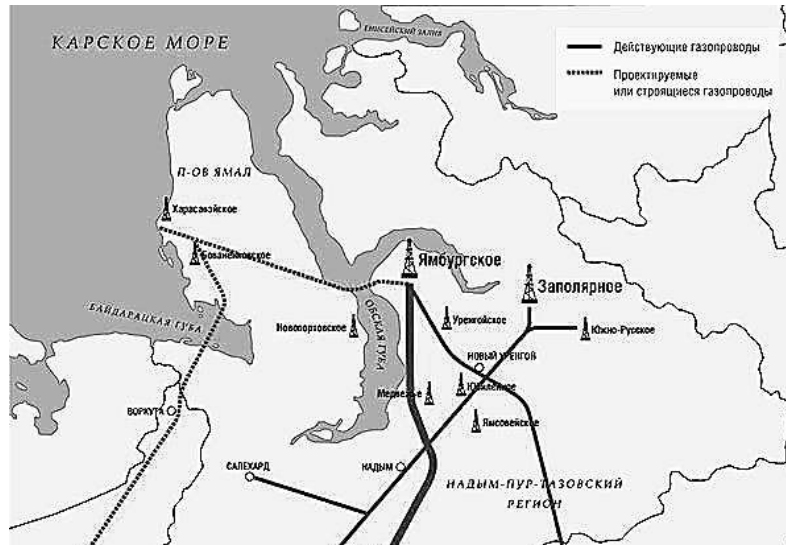


Рис. 1 География месторождений

Основным источником электроэнергии газового промысла являются распределительные сети электроэнергетических компаний. Питание электроэнергией промысла осуществляется от закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 6 кВ кабельными линиями, проложенными по эстакадам.

Асинхронные электродвигатели являются основными электроприемниками на промыслах для технологических и сантехнических механизмов с напряжением 380/220 В и электроосвещение с напряжением 220 В. Для питания двигателей на площадках в центрах нагрузок установлены двухтрансформаторные комплектные понижающие трансформаторные подстанции (КТП) 6/0,4 кВ. Подстанции оборудованы релейными защитами, автоматикой и сигнализацией. Всего для преобразования напряжения на объекте установлено 7 КТП.

Потребители электроэнергии газового промысла относятся к особой группе первой категории надежности электроснабжения потребителей, поэтому для питания предусмотрены аварийные источники питания. В качестве аварийных источников питания используются дизельные электростанции (ДЭС). Дизельные электростанции предназначены для электроснабжения потребителей газового промысла в период исчезновения основного питания. На промысле установлено 6 ДЭС напряжением 0,4 кВ и суммарной мощностью 6625 кВт.

На рисунке 2 представлена принципиальная однолинейная схема комплектной трансформаторной подстанции, установленная на газовом промысле ГП – 1В.

КТП подключается от двух независимых вводов 6 кВ и с помощью двух трансформаторов, по одному на каждом вводе, осуществляет понижение напряжения до 0,4 кВ.

Суммарная рабочая мощность подстанции составляет 840,42 кВт, а суммарный рабочий ток 1290 А.

На вводах трансформаторов для защиты установлены предохранители.

Для контроля качества электроэнергии в вводных ячейках В1 и В2 установлены амперметры, вольтметры и ваттметры.

В КТП используется одна рабочая система сборных шин (ССШ), секционированная с одним выключателем на присоединение и секционным выключателем. Суммарная рабочая мощность 1 секции составляет 484,59 кВт, суммарный рабочий ток 812,48 А. Суммарная рабочая мощность 2 секции составляет 315,81 кВт, суммарный рабочий ток 543,18 А.

Секционный автоматический выключатель 3QF, установленный в ячейке СВ (связь), подключен к блоку автоматического ввода резерва (АВР). В случае исчезновения напряжения на одном из вводов, подключенная к этому вводу секция оказывается обесточенной, АВР срабатывает и восстанавливает питание данной секции от другой, обеспечивая работу двух секций от одного ввода.

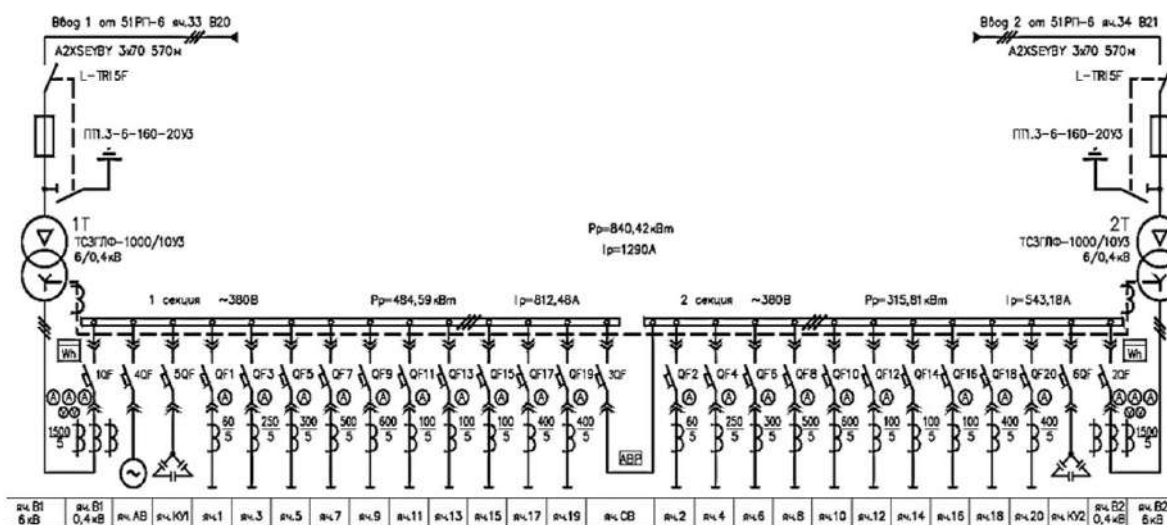


Рис. 2 Принципиальная схема КТП

Каждая из ячейек ССШ оборудована автоматическим выключателем и двумя разъемными соединениями, которые используются для оперативной замены вышедших из строя автоматических выключателей. Ячейка АВ (аварийный ввод) используется для подключения дизельной электростанции. Ячейки КУ 1,2 используются для подключения конденсаторных установок и компенсации реактивной энергии. В каждой ячейки, кроме АВ, КУ 1, КУ 2, СВ, установлены измерительные трансформаторы тока с номинальным значением тока вторичной обмотки 5А, используемые для подключения релейной защиты.

Для преобразования напряжения 6 кВ в напряжение 0,4 кВ в КТП установлены трансформаторы типа ТСЗГЛФ – 1000/10УЗ 6/0,4 [1].

ТС – трансформатор трехфазный, сухой;

З – охлаждение естественное воздушное при защищенном исполнении;

ГЛ – литая эпоксидная изоляция обмоток «ГЕОФОЛЬ»;

1000 – номинальная мощность, кВ·А;

УЗ – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

На данном газовом промысле используются КТП типа: 2БКТП – 1000/6/0,4 и 2БКТП – 1600/6/0,4.

2 – 2 трансформатора

Б – блочная

К – комплектная

Т – трансформаторная

П – подстанция

Характеристики используемых дизельных электростанций [3]:

Звезда – 1000

- Мощность станции: 1005 кВт
- КПД электрический: 42 %
- Мощность максимальная: 1115 кВт
- Частота вращения: 1500 об/мин
- Расход топлива на 100% нагрузке: 254 л/ч

Звезда – 1600

- Мощность станции: 1600 кВт
- КПД электрический: 40 %
- Мощность максимальная: 1760 кВт
- Частота вращения: 1500 об/мин
- Расход топлива на 100% нагрузке: 397 л/ч.

Литература

1. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2014. — 607 с.: ил.
2. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин- Юланд, 2015. - 648с.:ил.
3. Технологический регламент газового промысла № 1В. / ОАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко»/ 28.04.2015.

**РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО СПРАВОЧНИКА ПО ОСНОВНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

В.С. Перескокова, Н.М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основным высоковольтным оборудованием электрических станций и подстанций являются синхронные генераторы и компенсаторы, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, электрические аппараты, токоведущие части [2].

В докладе представлено фрагменты выполненной работы по систематизации и представлению сведений по основному оборудованию электрических станций и подстанций в электронном виде.

Начальный этап работы состоял в сборе формул, которые необходимо знать студенту - электроэнергетику по электрооборудованию станций и подстанций. В таблицах 1 и 2 приведены примеры формул по двум тематикам «Короткие замыкания в электрических установках» и «Главные схемы электростанций и подстанций».

Таблица 1

Формулы к разделу "Короткие замыкания в электрических установках"

| Формула | Пояснение |
|---|--|
| $u = i \cdot r_k + L_k \cdot \frac{di}{dt}$ | Уравнение переходного процесса |
| $i_{k,t} = \frac{U_m}{Z_k} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a,o} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$ | Мгновенное значение тока в любой момент от начала КЗ |
| $T_a = \frac{L_k}{r_k} = \frac{x_k}{\omega r_k}$ | Постоянная времени цепи КЗ |
| $i_{\Pi,t} = \frac{U_m}{Z_k} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) = I_{\Pi,m} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k)$ | Периодическая составляющая тока КЗ |
| $i_y = I_{\Pi,m} + I_{\Pi,m} \frac{0.01}{T_a}$ | Максимальное мгновенное значение полного тока |

Таблица 2

Формулы к разделу "Главные схемы электростанций и подстанций"

| Формула | Пояснение |
|--|---|
| $S_{расч} = \sqrt{(\sum P_2 - P_n - P_{с.л})^2 + (\sum Q_2 - Q_n - Q_{с.л})^2}$ | Мощность, передаваемая через трансформатор |
| $\Delta W = P_x T + P_k \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}}\right)^2 \tau$ | Потери электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе |
| $\Delta W = P_x T + P_{к,В} \left(\frac{S_{max,В}}{S_{ном}}\right)^2 \tau_B + P_{к,С} \left(\frac{S_{max,С}}{S_{ном}}\right)^2 \tau_C + P_{к,Н} \left(\frac{S_{max,Н}}{S_{ном}}\right)^2 \tau_H$ | Потери электроэнергии в трёхобмоточном трансформаторе |
| $И = \frac{P_a + P_o}{100} \cdot K + \beta \Delta W \cdot 10^{-5}$ | Годовые эксплуатационные издержки |

Для реализации программного справочника была выбрана среда Microsoft Office Excel - программируемый табличный калькулятор, который позволяет хранить, организовывать и анализировать информацию.

В таблице 3 представлены некоторые вычислительные операторы программы Excel [1].

Вычислительные операторы Excel и пример использования

| Оператор | Пример использования |
|--|---|
| <p align="center">Арифметические операторы</p> <ul style="list-style-type: none"> • «+» — сложение • «-» — вычитание • «*» — умножение • «/» — Деление • «^» — Возведение в степень | <p>Уравнение переходного процесса,</p> $U_f = L \cdot \frac{di_f}{dt} + U_o$ $L \cdot \frac{di_f}{dt}$ <p>где $L \cdot \frac{di_f}{dt}$ - электродвижущая сила самоиндукции обмотки возбуждения, U_o - общее падение напряжения на дуге при автоматическом гашении поля генератора.</p> |
| <i>Продолжение таблицы 3</i> | |
| <p align="center">Логические операторы</p> <ul style="list-style-type: none"> • ">" — больше; • "<" — меньше; • ">=" — больше, либо равно; • "<=" — меньше, либо равно; • "<>" — не равно • (проверка на неравенство). | <p>Условие комбинированного режима передачи мощности</p> $S_o \leq S_{\text{тип}} = k_{\text{выг}} \cdot S_{\text{ном}}$ <p>где S_o - нагрузка общей обмотки автотрансформатора, $S_{\text{тип}}$ - типовая (расчётная) мощность автотрансформатора, $k_{\text{выг}}$ - коэффициент выгоды, $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность автотрансформатора.</p> |

Далее представлены примеры схем и рисунков (рис.1, рис.2), реализованных в среде Excel.

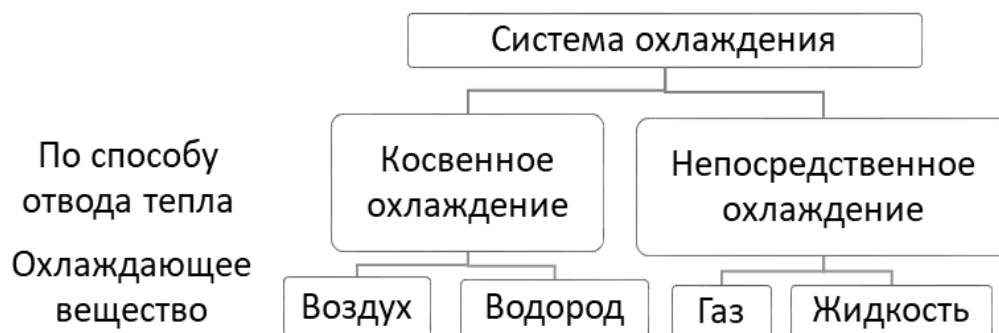


Рис.1 Классификация систем охлаждения турбогенераторов

Пример рисунка «Водородное охлаждение турбогенератора».

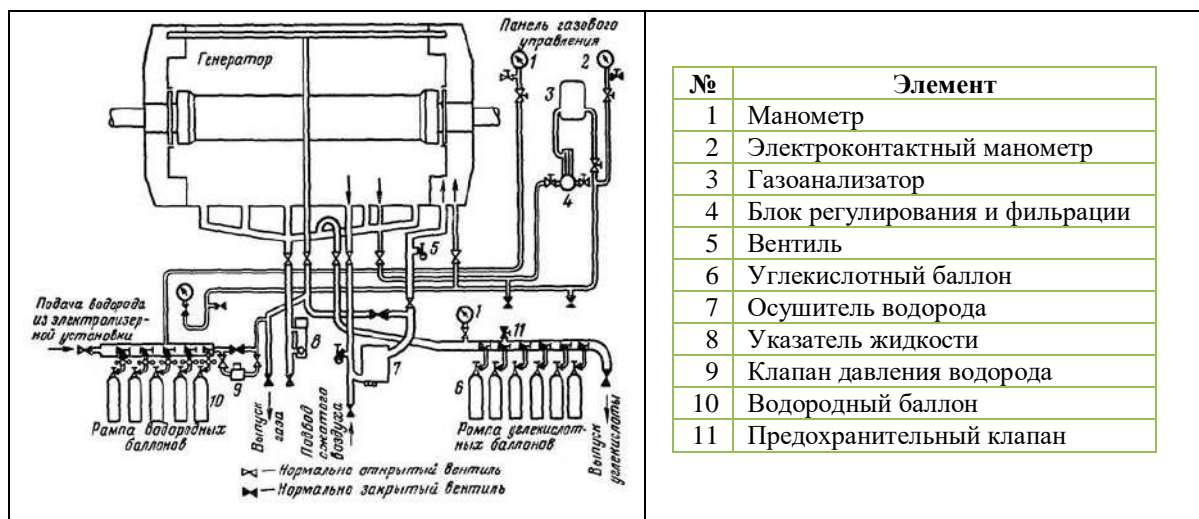


Рис.2 Схема водородного охлаждения

Литература

1. Веденева Е.А. – Функции и формулы Excel 2007. Библиотека пользователя. – СПб.: Питер, 2008
2. Рожова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. — 4-е изд., стер. — Екатеринбург: АТП, 2015. — 648 с.: ил.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЗАРИНСКОЙ ТЭЦ

П.А. Плешков, Н.М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Алтай-Кокс – одно из крупнейших коксохимических предприятий России. На его долю приходится 15% всего кокса, производящегося в России. Алтай-Кокс производит кокс и химическую продукцию, высокое качество которых обусловлено использованием современных технологий производства. Около 80% продукции Алтай-Кокса поставляется на Новолипецкий металлургический комбинат. В 2013 году Алтай-Кокс и НЛМК сформировали единое технологическое пространство, что позволило получить самый качественный кокс в России, уйти от использования импортного угля и повысить эффективность доменного производства НЛМК.

Для обеспечения собственных потребностей ОАО «Алтай-Кокс» в электроэнергии и тепле, а также для снабжения энергоресурсами населенного пункта, в котором оно расположено – г. Заринска, предприятие имеет собственную ТЭЦ [1].

Электрическая часть электростанции включает в себя разнообразное основное и вспомогательное оборудование. К главным элементам электрической части станций, обеспечивающим производство и передачу электрической энергии потребителям, относятся генераторы, трансформаторы, кабели, линии и распределительные устройства.

На рисунке 1 представлена структурная схема электростанции.

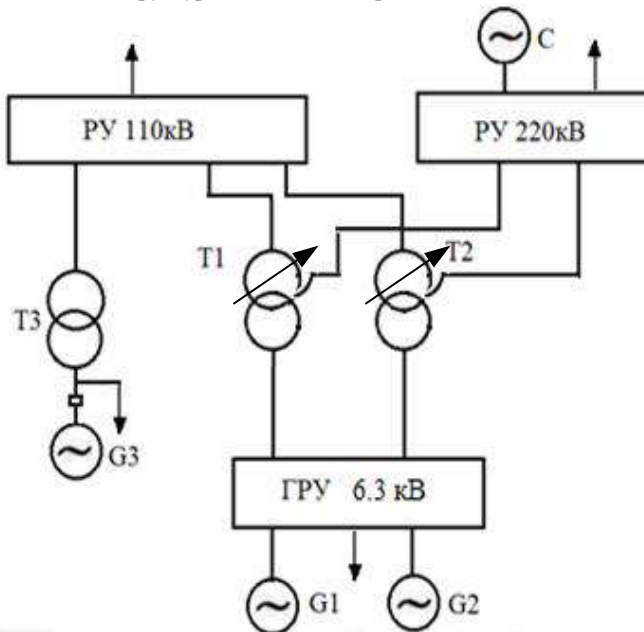


Рис. 1 Структурная схема электростанции

На электростанции сооружены три распределительных устройства. Распределительные устройства имеют следующие классы напряжения: ОРУ-110 кВ, ОРУ 220 кВ и ГРУ 10,5 кВ.

К РУ 110 кВ подключен турбогенератор ТВФ-110-2Е [3] через трансформатор ТДЦ-125000/110.

Автотрансформатор АДЦТН-125000/220/110/6.3 осуществляет связь между распределительными устройствами среднего, высшего напряжения и генераторным распределительным устройством.

В таблице 1 приведены технические характеристики данных трансформаторов.

Таблица 1

Технические характеристики трансформаторов

| Мощность кВа | Тип | Напряжение, кВ | | |
|--------------|---------------------------|----------------|------------|-----|
| | | НН | СН | ВН |
| 125000 | АТДЦТН-125000/220/110/6.3 | 6,3 | 121+/-6x2% | 230 |
| 125000 | ТДЦ-125000/110 | 10,5 | | 121 |

В на рисунке 2 приведена схема ОРУ 110 кВ. Оно выполнено по типу две рабочие и одна обходная системы сборных шин.

Достоинства схемы:

- малое количество выключателей (один на одно присоединение);
- достаточно высокая надежность схемы;

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

- относительно малое время перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин.
- Недостатки схемы:
 - повреждение шиносоединительного выключателя равносильно короткому замыканию на обеих системах шин;
 - усложняется эксплуатация РУ, так как при выводе в ревизию и ремонт выключателей требуется большое число операций разъединителями;
 - увеличены затраты на сооружение ОРУ в связи с установкой шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей.

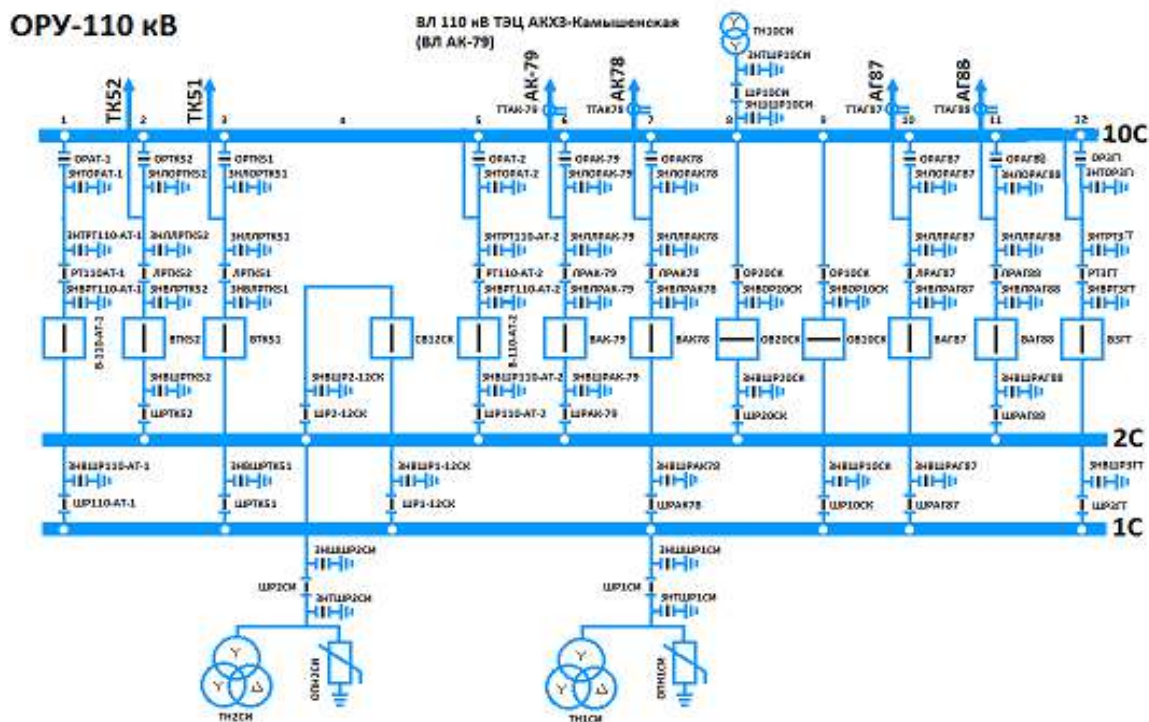


Рис. 2 Схема ОРУ 110 кВ

В таблице 2 приведены технические характеристики одного из турбогенераторов, а именно того который подключен к ГРУ 6,3 кВ [2].

Таблица 2

Технические характеристики генератора ТВФ-63-2

| Техническая характеристика ед. изм. | Номинальный режим | Длительно-допустимый режим |
|---|-------------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Полная мощность, кВА | 78750 | 89000 |
| Активная мощность, кВт | 63000 | 75600 |
| Коэффициент мощности | 0,8 | 0,85 |
| Напряжение, В | 6300 | 6300 |
| Ток, А | 7210 | 8150 |
| Частота, Гц | 50 | 50 |
| Скорость вращения, об/мин | 3000 | 3000 |
| Число выводов обмотки статора | 9 | 9 |
| Давление водорода, Мпа (кгс/см ²) | 0,2 (2) | 0,2 (2) |

Литература

1. НЛМК Алтай-Кокс URL: <https://altai.nlmk.com/ru/about/>
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. — 4-е изд., стер. — Екатеринбург: АТП, 2015. — 648 с.: ил.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: илл.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК 1-ГО И 2-ГО ТИПОВ НА РЕЖИМ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.

И.А. Разживин, В.Е. Рудник, Н.Ю. Рубан

Научный руководитель - доцент Н.Ю. Рубан

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Статистика показывает, что мощность, получаемая при использовании возобновляемых источников энергии (ВИЭ) более чем удвоилась за десятилетие 2007-2017 гг. В целом, на ВИЭ приходится примерно 70% чистого прироста мощности в мире в 2017 году. Лидирующие позиции в области электроэнергетики среди ВИЭ занимают ветроэлектрические установки (ВЭУ), объединенные в ветроэлектростанции (ВЭС), общая вырабатываемая мощность которых на конец 2017 года составила 539 ГВт (рисунок 1).

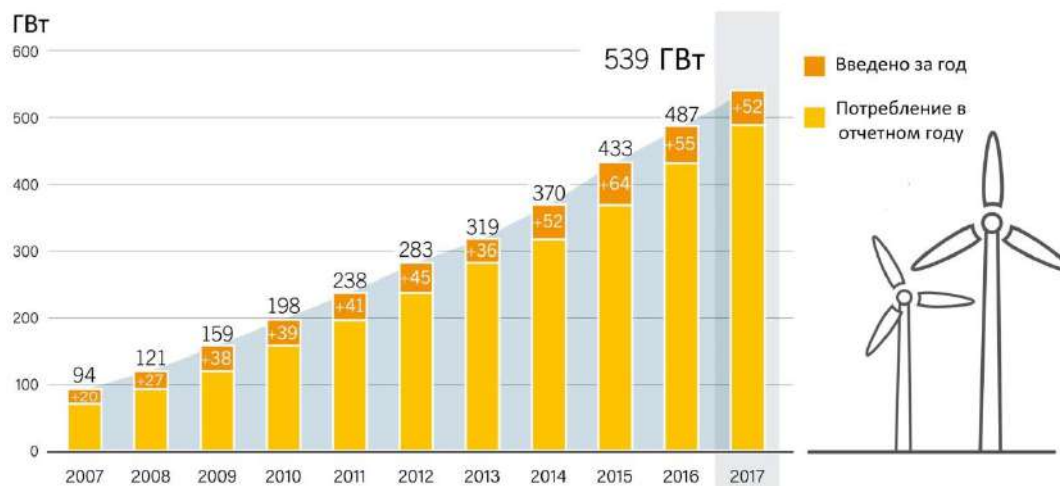


Рис. 1 Мощность вырабатываемая ВЭС.

Проблемы совместной работы маломощных ветроэлектрических установок (ВЭУ) с сетью хорошо изучены, имеется множество инструментов для анализа взаимодействия ВЭУ и ЭЭС. Проблемы подключения небольшого количества ВЭУ к ЭЭС связаны в основном с качеством напряжения и термической стойкостью линий и кабелей. Внедрение мощных ВЭУ в работу ЭЭС является актуальной проблемой и широко изучается за рубежом. Единственным возможным способом оценки влияния работы мощных ВЭС на ЭЭС в различных режимах работы, является математическое моделирование таких ВЭС, соответственно к моделирующим комплексам и математическим моделям применяются высокие требования.

Схемы ВЭУ 1-го и 2-го типа являются устаревшими конструкциями, применяемыми с начала 80-ых годов. В силу низкого КПД по сравнению с 3-им и 4-ым типами, ВЭУ 1-го и 2-го типа все меньше встречаются на рынке и активно заменяются на действующих ВЭС. Однако их доля в общем количестве ВЭУ все еще достаточно велика, в связи с чем их особенности необходимо учитывать при анализе режима работы ЭЭС.

В ЭЭС с ВЭУ 1-го и 2-го типов без системы компенсации реактивной мощности (РМ) аварийный режим характеризуется колебаниями напряжения, резкой просадкой напряжения в коллекторной сети и в точке подключения ВЭС к ЭЭС. Ротор ВЭУ начинает ускоряться, (увеличивается скольжение) ввиду неравенства между электрическим и механическим моментом. При коротких замыканиях (КЗ) на шинах ВЭУ 1-го и 2-го типа пиковые токи будут значительно выше номинальных и в 5-8 раз могут превышать номинальные [1].

После устранения КЗ ВЭУ 1-го и 2-го типа начинают потреблять РМ из сети, для создания магнитного потока, что приводит к еще большему снижению напряжения в точке подключения. Проблема компенсации РМ в таком случае может быть решена установкой компенсирующих устройств РМ (УКРМ), таких как: управляемые шунтирующих реакторы, СТАТКОМы или конденсаторные батареи; в данном ключе следует также рассматривать воздействие этих устройств на режим работы ЭЭС [2-4]. К примеру, использование устройств компенсации РМ может привести к самовозбуждению асинхронных генераторов, в аварийных режимах. Следующей проблемой аварийных режимов ВЭУ 1-го и 2-го типа являются перенапряжения в сети [5,6]. Перенапряжения могут возникнуть при отключении ВЭУ, вследствие возникновения избытка РМ. Следовательно, для нормальной работы ЭЭС с ВЭУ 1-го и 2-го типа устройства регулирования РМ должны содержать как емкостные, так и индуктивные компоненты.

В [7], рассматривается вопрос значительного уменьшения напряжения на шинах при внедрении большой мощности от ВЭУ 1-го и 2-го типа в ЭЭС. Это связано с тем, что потребление РМ ВЭУ в составе ВЭС перераспределяет потоки РМ в сети. На рисунке 2 показана зависимость уровня напряжения на шинах в ЭЭС от увеличения мощности ВЭС.

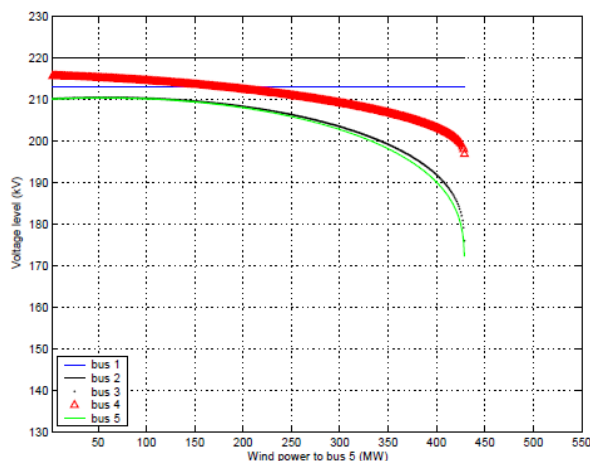


Рис. 2 Снижение напряжения в ЭЭС в зависимости от мощности ВЭС (ВЭУ 1 типа)

Также исследования показали, что при аналогичной конфигурации сети с использованием ВЭУ 4 типа, пределы по статической устойчивости в сети значительно выше (рисунок 3), что позволяет использовать ВЭУ в большем количестве.

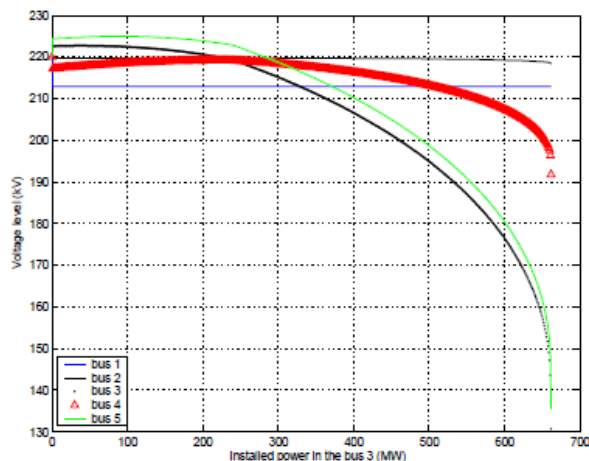


Рис. 3 Снижение напряжения в ЭЭС в зависимости от мощности ВЭС (ВЭУ 4 типа)

Ряд обозначенных технических ограничений ВЭУ 1-го и 2-го типов (потребление реактивной мощности, узкий диапазон изменения скорости вращения и т.д.) обусловил предел наращивания их единичной мощности, что привело к необходимости разработки новых технических решений – ВЭУ 3-го и 4-го типов, что позволило существенно снизить воздействие ВЭУ и ВЭС на ряд показателей качества электрической энергии, таких как: доза фликера, колебания напряжения и РМ [8].

Сегодня в связи с вышеописанными недостатками зарубежные операторы активно модернизируют ВЭС и заменяют устаревшие ВЭУ 1-го и 2-го типа на ВЭУ 3-го и 4-го типа.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант №МК-1675.2019.8

Литература

1. Bradt M., Behnke M.R., Bloethe W.G. and other. Wind Plant Collector System Fault protection and Coordination IEEE PES Wind Plant Collector System Design Working Group.
2. Zhou F.Q., Joos G., Abbey C. Voltage Stability in Weak Connection Wind Farms, Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE. Volume 2, 12-16 June 2005 Page(s): 1483-1488.]
3. Ha L.T., Saha T.K., Investigation of Power Loss and Voltage Stability Limits for Large Wind Farm Connections to a Sub-transmission Network, Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE, 6- 10 June 2004 Page(s):2251-2256 Vol.2.]
4. Ackermann T. Wind Power in Power Systems. - Wiley (2005)
5. Akhmatov V. and Børre Eriksen P. A Large Wind Power System in Almost Island Operation—A Danish Case Study/ IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 3, AUGUST 2007]
6. Akhmatov V. and Søbrink K. Static Synchronous Compensator (Statcom) for Dynamic Reactive-Compensation of Wind Turbines WIND ENGINEERING VOLUME 30, NO. 1, 2006]
7. Rosas, P. Dynamic Influences of Wind Power on the Power System : Ph.D. thesis, - Orsted.: Riso National Laboratory, - 2003, 150 p.
8. Larsson, A. The Power Quality of Wind Turbines: PhD thesis, - Goteborg. : Chalmers University of Technology.: Department of Electrical Power Engineering, 2000. - 166 P.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЗАРИНСКОЙ ТЭЦ

П.К. Расписенко

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для обеспечения собственных потребностей ОАО «Алтай-Кокс» в электроэнергии и тепле, а также для снабжения энергоресурсами населенного пункта, в котором оно расположено – г. Заринска, предприятие имеет собственную ТЭЦ.

Установленная электрическая мощность – 200 МВт;

Число часов использования установленной мощности – 4960 часов;

Годовой отпуск электроэнергии за 2017 Заринской ТЭЦ представлен в таблице 1.

Таблица 1

Годовой отпуск электроэнергии за 2017 год

| План т.кВтч | Факт т.кВтч | Отклонение % |
|-------------|-------------|--------------|
| 1047671 | 1058551,219 | 101 |

ОАО «Алтай-кокс» находится в городе Заринске Алтайского края и входит в состав группы Новолипецкого металлургического комбината (НЛМК). На его долю приходится 15% всего кокса, производящегося в России. Производство включает все технологические процессы: от переработки угольного концентрата до производства кокса и химической продукции. Компания расположена в Сибирском Федеральном округе, в непосредственной близости от добывающих предприятий Кузнецкого угольного бассейна, где добывают 80% всего коксующегося угля в России. Для обеспечения собственных потребностей ОАО «Алтай-Кокс» в электроэнергии и тепле, а также для снабжения энергоресурсами населенного пункта, в котором оно расположено – г. Заринска, предприятие имеет собственную ТЭЦ [1]

Технологическая схема ТЭЦ представлена на рисунке.

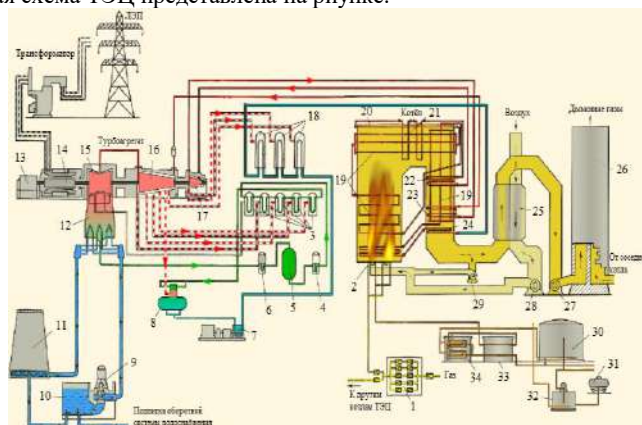


Рис. 1 Технологическая схема станции

Основными элементами рассматриваемой электростанции являются котельная установка, производящая пар высоких параметров. На ТЭЦ имеются четыре газомазутных парогенератора из них два типа БКЗ-420-140-ГМ, а два другие типа БКЗ-320-140-ГМ. Основное топливо - коксовый газ, получаемый в процессе коксования углей.

Основным элементом котельной установки является котел. Газ для работы котла подается по магистральному газопроводу. Здесь его давление снижается до нескольких атмосфер и он подается к горелкам 2, расположенным в поде котла.

Котел представляет собой П-образную конструкцию с газоходами прямоугольного сечения. Левая ее часть называется топкой. Внутренняя часть топки свободна, и в ней происходит горение топлива, в данном случае газа. Для этого к горелкам специальным дутьевым вентилятором 28 непрерывно подается горячий воздух, нагреваемый в воздухоподогревателе 25

Стены топки облицованы экранами 19 — трубами, к которым подается питательная вода из экономайзера 24. На схеме изображен так называемый прямоточный котел, в экранах которого питательная вода, проходя трубную систему котла только 1 раз, нагревается и испаряется, превращаясь в сухой насыщенный пар.

Пространство за топкой котла достаточно густо заполнено трубами, внутри которых движется пар или вода. Снаружи эти трубы омываются горячими дымовыми газами, постепенно остывающими при движении к дымовой трубе 26.

Сухой насыщенный пар поступает в основной пароперегреватель, состоящий из потолочного 20, ширмового 21 и конвективного 22 элементов. В основном пароперегревателе повышается его температура и, следовательно, потенциальная энергия. Полученный на выходе из конвективного пароперегревателя пар высоких параметров покидает котел и поступает по паропроводу к паровой турбине.

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

На ТЭЦ установлены два турбогенератора типа ТВФ-63-2 мощностью 60 МВт и турбогенератор типа ТВФ-110-2Е мощностью 80 МВт. Возбудитель типа ВТ-450-3000 генератора постоянного тока, предназначенный для непосредственного сочленения с турбогенератором, имеющим скорость вращения 3000об/мин. Вентиляция осуществляется по замкнутому циклу [2]. Мощная паровая турбина обычно состоит из нескольких как бы отдельных турбин — цилиндров. К первому цилиндру — цилиндру высокого давления (ЦВД) 17 пар подводится прямо из котла, и поэтому он имеет высокие параметры. Из ЦВД относительно холодный пар возвращается обратно в котел в так называемый промежуточный пароперегреватель 23. В нем пар попадает снова под воздействие горячих газов котла, его температура повышается до исходной (240 °С). После пар поступает в один или несколько одинаковых цилиндров низкого давления (ЦНД) 15. Таким образом, расширяясь в турбине, пар вращает ее ротор, соединенный с ротором электрического генератора 14, в статорных обмотках которого образуется электрический ток. Трансформатор повышает его напряжение для уменьшения потерь в линиях электропередачи, передает часть выработанной энергии на питание собственных нужд ТЭС, а остальную электроэнергию отпускает в энергосистему. Пар, покидающий ЦНД турбины, поступает в конденсатор 12 — теплообменник, по трубкам которого непрерывно протекает охлаждающая вода, подаваемая циркуляционным насосом 9 из реки, водохранилища или специального охлаждающего устройства (градирни).

Внутри градирни на высоте 10—20 м устанавливают оросительное (разбрызгивающее устройство). Воздух, движущийся вверх, заставляет часть капель (примерно 1,5—2 %) испаряться, за счет чего охлаждается вода, поступающая из конденсатора и нагретая в нем. Охлажденная вода собирается внизу в бассейне, перетекает в аванкамеру 10 (см. рис. 2.2), и оттуда циркуляционным насосом 9 она подается в конденсатор 12. Пар, поступающий из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз; образующийся конденсат конденсатным насосом 6 подается через группу регенеративных подогревателей низкого давления (ПНД) 3 в деаэратор 8. В ПНД температура конденсата повышается за счет теплоты конденсации пара, отбираемого из турбины. Это позволяет уменьшить расход топлива в котле и повысить экономичность электростанции. В деаэраторе 8 происходит деаэрация — удаление из конденсата растворенных в нем газов, нарушающих работу котла. Одновременно бак деаэратора представляет собой емкость для питательной воды котла.

Из деаэратора питательная вода питательным насосом 7, приводимым в действие электродвигателем или специальной паровой турбиной, подается в группу подогревателей высокого давления (ПВД).

Регенеративный подогрев конденсата в ПНД и ПВД — это основной и очень выгодный способ повышения КПД ТЭС. Пар, который расширился в турбине от входа до трубопровода отбора, выработал определенную мощность, а поступив в регенеративный подогреватель, передал свое тепло конденсации питательной воде, повысив ее температуру и тем самым сэкономив расход топлива в котле. Температура питательной воды котла за ПВД, т.е. перед поступлением в котел, составляет в зависимости от начальных параметров 240—280 °С. Таким образом замыкается технологический пароводяной цикл преобразования химической энергии топлива в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата.

Газообразные продукты сгорания топлива, отдав свою основную теплоту питательной воде, поступают на трубы экономайзера 24 и в воздухоподогреватель 25, в которых они охлаждаются и направляются с помощью дымососа 27 к дымовой трубе 26. Дымовая труба создает разрежение в топке и газоходах котла; кроме того, она рассеивает вредные продукты сгорания в верхних слоях атмосферы, не допуская их высокой концентрации в нижних слоях. Топливом для станции является газ коксовый, который поступает непосредственно с завода. В качестве резерва используется мазут, для его хранения и транспортировки предусмотрены мазутохранилище, расходный бак, фильтры грубой и тонкой очистки, подогреватели мазута, охладители конденсата и насосы с системой трубопроводов. Доставляется на завод в железнодорожных или автомобильных цистернах при температуре 40° С. По прибытию мазут сливается и отправляется на фильтрование. После его прохождения тонкой и грубой очистки, его поддерживают постоянно в подогревом состоянии, чтобы он не застывал.

Удельный расход топлива на кВт ч ТЭЦ представлен в таблице 2.

Таблица 2

Удельный расход топлива на кВт ч

| Наименование | План | Факт |
|--------------------------------|--------|--------|
| На отпуск эл. Энергии г/кВтч | 311,9 | 312,34 |
| На отпуск теплоэнергии кг/Ткал | 174,74 | 173,99 |

Литература

1. НЛМК Алтай-Кокс URL: <https://altai.nlmk.com/ru/about/> (дата обращения: 5.07.2018).
2. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2014. — 607 с.: ил.

**АНАЛИЗ АВАРИЙНОГО ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ «СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО»
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В.Е. Рудник, Я.Ю. Малькова, М.В. Андреев

Научный руководитель - доцент М.В. Андреев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

«Востокгазпром» – составляющая часть предприятия «Газпром». Компания, была основана в 1999 году, самая первая компания в Томской области, которая приступила к добыче природного газа. Это событие стало началом «нового времени» для региона нефтегазодобывающей отрасли. «Востокгазпром» занимается добычей газа и добычей нефти, реализует стратегию, которая направлена на достижение конкурентного преимущества в освоении месторождений. Компания обеспечивает полный производственный цикл от освоения месторождений, добычи углеводородного сырья до подготовки и получения товарной продукции. Востокгазпром планомерно расширяет производственные мощности, совершенствует технологические процессы интенсификации добычи и подготовки сырья, реализует программы геологоразведочных работ. «Востокгазпром» занимает ведущие позиции в списке крупнейших предприятий нефтегазовой отрасли Сибирского федерального округа [1].

Северо-Останинское месторождение (СОМ) – это нефтегазовый участок, который расположен в Томской области. Залежь принадлежит территориально Парабельскому району и попадает в группу месторождений углеводородов Пудинскую. Если необходимо обозначить Северо-Останинское месторождение на карте, необходимо искать его в 375 километрах северо-западной центра области города Томска или в 490 километрах северо-восточной Омска. От районного центра Северо-Останинское месторождение удалено на 150 километров, а самый близкий поселок Пудино находится в 35 километрах на Северо-Запад [1].

Энергосистема СОМ является автономной: вся потребляемая мощность на месторождении вырабатывается на местном энергокомплексе, который состоит из 3-х газотурбинных установок (ГТУ) 2,5 МВт и 1-ой аварийной дизельной электростанции (АДЭС) 1 МВт.

Электростанция дизельная автоматизированная контейнерного исполнения «ЗВЕЗДА-1000ВК-02М3» представлена на рисунке 1. Электростанция предназначена для использования в качестве основного источника электроэнергии при отсутствии основных источников, в качестве аварийного или резервного источника электроэнергии при наличии основных источников электроснабжения. Электростанция предназначена для применения на объектах бурения, добычи, транспортировки и переработки газа (газового конденсата нефти) и различных промышленных объектов в условиях умеренного и холодного климата. Электростанция выполнена в климатическом исполнении, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 [3].



Рис. 1 Электростанция дизельная автоматизированная контейнерного исполнения «ЗВЕЗДА-1000ВК-02М3»

Основные технико-технические характеристики (ТТХ) и параметры электростанции соответствуют величинам, указанным в таблице 1 [3].

Разрешается непрерывная работа электростанции:

а) на максимальной мощности - не более одного часа. Повторение указанного режима, возможно через 12 часов. Суммарная наработка на режиме максимальной мощности от общей продолжительности работы – не более 10%;

б) на холостом ходу не более 30 минут. Продолжительная работа на холостом ходу может нанести вред двигателю, т.к. это может привести к недогоранию топлива, что ведет к закоксовке отверстий распылителей форсунок и поршневых колец;

в) минимальная длительная нагрузка электростанции – 30% от номинальной мощности.

Компоновка основного оборудования АДЭС [3]:

Полный комплект оборудования электростанции смонтирован в специальном утепленном контейнере. Контейнер оборудован тремя дверями, торцевым монтажным щитом и шестью проемами (2 на монтажном щите, 4 на продольных стенках контейнера) с установленными воздушными клапанами. В торцевой стенке контейнера имеется проем служащий для установки ячеек в отсеке управления.

На крыше установлены глушители, поставляемые с электростанцией. Над дверьми установлены светильники наружного освещения и световые оповещатели. Около дверей установлены кнопки ручного пуска АУПТ. На задней торцевой стенке смонтирована съемная лестница для подъема на крышу.

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Электростанция разделена внутренней перегородкой на два отсека: агрегатный отсек и отсек ВВЯ. В агрегатном отсеке на оси симметрии установлен электроагрегат (ЭА). На раме ЭА смонтирован бак долива масла, насос для заправки охлаждающей жидкости и панель управления ЭА.

В торцевой стенке, перед радиатором ЭА, находятся воздушные клапана (ВК) выброса воздуха.

Вдоль левой стенки расположены тепловентилятор (ТВ), датчик температуры (ДТВ), воздушные клапана (ВК, ВК). Под (ВК) установлен электроконвектор (ЭТК). Далее установлены: тепловентилятор (ТВ), бак топливный и бак масляный на общей раме. В раме баков расположены электронасос топливный (ТН), электронасос масляный (НМ), насосы ручные заправки топлива и масла.

Вдоль правой стенки расположены тепловентилятор (ТВ), воздушные клапана (ВК). Под (ВК) установлен электроконвектор (ЭТК). Далее установлены: автоматическое зарядное устройство (АЗУ), термостат (ТР), источник бесперебойного питания (ИБП), щит собственных нужд (ЩСН) и блок формирования команд управления (БФКУ). Справа от ЭА установлен фальшпол, под которым проложены силовые кабели. Под фальшполом установлен поддон со стартерными аккумуляторными батареями [3].

Таблица 1.

Основные технико-технические характеристики электростанции дизельной «ЗВЕЗДА-1000ВК-02М3»

| Наименование характеристик | Ед. изм. | Значение |
|---|----------|------------------------|
| Номинальная мощность | кВт | 1000 |
| Максимальная мощность в течение 1 часа | кВт | 1120 |
| Номинальная мощность обеспечивается при: | | |
| – высоте над уровнем моря, не более | м | 110 |
| – температуре окружающего воздуха, не более | 0С | 25 |
| Фактор снижения мощности | | |
| – по высоте над уровнем моря выше 110 м | % / 300м | 5 |
| – по температуре окружающего воздуха выше 25 0С | % /10 0С | 9 |
| Максимальная нагрузка в один прием | кВт | 640 |
| Номинальное напряжение | В | 6300 |
| Номинальная частота тока | Гц | 50 |
| Коэффициент мощности (индуктивный) | – | 0,8 |
| Род тока | – | 3-х фазный пе-ременный |
| Режим нейтрали | – | Изолированная |
| Степень автоматизации по ГОСТ Р 50783-95 | – | третья |
| Параллельная работа с аналогичными электростанциями | – | Да |
| Распределение нагрузки между электростанциями | – | Автоматическое |
| Отклонение значения частоты при изменении нагрузки от нуля до 100% не превышает | % | 0,25 |
| Емкость топливного бака | л | 907 |
| Емкость масляного бака | л | 220 |
| Емкость системы охлаждения | л | 345 |
| Расход топлива на номинальной мощности, не более | л/ч | 261 |
| Расход масла на номинальной мощности, не более | л/ч | 0,9 |
| Габаритные размеры, не более: | | |
| – Длина | мм | 13360 |
| – Ширина | мм | 4993 |
| – Высота | мм | 5019 |
| Габаритные размеры (транспортные), не более: | | |
| – Длина | мм | 12000 |
| – Ширина | мм | 2938 |
| – Высота | мм | 3150 |
| Масса, не более | кг | 27000 |

Работа выполнена при поддержке Министерство науки и высшего образования РФ, Соглашение №075-02-2018-271.

Литература

1. Востокгазпром [Электронный ресурс] О компании // URL: <http://vostokgazprom.gazprom.ru/about/> (дата обращения: 09.02.2019).
2. Группа компаний МК логистики [Электронный ресурс] // URL: http://mklogistic.ru/severoostaninskoe_mestorojdenie (дата обращения: 09.02.2019).
3. АО «Звезда-энергетика» электростанция дизельная автомат изированная контейнерного исполнения «Звезда-1000вк-02м3» руководство по эксплуатации 530.звэн.100.000.000 РЭ. г. Санкт–Петербург 2015 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕОРУЖЕНИЕ «СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО»
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

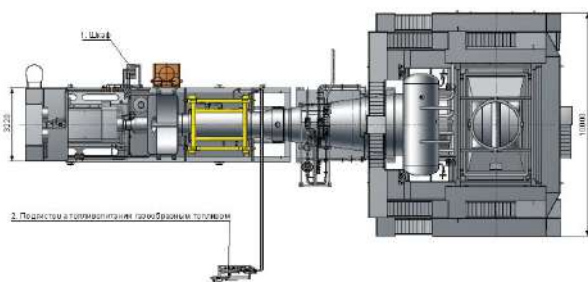
В.Е. Рудник, Я.Ю. Малькова, Р.А. Уфа

Научный руководитель - старший преподаватель Уфа Р.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

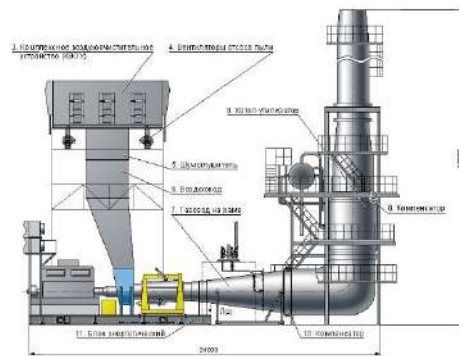
Энергосистема Северо-Останкинского месторождения является автономной системой: вся потребляемая мощность на месторождении вырабатывается на местном энергокомплексе, который состоит из 3х газотурбинных установок (ГТУ) ПАЭС 2,5 МВт и 1ой аварийной дизельной электростанции (АДЭС) 1 МВт. Газотурбинная установка (ПАЭС 2,5) – передвижная автоматизированная газотурбинная электростанция производится на предприятие «Мотор Сич». Выполняет функцию снабжения энергией промышленных объектов. Может транспортироваться железнодорожным, автомобильным, водным и воздушным транспортом. Рассматривается вопрос о замене данных агрегатов на новые. Газотурбинный энергетический блочно-контейнерный ГТА-6РМ должен прийти на замену ГТУ (ПАЭС) 2,5 связано это с тем что, развивается инфраструктура месторождения, бурится большее количество скважин, что влечет за собой увеличение затрачиваемой мощности на бурение данных скважин и дальнейшее их обслуживание, мощность установленных газотурбинных установок уже находится в дефиците. Газотурбинный энергетический агрегат ГТА-6РМ предназначен для выработки электрической энергии и используется в качестве основного источника электроснабжения.

Оборудование ГТА располагается на площадке энергообъекта. ГТА может работать как в автономной электросети, так и в промышленной сети неограниченной мощности. Устройство агрегата показано на рисунке 1 [1].



а)

Рис. 1 ГТА - 6РМ: вид сверху



б)

Рис. 2 ГТА - 6РМ: вид сбоку

В состав ГТА-6РМ входит следующее оборудование:

- блок энергетический;
- комплексное воздухоочистительное устройство (КВООУ);
- котел-утилизатор;
- вентиляторы отсоса пыли;
- шумоглушитель (шумоглушители);
- подсистема топливопитания газообразным топливом;
- газовод на раме*;
- воздуховод;
- компенсаторы;
- метеорологическая установка*;

Технические характеристики ГТА-6РМ

Основные параметры ГТА при работе на номинальном режиме указаны в Таблицах 1-5. Электропитание собственных нужд ГТА – от внешнего источника переменного тока напряжением 380 В [1].

В состав энергетического блока входит следующее оборудование [1]:

- двигатель ГТД-6РМ;
- турбогенератор ТК-6;
- маслоохладители;
- маслобаки;

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

- разводка трубопроводов маслосуфлирующих систем ГТД и турбогенератора (с электронасосным агрегатом);
 - разводка трубопроводов топливной системы (с электрическими кранами, запорной арматурой и дозатором газа);
7. разводка пневмопроводов;
 8. рама энергоблока;
 9. трансмиссия;
 10. улитка входная;
 11. газовод осевой;
 12. электроразводка;
 13. металлоконструкции.

Таблица 1

Основные параметры вырабатываемой электроэнергии

| | |
|---|---------------|
| - мощность турбогенератора, кВт | 6000 |
| - напряжение трехфазного переменного тока турбогенератора, В | 10500 / 6300 |
| - частота тока, Гц | 50 |
| - коэффициент мощности ($\cos j$) турбогенератора | 0,8 |
| - качество вырабатываемой электроэнергии, при номинальном коэффициенте мощности | по ГОСТ 13109 |

Таблица 2

Основные параметры вырабатываемой тепловой энергии

| | |
|--|---------------|
| - максимальная теплопроизводительность, мВт (Гкал/ч) | 13,62 (11,72) |
| - паропроизводительность, т/ч, не менее | 16 |
| - рабочее давление пара, МПа (кгс/см ²) | 1,4 (14) |
| - температура перегретого пара, °С | 230 |

Таблица 3

Содержание вредных выбросов в отработавших газах

| | |
|---|------|
| - NO _x не более, мг/м ³ | 50 |
| - СО не более, мг/м ³ | 100 |
| Коэффициент полезного действия (КПД): | |
| - электрический, % | 23,3 |
| - с утилизацией тепла уходящих газов при температуре уходящих газов 110 °С, % | 81,5 |
| Снижение КПД в процессе эксплуатации в течение межремонтного ресурса, %, не более | 2 |

Таблица 4

Станционные условия

| | |
|---|--------------|
| - атмосферное давление, Па (мм рт.ст.) | 101000 (760) |
| - температура атмосферного воздуха, °С (К) | 15 (288) |
| - сопротивление воздухозаборной системы до входа в ГТД, не более, Па (кгс/см ²) | 980 (0,01) |
| - сопротивление котла-утилизатора с шумоглушителем, не более, Па (кгс/см ²) | 2000 (0,02) |

Конструкция оборудования, входящая в состав ГТА, может носить незначительные отличия друг от друга для различных комплектаций агрегатов, что не отражается на техническом обслуживании данных узлов.

По договору поставки ГТА может комплектоваться турбогенератором и котлом-утилизатором отличными, от приведенных в данном руководстве по эксплуатации [1].

Литература

1. Агрегат газотурбинный энергетический блочно-контейнерный гта-брм руководство по эксплуатации в67711000рз.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТОНКОРАСПЫЛЕННЫХ ВОДО-УГОЛЬНЫХ АЭРОЗОЛЕЙ

П.П. Ткаченко

Научный руководитель - научный сотрудник Р.И. Егоров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Несмотря на непрерывный прогресс топливных технологий, уголь до сих пор является одним из основных видов промышленного топлива. Горение углей сопряжено с высоким уровнем выбросов вредных газов, что и обусловило стойкий интерес к разработке технологий экологичного сжигания углей. Результаты экспериментальных исследований по изучению оптимальных способов применения водо-угольных топлив (ВУТ) в течение последних нескольких лет [5-8] показали возможность их низкотемпературного зажигания и горения (800-1000 К) со сниженным уровнем вредных выбросов. Возможность использования отходов углеобогащения в составе ВУТ позволяет получить дешевое и эффективное котельное топливо, обладающее низкой пожароопасностью при хранении и применении в сравнении с высокорекреационной угольной пылью [1]. Одной из основных проблем при использовании ВУТ является длительное время задержки зажигания, обуславливающее существенный рост габарита камер сгорания [2]. Ускорение зажигания топлив при заданных температурах возможно с помощью более тонкого их распыления при впрыске в топку. Однако, особенности распространения многокомпонентных суспензий в объеме камеры сгорания исследованы недостаточно, чтоб эффективно оценить оптимальную дисперсность топливного аэрозоля, а также выяснить оптимальный дизайн камеры сгорания.

В связи с вышесказанным представляет интерес исследование особенностей распространения тонкораспыленных (характерный размер капель до 500 мкм) аэрозолей ВУТ, анализ зависимостей размеров и скоростей капель по мере их удаления от форсунки. Проводить такие исследования на действующих энергетических установках затруднительно. Нами был разработан стенд (Рис.1), позволяющий наблюдать эволюцию параметров аэрозоля при низких температурах, на начальных этапах его прогрева. На данном стенде была проведена серия экспериментов по распылению водо-угольных суспензий с помощью радиальной форсунки, имитирующей систему впрыска топлива в топочную камеру. Экспериментальный стенд состоит из объемного макета топочной камеры (4), в стенку которой установлена форсунка (3), системы подачи топлива (1), и системы оптической диагностики параметров аэрозольных потоков методом «теневого фотографирования» («Shadow Photography»), состоящей из скоростной видеокамеры Photron Fastcam SA1 (5) и мощного источника света (6). Макет топочной камеры сделан в виде жесткой рамной конструкции размером 900x600x900 мм. Топливо в форсунку подается под давлением порядка 2 атм., создаваемым с помощью компрессора (2).

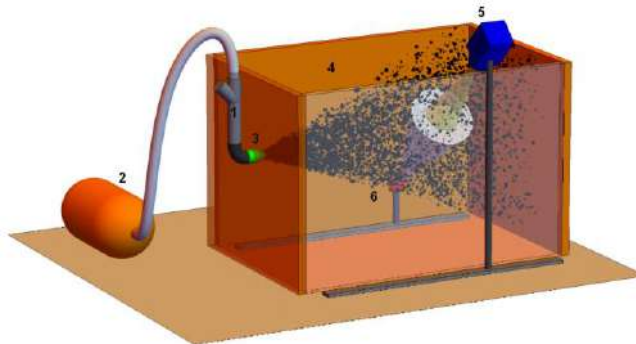


Рис.1 *Схема экспериментального стенда. На схеме показаны 1 – система подачи топлива; 2 – компрессор; 3 – форсунка; 4 – объемная модель топочной камеры; 5 – высокоскоростная камера; 6 – светодиодный осветитель.*

В ходе экспериментов топливная суспензия заливалась в емкость системы подачи (1), объем заливаемой суспензии в каждом эксперименте варьировался в диапазоне 80-100 мл. При подаче воздуха под давлением на столб ВУТ, суспензия распылялась в объеме стенда при комнатной температуре. Топливные суспензии готовились из порошков угля марок СС и антрацита с содержанием твердой части ~20 вес.% и размером частиц не более 200 мкм. Форсунка обеспечивала распыление ВУТ с требуемым уровнем дисперсности, однако не позволяла распылять более густые суспензии. В рамках задачи исследования распространения тонкораспыленного аэрозольного потока ВУТ использованная концентрация твердой части суспензии позволяет сделать основные заключения.

Полет аэрозольных частиц в различных сечениях объема стенда (на расстояниях 20, 40 и 60 см от форсунки) наблюдался с помощью видеокамеры, оборудованной высокоразрешающей оптикой (порядка 4 мкм/пикс) на скорости в 20000 кадров/сек. Обработка кадров видеозаписи с помощью оригинальной программы позволяла с высокой точностью оценить распределение частиц аэрозоля по размерам (метод теневой фотографии) и скоростям (метод PTV) подобно подходу, примененному в [3-4].

На Рисунках 2а и 2б представлены распределения частиц топливного аэрозоля по размерам и по скоростям, нормированные на общее число частиц, наблюдавшееся в данном сечении потока. По мере удаления от форсунки плотность потока частиц падает за счет поперечного расплывания потока и нормировочные

множители соотносятся как 1:10:44 для сечений на расстоянии 20, 40 и 60 см от форсунки. Из графиков видно, что по мере удаления от форсунки растет наивероятнейший размер частиц со 100 мкм до 280 мкм. Однако в среднем сечении (40 см) видно наличие очень большого числа мелких (менее 20 мкм) частиц, которые исчезают при дальнейшем распространении. Полуширина пиков распределения по размерам в начальном и конечном сечениях очень близка, а в среднем сечении существенно меняется.

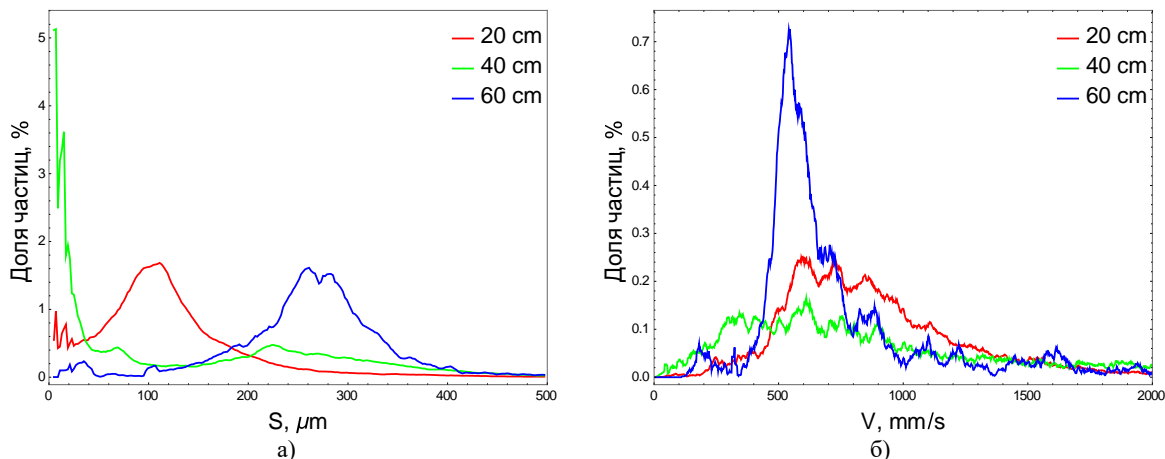


Рис. 2 Распределение частиц водо-угольной суспензии по размерам (а) и скоростям (б) для поперечных сечений аэрозольного потока на расстоянии 20, 40 и 60 см от форсунки.

Распределение по скоростям показывает, что наивероятнейшие скорости частиц аэрозоля падают по мере удаления от форсунки с 800-900 мм/с до 550-600 мм/с. При этом полуширина пика сначала растет, а потом резко сужается.

Проведенный дополнительно мониторинг температуры аэрозольного потока с помощью высокоскоростной тепловизионной съемки показал, что при распространении аэрозоля от начального до конечного обзорных сечений происходит снижение температуры частиц ВУТ на ~2 градусов.

Все показанное позволяет сделать вывод, что по мере удаления от форсунки аэрозольный поток водо-угольной суспензии испытывает существенные изменения своего компонентного состава. Расположение размерного пика в среднем сечении (40 см) с резким скачком доли мелких фракций однозначно свидетельствует об испарении воды с уменьшением размера частиц, содержащих уголь, резким уменьшением размеров «пустых» капель воды, а также их полным высыханием (в дальнем сечении доля мелких фракций очень мала). Сужение пика распределения по скоростям говорит о том, что поток становится более однородным по скорости, испытывая замедление после сушки.

Область камеры стенда на расстоянии от 20 до 60 см от форсунки представляет собой зону максимально насыщенную водяным паром, тогда как после 60 см распространения аэрозоль представляет собой угольную пыль, с влажностью многократно ниже изначальной.

Полученные результаты позволяют заключить, что при впрыске ВУТ в реальную топку с высокой температурой будет происходить быстрое испарение воды на начальных этапах распространения аэрозольного потока. Таким образом, области зажигания поток ВУТ достигнет сильно обезвоженным, что приведет к резкому падению экологических показателей. С другой стороны, зона вблизи форсунки будет содержать большое количество водяного пара, что приведет к росту неравномерности прогрева камеры сгорания. Таким образом, сжигание ВУТ более выгодно производить в виде раздельного впрыска тонкодисперсного угольного аэрозоля с небольшим количеством воды, с отдельным каналом подачи водяного пара (или аэрозоля) непосредственно в окрестности области зажигания топлива.

Литература

1. Coal Facts 2014. Based on data provided by the International Energy Agency and the BP Statistical Review of World Energy. London: World Coal Association, 2014. – 3 P.
2. Glushkov D.O., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Mathematical simulation of the ignition of coal particles in airflow // Solid Fuel Chemistry. – 2015. – V. 49, № 2. – P. 73–79.
3. Jing J., Xiao F., Yang L., Wang S., Yu B. Measurements of velocity field and diameter distribution of particles in multiphase flow based on trajectory imaging // Flow Measurement and Instrumentation. – 2018. – V. 59. – P. 103-113.
4. Lamadie F., Charton S., De Langlard M., Ouattara M., Sentis M.P.L., Debayle J., Onofri F.R.A. // Development of optical techniques for multiphase flows characterization. – Proceedings of the ASME 2017 Fluids Engineering Division Summer Meeting. – 2017. – FEDSM2017-69188.
5. Lishtvan I.I., Falyushin P.L., Smolyachkova E.A., Kovrik S.I. Fuel suspensions based on fuel oil, peat, waste wood, and charcoal // Solid Fuel Chemistry. – 2009. – V. 43. – P.1–4.
6. Red'kina N.I., Khodakov G.S., Gorlov E.G. Coal fuel slurry for internal combustion engines // Solid Fuel Chemistry. – 2013. – V. 47. – P. 306–314.
7. Няшина Г.С., Шлегель Н.Е., Стрижак П.А. Анализ антропогенных выбросов при сжигании угольных топлив и отходов углепереработки // Кокс и химия. – 2017. – № 4. – С. 40–46.
8. Ходаков Г. С. Водоугольные суспензии в энергетике // Теплоэнергетика. – 2007. – № 1. – С. 35-45.

БЕСПЕРЕБОЙНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Т.Н. Чурбакова, В.Е. Рудник, Р.А. Уфа, М.В. Андреев

Научный руководитель - доцент Андреев М.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Электроснабжение нефтяных месторождений является крайне значимым аспектом в реализации процесса нефтедобычи. Проектирование любого объекта начинается с выбора схемы электроснабжения. Выбор данных схем обусловлен категорией надежности электроснабжения нефтегазодобывающего комплекса. Согласно ГОСТ Р «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование» электроприемники объектов обустройства месторождений нефти в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, принимаются I, II и III категории надежности электроснабжения, для других районов добычи нефти – II и III категории. [1]. Используемое электрическое оборудование находится под влиянием ряда неблагоприятных факторов: повышенная влажность, агрессивные среды, неблагоприятные климатические условия, а также серьезные механические и электрические нагрузки. Под действием вышеперечисленных факторов может произойти изменения свойств материалов электроприборов, вследствие чего повышается вероятность возникновения аварийных ситуаций, приводящих к перерыву электроснабжения. Даже кратковременный перерыв крайне нежелателен, так как может привести к замораживанию трубопроводов, шлангов, поломке оборудования, снижению общего ресурса работы оборудования, что несомненно приведёт к простоя в бурении, в том числе из-за длительности восстановления технологического процесса нефтедобычи, существенному экономическому ущербу (в среднем 4 000 000 руб./день). Помимо этого, если во время перерыва в электроснабжении буровой инструмент останется на забое, то дальнейший подъем инструмента будет осложненным или вообще невозможным. Также помимо электроснабжения непосредственно производственного процесса бурения, электрическую энергию используют для обогрева жилых «вагончиков» рабочего персонала. И в результате помимо простоя в бурении, экономического ущерба, дальнейшие условия для проживания персонала станут невозможными для нормальной жизнедеятельности. Все вышеописанное, говорит о необходимости поддержания бесперебойной подачи электроэнергии. В данной статье, рассмотрен ряд устройств, который производит контроль и поддержания бесперебойного электроснабжения объектов нефтедобычи.

Непосредственное использование контрольно-измерительных приборов позволяет выполнять: контроль изоляции, включение на параллельную работу генераторов, контроль за распределением нагрузок, значением их активных и реактивных составляющих, параметрами электроэнергии, учёт генерации и потребления электроэнергии, потери электрической энергии в сетях, регистрация определенных электрических величин при нормальных и аварийных режимах работы.

Амперметры осуществляют постоянный контроль значений тока на вводах главной понизительной подстанции (ГПП), распределительных подстанций, отходящих линий, перемычках между секциями сборных шин. Возможный вариант прибора, который может использоваться для данных целей, представлен на рисунке 1. В частности на линиях используют по одному амперметру при распределении нагрузки равномерно, а при неравномерности нагрузки или при востребованности контроля каждой отдельной фазы – по три амперметра.



Рис. 1 Цифровой амперметр AM-D961

Вольтметры и частотомеры осуществляют контроль качества электрической энергии. Вольтметры устанавливаются на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП и цеховых подстанций, и на каждой секции шин всех напряжений. На рисунке 2 изображен в качестве наглядного примера цифровой вольтметр VM-D963, используемый для контроля качества электроэнергии.



Рис. 2 Вольтметр цифровой VM-D963

Если для генераторов предполагается параллельная совместная работа, частотомеры устанавливают в цепи статоров генераторов, в остальных случаях на сборных шинах. Для расчётного и технического учёта, счётчики активной и реактивной электроэнергии устанавливаются в местах генерации и потребления электрической энергии.

Ваттметры устанавливаются для измерения активной мощности генераторов, трансформаторов, синхронных компенсаторов, высоковольтных синхронных двигателей, а также линий, где необходимо контролировать перетоки мощности при двойном питании потребителей: от собственной электроэнергии и электрической системы.

При управлении электростанциями и в диспетчерских пунктах энергосистем нашли свое применение регистрирующие самопишущие приборы, помимо всех перечисленных приборов, которые называются показывающими. Так, в цепи генераторов устанавливают регистрирующие ваттметры, на шинах станций – регистрирующие вольтметры, частотомеры, а также ваттметры, показывающие полную мощность электростанций здесь и сейчас.

Все вышеперечисленные измерительные приборы порой не могут обеспечить соответствующий мониторинг нормального функционирования генераторов, электродвигателей и трансформаторов. Не исключены случаи, когда показания приборов объекта считаются допустимыми для нормальной работы охлаждающей системы, а фактически объект работает некорректно. Вследствие этого для генераторов, трансформаторов и мощных электродвигателей предусматривается использование приборов для фиксирования температуры-различные термометры.

Ртутно-контактный термометр фиксирует температуру в данный момент времени и замыкает контакты цепи сигнализации при предельно допустимой температуре для данного места измерения. Термометр манометрический фиксирует температуру в данный момент времени и замыкает цепь сигнализации при температуре, на которую настроены его сигнальные контакты. Эти термометры используют для измерения температуры нагрева масла трансформаторов, охлаждающего воздуха турбогенераторов. Термометр сопротивления – основной орган устройства, необходимый для дистанционного измерения температуры обмоток и стали статора генераторов, мощных электродвигателей и синхронных компенсаторов, а также охлаждающего воздуха или водорода. Термометры сопротивления размещают между стержнями обмотки для измерения температуры обмотки статора, а для измерения температуры стали располагают на дне паза. В предполагаемых местах наибольших температур устанавливают термометров сопротивления, в результате в машине располагается несколько термометров. Именно на предприятиях-изготовителях производят данную закладку.

Измерительные приборы включаются через измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Трансформаторы тока позволяют подключать аппараты защиты (реле) или измерительные приборы, за счет снижения измеряемого тока до безопасной величины. Трансформаторы напряжения отделяют цепи измерительных приборов и аппаратов защиты от сети высоковольтного напряжения, и предназначены для подключения измерительных приборов и аппаратов защиты. Надежное бесперебойное электроснабжение обеспечивается также релейной защитой объектов. Релейная защита обеспечивает постоянный контроль работы системы электроснабжения, отвечает за обнаружение повреждённых участков и их быстрое отключение, либо сигнализирует о повреждении или некорректной работе. Исходя из того, что микропроцессорные терминалы релейной защиты обладают большей чувствительностью, надёжностью, универсальностью и более практичны в использовании, следует отдавать предпочтение в использовании именно подобных устройств в качестве оборудования для реализации релейной защиты. Примеры подобных устройств это Сириус-2-С, Серам серий G87, БМРЗ-101.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Соглашение №075-02-2018-271.

Литература

1. ГОСТ Р «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Подсекция 1 – Углеводородное сырье

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В.И. Ерофеев, д. т. н., профессор, заслуженный деятель науки РФ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с сильным истощением нефтяных месторождений все больший вклад в общий сырьевой нефтяной баланс вносят трудноизвлекаемые тяжелые нефти, что требует огромных затрат по их добыче, созданию новых эффективных технологий по глубокой переработке различных тяжелых дистиллятов, нефтяных остатков и легкого углеводородного сырья: природных и попутных нефтяных газов (ПНГ) с использованием катализаторов и различных термических процессов.

Тяжелые нефти и их тяжелые дистилляты: мазуты, битумы и гудроны обладают повышенной плотностью, высоким содержанием различных полиароматических углеводородов и гетероатомных соединений, особенно сернистых веществ. Переработка таких тяжелых нефтей и их дистиллятов требует применения для их переработки различных гидрогенизационных процессов: гидрокрекинга, гидроочистки, каталитического крекинга и термических гидропроцессов [1-4].

Кроме того необходимо отметить, что все больший вклад в общий сырьевой энергетический баланс вносят различные виды легкого углеводородного сырья: природный и попутные нефтяные газы, газовые конденсаты, что требует огромных затрат для создания и разработки новых эффективных технологий по их глубокой переработке в различные ценные продукты. Важной особенностью современной нефтегазопереработки является создание новых эффективных ресурсо- и энергосберегающих экологически чистых процессов переработки углеводородного сырья. Одним из наиболее перспективных направлений развития отечественной нефтегазохимии являются создание новых прямых процессов переработки природных и попутных нефтяных газов и газовых конденсатов в различные ценные продукты: низшие олефины C_2-C_4 , ароматические соединения, высококивдные моторные топлива: высокооктановые бензины различных марок, дизельные и авиационные топлива [5-15].

Альтернативными технологиями переработки природных и попутных нефтяных газов могут быть процессы получения различных классов углеводородов через синтез-газ по Фишеру-Тропшу. Технология Фишера-Тропша позволяет получать различные смеси парафинов с олефинами или линейные парафины нормального строения, переработка которых требует комплексной схемы производства. Существующие в настоящее время процессы фирм Sasol и Shell недостаточно технологичны и требуют огромных капиталовложений. Технология получения углеводородов из синтез-газа значительно менее производительна, чем процессы получения метанола или диметилового эфира.

В отличие от многих процессов нефтепереработки современные газохимические технологии – это более сложные, многостадийные энергоемкие процессы, требующие огромных энергетических и капитальных затрат. Это объясняется термодинамическими, кинетическими и другими технологическими особенностями процессов нефте- и газохимии.

Если в основе нефтехимических процессов лежит преимущественно разрыв относительно слабых C-C и C-H связей в длинных углеводородных цепочках различных молекул нефтяных дистиллятов 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 различные по строению более высокомолекулярные соединения, что требует значительных энергетических затрат, а также более эффективных катализаторов. Также важно отметить, что в основе многих нефтехимических процессов лежит в первую очередь разработка активных и долговечных катализаторов, то в газохимических процессах на первом плане стоит достижение необходимой селективности процессов по целевым продуктам [16-26].

Данные газохимические процессы требуют использования новых эффективных, высокостабильных и активных катализаторов для получения смеси углеводородов и разработка наноструктурированных катализаторов может позволить увеличить эффективность этих процессов. Наиболее перспективными для переработки природного газа, попутных нефтяных газов и газовых конденсатов являются катализаторы на основе микропористых высококремнеземных цеолитов типа MFI, которые благодаря своей микропористой структуре (диаметр пор 6-8 Å) и молекулярно-ситовым свойствам активны и селективны в реакциях дегидрирования, крекинга, олигомеризации и дегидроциклизации с образованием олефиновых, изопарафиновых и ароматических углеводородов [20-31].

Основными конкурентными технологиями получения низших олефинов и ароматических углеводородов являются традиционные технологии пиролиза различных углеводородов: широкой фракции легких углеводородов C_2-C_4 , различных прямогонных бензиновых фракций. Существенно, что в данном случае реальную конкуренцию может составить лишь технология пиролиза нефти и сжиженных углеводородных газов, в которой на 1 т сырья

получается 34-41% этилена и 15 -17% пропилена, а также высшие углеводороды. Таким образом, увеличение эффективности использования углеродсодержащих ресурсов и как следствие рост доходности и конкурентоспособности отечественных предприятий. Увеличение глубины переработки нефти, различных видов легкого углеводородного сырья, производство качественных экологически чистых моторных топлив, создание производств новых мономеров и полимеров, материалов на их основе приведет к увеличению уровня технологических переделов внутри нефтегазопереработки, нефтехимии, промышленности органического синтеза,

Таким образом, в заключение необходимо отметить, что для газохимии важнейшими признаны технологии, связанные с переработкой природных и попутных нефтяных газов в синтез-газ, с конверсией синтез-газов через метанол в бензины и олефины, конверсией диметилового эфира в бензины, 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 и другие процессы, направленные на переработку различных дешевых видов углеводородного и органического сырья на получение низших олефинов, алкилароматических и кислородсодержащих соединений, высоколиквидных моторных топлив и других ценных продуктов.

Литература

1. Арутюнов В.С., Лапидус А.Л. Газохимия как ключевое направление развития энергохимических технологий XXI века. // Рос. хим. ж. – 2003. – Т. 47. – № 2. – С. 23 – 32.
2. Yerofeev V.I., Kaletchits I.V. Adsorption and Catalytic Properties of CoMo-Al₂O₃ Catalysts and of Their Components in Thiophene Hydrodesulfurization Reaction. // J. of Catal. – 1984. – V. 86. – P. 55 – 67.
3. Брагинский О.Б., Шлихтер Э.Б. Мировая нефтепереработка: экологическое измерение. – М.: Академия, 2003. – 262 с.
4. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // В Сб.: «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; под ред. А. Ю. Дмитриева. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, – 2013. – Т. 2. – С. 44–47.
5. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Kukharenko O.A. Effect of high-temperature treatment of Pentasils on their acid catalytic properties in conversion of straight-run Naphthas. // Russ. J. Appl. Chem. – 2001. – V. 74. – № 11. – P. 1846 – 1849.
6. 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.
7. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils. // Russ. J. Appl. Chem. – 2003. – V. 76. – № 7. – P. 1083–1088.
8. Guo J., Lou H., Zhao H., Zheng L., Zheng X. Degydrogenation and aromatization of propane over rhenium-modified HZSM-5 catalyst. // J. Molecular Catal. A: Chemical. – 2005. – V. 239. № 1-2. – P. 222-227.
9. Caeiro G., Carvalho R.H., Wang X., Lemos M.A.N.D.A., Lemos F., Guisnet M., Ribeiro F.R. Activation of C₂-C₄ alkanes over acid bifunctional zeolite catalysts. // J. Molecular Catal. A: Chemical. – 2006. – V. 255. – № 1-2. P. 131 – 158.
10. Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Effect of high-temperature steam treatment on acidic and catalytic properties of Catalysts for Aromatization of lower Alkanes // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – P. 537 – 540.
11. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. The Preparation of the lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified by Lithium // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2002. – V. 76. – N 6. – P. 922–925.
12. Mentzel U.V., Rovik A.K. Christensen. Co – conversion of ethane and methanol into higher hydrocarbons over Ga/H-ZSM-5, Mo/H-ZSM-5 and Ga-Mo/H-ZSM-5. // Catal. Lett. – 2009. – V. 127. – № 1-2. – P. 44–48.
13. Gabrienko A.A., Arzumanov S.S., Stepanov A.G., Freude D. Propane aromatization on Zn-modified zeolite BEA studied by solid – state NMR in situ. // J. Phys. Chem.: C. – 2010. – V. 114. – № 29. – P. 12681–12688.
14. Rodrigues V.D.O., Eon J.-G., Faro Jr. A.C. Correlations between dispersion, acidity, reducibility, and propane aromatization activity of gallium species supported on HZSM5 zeolites // J. Phys. Chem. C. – 2010. – V. 114. – P. 4557-4567.
15. Xiao H., Zhang J., Wang X., Zhang Q., Xie H., Han Y., Tan Y. A highly efficient Ga/ZSM-5 catalyst prepared by formic acid impregnation and in situ treatment for propane aromatization. // Catalysis Science and Technology. – 2015. – V. 5. – P. 4081-4090.
16. Asaftei I.V., Lungu N.C., Birsa M.L., Sarbu L.G., Ignat M., Sandu. Conversion of light hydrocarbons from petroleum refining processes over Zn-HZSM-5 (nitrate) and Zn-HZSM-5 (acetate) catalyst a comparative study. // Revista de Chimie – 2016. – V. 67. – P. 1523-1528.
17. Choi S.-W., Kim W.-G., So J.-S., Sievers C., Sholl D.S., Nair S., Jones C.W., Moore J.S., Liu Y., Dixit R.S., Pendergast J.G. Propane dehydrogenation catalyzed by gallosilicate MFI zeolites with perturbed acidity. // J. Catal. – 2017. – V. 345. – P. 113-123.
18. Liu R.-L., Zhu H.-Q., Wu Z.-W., Qin Z.-F., Fan W.-B., Wang J.-G. Aromatization of propane over Ga-modified ZSM-5 Catalysts. // Ranniao Huaxue Xuebao. – 2015. – V. 43. – P. 961-969.
19. Safronova S.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Catalytic activity of Ga-containing zeolite catalysts in the coupled reforming of methanol and C₃-C₄ alkanes. // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2008. – V. 42. – № 5. – P. 550–555.
20. Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Егорова Л.А. Получение ароматических углеводородов из низших алканов C₃-C₄ на цеолитсодержащих катализаторах. // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 10, ч. 3. – С. 433–437.
21. Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Вайсбеккер М.С., Егорова Л.А. Конверсия попутных нефтяных газов C₃-C₄ на цеолитсодержащих катализаторах, модифицированных гетерополисиоцидными соединениями состава Mo-P-Co. // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 7. – С. 7–11.
22. Pidko E.A., Santen R.A.V. Activation of light alkanes over zinc species stabilized in ZSM-5: A comprehensive DFT study. // J. Phys. Chem.: C. – 2007. – V. 111. – № 6. – P. 2643 – 2655.
23. Bhan A., Delgass W.N., Propane aromatization over HZSM-5 and Ga/HZSM-5 catalysts. // Catalysis Reviews – Science and Engineering. – 2008. – V. 50. – № 1. – P. 19–151.

24. Bai L.Y., Zhou Y.M., Zhang Y.W., Liu H., Tang. Influence of Calcium Addition on Catalytic Properties of PtSn/ZSM-5 Catalyst for Propane Dehydrogenation. // Catal. Lett. – 2009. – V. 129. – P. 449–456.
25. Choudhary V.R., Mantri K., Sivadinarayana C. Influence of zeolite factors affecting zeolitic acidity on the propane aromatization activity and selectivity of Ga/H-ZSM-5// Microporous and Mesoporous Materials.– 2000. – V. 37. – № 1-2. – P. 1–8.
26. Asachenko E.V., Rodina O.V., Ordonskii V.V., Gurev Yu.V., Ivanova I.I. Specifics of the deactivation of acid and zinc-containing propane aromatization catalysts.// Petroleum Chemistry. – 2008. – V. 48. – № 2. – P. 100 – 104.
27. Erofeev Vladimir I., Khasanov Vyacheslav V., Dzhaliilova Sofia N., Reschetilowski Wladimir P., Syskina Anna A., Bogdankova Lybov A. Acidic and Catalytic Properties of Zeolite Modified by Zinc in the Conversion Process of Lower C₃–C₄ Alkanes // Catalysts. – V. 9. – issue5.- art.421 <https://doi.org/10.3390/catal9050421>.
28. Bhan A., Delgass W.N., Propane aromatization over HZSM-5 and Ga/HZSM-5 catalysts. // Catalysis Reviews – Science and Engineering. – 2008. – V. 50. – № 1. – P. 19–151.
29. Rodrigues V.D.O., Faro Junior A.C. On catalyst activation and reaction mechanisms in propane aromatization on Ga/HZSM5 catalysts. // Appl. Catal. A: General. – 2012. – V. 435-436. – P. 68 – 77.
30. Xiao H., Zhang J., Wang P., Zhang Z., Zhang Q., Xie H., Yang G., Han Y., Tan. Mechanistic insight to acidity effects of Ga/HZSM-5 on its activity for propane aromatization. // RSC Advances. – 2015. – V. 112. – P. 92222-92233.
31. Rodrigues V.D.O., Vasconcellos F.J. Jr., Junior A.C. Faro. Mechanistic studies through H-D exchange reactions: Propane aromatization in HZSM5 catalysts. // J. Catal. – 2016. – V. 344. – P. 252 – 262.

ДЕСТРУКЦИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

М.А. Воронин, Н.Н. Свириденко, А.К. Головки

Научный руководитель - научный сотрудник Н.Н. Свириденко

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Республика Татарстан располагает существенными запасами тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов, в том числе, и в районах добычи нефти. Однако, несмотря на то, что в распределенном фонде недр Татарстана числятся крупные месторождения высоковязких нефтей, их промышленное освоение идет медленными темпами, а месторождения природных битумов находятся в стадии исследования. Основной причиной этого является – низкая рентабельность их освоения, что обусловлено особенностями их состава и свойств [1].

Тяжелые нефти и природные битумы характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими значениями плотности и вязкости, повышенной коксуетемостью, что приводит к высокой себестоимости добычи, практически невозможной транспортировке по существующим нефтепроводам и нерентабельной, по классическим схемам, нефтепереработке. Снижение эксплуатационных затрат и повышение конкурентоспособности их добычи и переработки может быть достигнуто только за счет применения эффективных технологий, принципиально нового оборудования, мер экономического стимулирования [2].

Цель данной работы – изучить трансформацию смол и асфальтенов тяжелой нефти после проведения термо- и каталитического крекинга.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Зюлеевского месторождения. Физико-химические характеристики нефти представлены в таблице 1. Данный объект является высокосернистым (содержание серы 4,53 %), с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (31,8 % мас.), атомное отношение Н/С составляет – 1,69. Так же в данном объекте содержится небольшое количество светлых фракций, выкипающих в интервале нк-200 °С и 200-360 °С – 13,5 и 17,3 % соответственно. Содержание фракции вакуумных газойлей (360-476 °С) составило 25,1 % мас., а фракций выкипающих выше 476 °С – 44,1 % мас.

Таблица 1

Физико-химическая характеристика Зюлеевской нефти

| Параметр | Содержание, % мас |
|----------------------------|-------------------|
| Вязкость при 20 °С, сСт | 742,9 |
| Плотность при 20 °С | 940,0 |
| атомное отношение Н/С | 1,69 |
| Содержание серы | 4,53 |
| Вещественный состав, % мас | |
| Масел | 68,2 |
| Смол | 22,5 |
| Асфальтенов | 9,3 |
| Фракционный состав, % мас. | |
| НК-200 | 13,5 |
| 200-360 | 17,3 |
| 360-476 | 25,1 |
| >476 | 44,1 |

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

Из данных представленных в таблице 2 видно, что при увеличении температуры крекинга наблюдается разрушение высокомолекулярных компонентов нефти, а именно смол и асфальтенов. За счет их высокой деструкции увеличивается выход газообразных продуктов и масел. Коксообразование не высокое при 450 °С составило 0,8 %, в этих условиях содержание асфальтенов уменьшилось на 2,3 % мас., это указывает на то, что часть асфальтенов данного сырья легко подвергается деструкции с образованием компонентов меньшей молекулярной массы.

Таблица 2

Влияние температуры крекинга на состав получаемых продуктов при продолжительности 60 минут

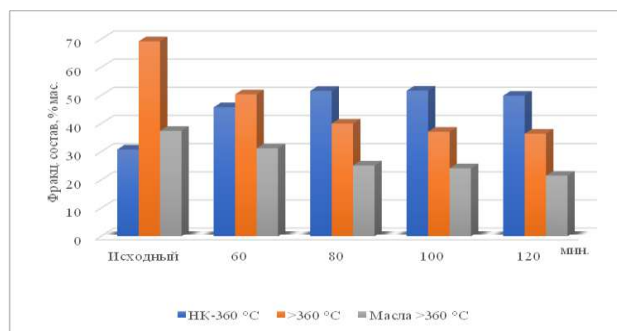
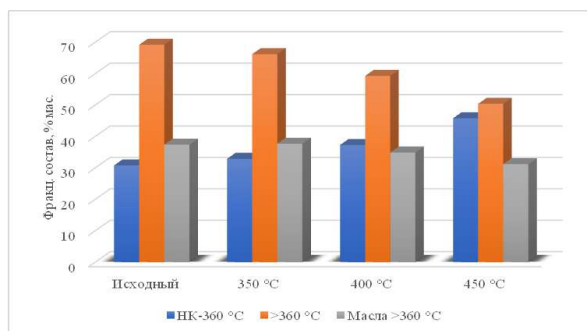
| Параметр | Содержание, % мас. | | | Вещественный состав, % мас. | | |
|----------|--------------------|----------|------|-----------------------------|-------|------------|
| | Газ | Жидкость | Кокс | Масла | Смолы | Асфальтены |
| Исходный | 0,0 | 100 | 0,0 | 68,2 | 22,5 | 9,3 |
| 350 °С | 0,8 | 99,1 | 0,1 | 70,6 | 19,0 | 9,5 |
| 400 °С | 3,2 | 96,6 | 0,2 | 72,2 | 16,2 | 8,2 |
| 450 °С | 4,5 | 94,7 | 0,8 | 77,0 | 10,7 | 7,0 |

Изучение влияния продолжительности процесса при 450 °С показано в таблице 3. Содержание газообразных продуктов увеличилось с 4,5 до 6,9 % при изменении продолжительности крекинга с 60 до 120 минут, однако коксообразование ускоряется значительно и изменяется с 0,8 до 6,8 % мас. Содержание смол остается приблизительно на одном уровне, тогда как выход масел снижается с 77 до 71 % мас. Это указывает, что при увеличении продолжительности ускоряются реакции, протекающие по пути масла => смолы => асфальтены => кокс.

Таблица 3

Влияние продолжительности крекинга на состав получаемых продуктов при температуре 450 °С

| Параметр | Содержание, % мас. | | | Вещественный состав, % мас. | | |
|-----------|--------------------|----------|------|-----------------------------|-------|------------|
| | Газ | Жидкость | Кокс | Масла | Смолы | Асфальтены |
| Исходный | 0,0 | 100 | 0,0 | 68,2 | 22,5 | 9,3 |
| 60 минут | 4,5 | 94,7 | 0,8 | 77,0 | 10,7 | 7,0 |
| 80 минут | 5,0 | 91,6 | 3,4 | 76,7 | 10,3 | 4,6 |
| 100 минут | 5,5 | 88,8 | 5,7 | 75,8 | 10,1 | 2,9 |
| 120 минут | 6,9 | 86,3 | 6,8 | 71,4 | 11,5 | 3,4 |



**Рис.1 Влияние условий крекинга на фракционный состав получаемых продуктов:
а - от температуры; б - от продолжительности**

Анализ фракционного состава жидких продуктов крекинга показал, что крекинг при разной температуре (Рис. 1а) приводит к увеличению выхода светлых фракций, выкипающих до 360 °С, на 15 % мас., за счет деструкции смол и асфальтенов, а также незначительно за счет разрушения масел. Влияние времени процесса на фракционный состав представлено на рисунке 1б. Из него видно, что после 80 минут крекинга содержание светлых фракций максимально и составляет 51,6 % мас., тогда как дальнейшее увеличение продолжительности не приводит к увеличению светлых фракций. Снижение масел входящих в состав фракций выкипающих выше 360 °С при увеличении времени крекинга с 60 до 120 минут, снижается на 10 % мас., что также может косвенно указывать на протекание процесса масла => смолы => асфальтены => кокс

Таким образом, установлено влияние температуры и продолжительности крекинга на состав получаемых продуктов крекинга. Выявлено, что увеличение продолжительности крекинга приводит к ускорению газо- и коксообразованию, в первую очередь за счет реакций конденсации. Показано, что максимальное образование светлых фракций при невысоких выходах побочных продуктов достигается при продолжительности 80 минут и температуре 450 °С

Работа выполнена в рамках госзадания, проект V.46.2.2

Литература

1. Каюкова Г.П. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах / Петров С.М., Успенский Б.В. – М.: ГЕОС, 2015. – 343 с.
2. Грачёв И.Д. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений [Электронный ресурс] // Экологический вестник России: научно-практический журнал. 2013.

**ОБЖИГ ЗАУГЛЕРОЖЕННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ
ОКСИДАМИ ВИСМУТА И ОЛОВА**

Л.В. Величкина

Научный руководитель - доцент Л.А. Егорова

Национальный исследовательский Томский государственный университет, Томск, Россия

Каталитическая обработка бензиновых фракций позволяет получить моторное топливо более высокого качества. Эффективными катализаторами переработки углеводородного сырья являются цеолиты, модифицированные оксидами р- и d-элементов. В работах Ерофеева В.И. и его коллег показано, что модифицирование синтетических цеолитных катализаторов сложными оксидами, оксометаллатами, гетерополисоединениями (ГПС) приводит к повышению выхода высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов. Модифицирование цеолита методом пропитки солянокислыми растворами солей ГПС системы (Mo-Vi-Co-O) в кол-ве 1-3% масс. позволяет повысить выход ароматических углеводородов до 30%. Не только структурированные оксосоединения, но и сложные оксиды повышают каталитическую активность цеолитных катализаторов. Так, введение сложных оксидов олова и висмута позволяет повысить количество ароматических углеводородов на 6-8 %.

Однако следует обратить внимание на то, что эффективно добавление только малых количеств оксидных модификаторов. При увеличении количества модифицирующей добавки до 5% масс. каталитическая активность исходного цеолита снижается.

Очевидно, при модификации методом пропитки насыщенными растворами соединений олова и висмута увеличение их концентрации приводит к изменению распределения пор по объему катализатора.

В процессе каталитического действия по истечению времени катализатор теряет свою активность из-за отложения на его поверхности углеродных образований, количество которых зависит как от интенсивности процесса, так и от свойств модифицирующих добавок. В данной работе представлены результаты исследования процесса отжига отработанных цеолитных катализаторов, модифицированных оксидами олова и висмута.

В качестве модификаторов использовались оксиды олова и висмута, полученные способом, основанным на совместном осаждении соответствующих гидроксидов. Использованный золь-гель метод является одним из распространенных способов получения материалов с однородным распределением компонентов. Алгоритм синтеза может быть представлен последовательностью операций: приготовление растворов $\text{SnCl}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ и $\text{Bi}(\text{NO}_3)_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$, смешение реагентов и осаждение золь-гидроксидов олова и висмута 25%-м раствором аммиака. Осаждение вели до образования белого осадка гидроксидов, контролируя значение pH. Согласно расчетам, выполненным по значениям $\text{PP}(\text{Sn}(\text{OH})_2) = 6,3 \cdot 10^{-27}$, $\text{PP}(\text{Sn}(\text{OH})_4) = 1 \cdot 10^{-57}$, $\text{PP}(\text{Bi}(\text{OH})_3) = 3 \cdot 10^{-36}$, осаждение считали законченным при $\text{pH} = 10$. Систему оставляли на сутки для установления равновесия.

После окончания седиментации осадок отделили и полученные гели высушивали при 60 °С в сушильном шкафу до постоянной массы. Ксерогели использовали при модифицировании высококремнеземного цеолита H-ЦКЕ-Г. Модифицирование проводили методом пропитки, с учетом количества модифицирующей добавки от 1 до 5% масс. Модифицированные цеолиты исследовали в качестве катализаторов ароматизации прямогонных бензиновых фракций.

Отработанные цеолиты представляют собой гранулы, покрытые темно-серой пленкой. Для регенерации катализаторов необходимо проводить их высокотемпературную обработку в окислительной атмосфере для удаления углеродных отложений. Процесс отжига был смоделирован температурной программой синхронного термоанализатора STA 449 Jupiter. Выбор интервала температур для регенерации модифицированных катализаторов проводили по результатам термического анализа, выполненного в воздушной атмосфере со скоростью нагрева 10 град/мин.

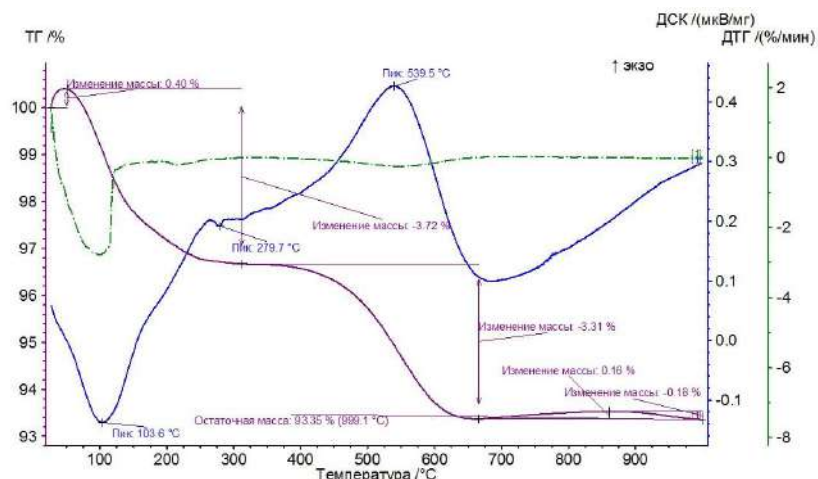


Рис.1 Термограмма образца состава 1% (Sn-Bi-O)/99% Н-ЦКЕ-Г

Полученные термограммы типовые для всех исследуемых составов модифицированных цеолитов (рис.) На термоаналитических кривых выделяются два температурных интервала: низкотемпературный, характеризующийся удалением связанной воды и сопровождающийся эндотермическим эффектом, с температурой максимальной скорости дегидратации 100 °С; и высокотемпературный, соответствующий окислению углеродных отложений с выделением тепла и температурой максимальной скорости отжига 500 °С (Таблица). Наибольший интерес представляет температурный интервал 300-700°С, связанный с выгоранием углерода, который может быть использован для выбора условий регенерации катализатора.

Таблица

Результаты температурной обработки модифицированных цеолитов

| Номер образца | Состав катализатора | Остаточная масса при 1000 °С, % масс. | Потеря массы до 400 °С, % масс. | Потеря массы до 700 °С, % масс. | Температура максимальной скорости отжига, °С |
|---------------|---------------------|---------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--|
| 1 | +5% Sn:Bi (1:5) | 92,14 | -4,10 | -3,61 | 482,9 |
| 2 | +5% Sn:Bi (1:10) | 90,98 | -4,27 | -4,58 | 528,7 |
| 3 | +1% Sn:Bi (15:1) | 93,35 | -3,72 | -3,31 | 537 |
| 4 | +3% Sn:Bi (15:1) | 92,27 | -1,94 | -4,95 | 539,3 |

Сопоставительный анализ хода термогравиметрических кривых в этом температурном диапазоне показывает, что скорости процессов выгорания зависят от количества модифицирующей добавки.

Наибольшая скорость выгорания (16,5 мг/сек) наблюдается у образца цеолита, содержащего 3 % масс. модифицирующей добавки из оксидов олова и висмута. Наименьшая скорость – 11,4% масс. - у образца цеолита, содержащего 5 % масс. Очевидно, что при содержании модифицирующей добавки порядка 3% масс. не изменяется степень развитости поверхности цеолита, проявляющаяся как в повышении его каталитического действия, так и в высокой скорости выгорания углерода.

Таким образом:

- модифицирование цеолита оксидами олова и висмута изменяет каталитическую активность Н-ЦКЕ-Г и увеличивает выход высокооктановой фракции бензинов

- оптимальная концентрация модифицирующей добавки 3 % масс.

- интервал температур отжига обработанного катализатора на воздухе 480-540 °С.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ ZN-АЛЮМОСИЛИКАТА В ПРОЦЕССЕ АРОМАТИЗАЦИИ ПРОПАНА

А. А. Восмериков, Л.Н. Восмерикова

Научный руководитель - старший научный сотрудник Л.Н. Восмерикова
**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
 Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия**

Рациональное использование попутного нефтяного газа является крайне актуальной задачей для нашей страны в последние два десятилетия. За это время Россия вышла на первое место в мире по объемам его сжигания в факелах на месторождениях. В результате не только теряется невозполнимый энергетический ресурс, являющийся к тому же и ценным химическим сырьем, но и наносится огромный ущерб окружающей среде. Кроме этого, в последние годы в связи с истощением крупных месторождений и вводом в эксплуатацию большого числа мелких месторождений вопрос утилизации попутного газа становится ещё более актуальным. Оптимальное его решение связано с разработкой и созданием эффективных технологий получения ценных химических продуктов из попутного нефтяного газа. Одним из перспективных процессов может стать каталитическое превращение низших алканов в жидкие углеводороды состава C_6-C_{12} с использованием цеолитсодержащих систем, среди которых особое место занимают элементоалюмосиликаты цеолитной структуры MFI со встроенными в кристаллическую решетку различными элементами, обладающие рядом индивидуальных особенностей, обусловленных природой замещающих катионов [1,3,5]. При получении элементоалюмосиликатов со структурой цеолитов типа MFI в исходную смесь вводят структурообразующие добавки, в качестве которых используют четвертичные аммониевые основания, спирты, аминоспирты, неорганические соединения и др. [2,4]. Цель данной работы – исследование влияния природы структурообразующей добавки, используемой при синтезе цинксодержащих цеолитов, на их физико-химические и каталитические свойства в процессе ароматизации пропана.

В качестве объекта исследования выступал цинксодержащий цеолит структурного типа MFI ($SiO_2/Al_2O_3 + ZnO = 40$, содержание ZnO в реакционной смеси составляло 0,82% мас., а $Al_2O_3 - 3,09\%$ мас.), полученный методом гидротермальной кристаллизации путем частичной замены алюминия на цинк. В качестве источника кремния использовали жидкое стекло состава: 7 % Na_2O , 19 % SiO_2 , 74 % H_2O , источниками оксидов алюминия и цинка служили растворы их азотнокислых солей, а структурообразующими компонентами были выбраны гексаметилендиамин (ГМДА), бутанол и бикарбонат аммония (БКА).

Для изучения процесса превращения пропана в ароматические углеводороды (АрУ) и исследования свойств катализаторов использовалась стендовая установка проточного типа. Каталитическую конверсию пропана (степень чистоты 99,95%) проводили при атмосферном давлении при варьировании температуры реакции от 450 до 600°C и объемной скорости подачи сырья 250 ч⁻¹. Продолжительность опыта при каждой температуре составляла 60 мин, до и после каждого опыта реактор с образцом продували азотом. Продукты реакции анализировали методом ГЖХ с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2».

По данным микроскопических исследований морфология и размер кристаллов Zn-AC, синтезированных с различными структурообразователями, заметно отличаются. Частицы цеолита, полученного с использованием ГМДА, имеют вид поликристаллических сфероидов, состоящих из сросшихся монокристаллов, с размерами от 3 до 8 мкм. Форма и размеры кристаллов цеолита, полученных с БКА, имеют форму призм с размерами граней 3 × 4 × 5 мкм, в основании которых находятся вытянутые шестиугольники. Кристаллы цеолита, полученного с бутанолом, имеют неоднородный состав, встречаются как мелкие, так и крупные частицы.

Активность и селективность каталитического действия цеолитов в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды зависят от их кислотных характеристик, которые определяются составом катализатора. Результаты исследования кислотных свойств образцов представлены в табл. 1, из данных которой видно, что цинкалүмосиликаты имеют два типа кислотных центров, о чем свидетельствует наличие двух форм десорбции аммиака на термодесорбционном спектре: слабокислотные с температурой максимума пика $T_{\text{макс.}} = 215-235$ °C и сильнокислотные с $T_{\text{макс.}} = 445-460$ °C. Цинксодержащие цеолиты, полученные с различной структурообразующей добавкой, отличаются по кислотным свойствам и, прежде всего, по концентрации слабых кислотных центров. Использование при синтезе цинкалүмосиликата в качестве темплата ГМДА приводит к образованию цеолита с меньшей силой и концентрацией слабых кислотных центров. Цеолит, полученный с бутанолом, содержит наибольшее количество кислотных центров, их суммарная концентрация составляет 1401 мкмоль/г, что в ~1,5 раза больше, чем для цеолита, синтезированного с ГМДА. Кроме того, этот цеолит обладает и наибольшей силой кислотных центров обоих типов. Цинкалүмосиликат, полученный с БКА, по своим кислотным свойствам, незначительно отличается от Zn-AC (бутанол).

Таблица 1

Кислотные свойства цинкалүмосиликатов

| Катализатор | $T_{\text{макс.}}, \text{ } ^\circ\text{C}$ | | Концентрация, мкмоль/г | | |
|--|---|----------|------------------------|----------|--------------|
| | T_I | T_{II} | C_I | C_{II} | C_{Σ} |
| Zn-AC (ГМДА) | 215 | 445 | 620 | 294 | 914 |
| Zn-AC (БКА) | 230 | 450 | 981 | 360 | 1341 |
| Zn-AC (бутанол) | 235 | 460 | 1036 | 365 | 1401 |
| 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. | | | | | |

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

Результаты испытания цинкалмосиликатов, синтезированных с различными структурообразователями, представлены в табл.2. Как видно из приведенных данных, наиболее высокую ароматизирующую активность проявляет катализатор Zn-AC, синтезированный с использованием БКА. Выход ароматических углеводородов на нем при 550 °С составляет 42,4 % при конверсии пропана 94 %. Однако, этот образец характеризуется невысокой продолжительностью стабильной работы. Так, уже после трех часов работы активность катализаторов начинает падать, и даже последующее повышение температуры процесса до 600 °С не приводит к ее восстановлению. Цинкалмосиликат, синтезированный с использованием ГМДА, незначительно отличается по общей каталитической активности от образца, приготовленного с БКА, однако, несколько уступает ему по ароматизирующей активности. Наименьшую ароматизирующую активность из всех исследуемых катализаторов проявляет образец Zn-алюмосиликата, полученного с использованием бутанола.

Таблица 2

Влияние природы структурообразующего агента на основные показатели процесса ароматизации пропана на цинкалмосиликатах

| Катализатор | T, °C | X, % | Y _{ар} , % | S _{ар} , % | S _{кр} , % | S _{дег} , % | S _{H2} , % |
|-----------------|-------|------|---------------------|---------------------|---------------------|----------------------|---------------------|
| Zn-AC (ГМДА) | 450 | 40 | 2,3 | 5,7 | 66,7 | 9,7 | 1,9 |
| | 500 | 77 | 22,3 | 28,8 | 59,2 | 7,8 | 2,0 |
| | 550 | 97 | 36,5 | 37,5 | 54,9 | 5,2 | 2,3 |
| | 600 | 100 | 40,2 | 40,3 | 53,4 | 3,0 | 3,3 |
| Zn-AC (БКА) | 450 | 35 | 3,4 | 9,8 | 69,4 | 5,1 | 5,6 |
| | 500 | 76 | 35,4 | 46,8 | 44,6 | 3,7 | 3,9 |
| | 550 | 94 | 42,4 | 45,2 | 46,7 | 3,4 | 4,6 |
| | 600 | 80 | 39,5 | 49,1 | 33,5 | 12,1 | 4,5 |
| Zn-AC (Бутанол) | 450 | 26 | 1,8 | 7,2 | 60,9 | 7,9 | 3,7 |
| | 500 | 60 | 19,5 | 32,4 | 31,9 | 7,5 | 3,5 |
| | 550 | 75 | 29,9 | 40,0 | 44,7 | 9,9 | 4,0 |
| | 600 | 27 | 6,9 | 25,4 | 27,2 | 47,2 | 3,3 |

Примечание. X – конверсия пропана; Y_{ар} – выход ароматических углеводородов; S_{ар}, S_{кр} и S_{дег} – селективность образования продуктов ароматизации, крекинга и дегидрирования; S_{H2} – селективность образования водорода.

Результаты исследования состава катализата показали, что основными жидкими продуктами превращения пропана на Zn-AC являются бензол, толуол, алкилбензолы C₈-C₁₀, а также высокомолекулярные ароматические соединения, включая нафталин и его производные. По количественному соотношению ароматические углеводороды, образующиеся на Zn-AC, полученных с различной структурообразующей добавкой, отличаются. На цеолите, синтезированном с бутанолом, образуется больше БТК-фракции и меньше нафталиновых углеводородов. Наибольшее количество алкилбензолов C₉₊ (4,0 %) получается на цеолите, синтезированном с ГМДА. На цеолите, синтезированном с БКА, образуется меньше всего БТК-фракции (75,8 %) и большее количество нафталиновых углеводородов. Различия, проявляющиеся в составе образующихся на исследуемых катализаторах продуктов реакции, обусловлены различной скоростью протекания на них отдельных стадий процесса, т.е. на свойства катализатора оказывает существенное влияние природа структурообразующей добавки, используемой при синтезе.

Побочные продукты представлены газообразными углеводородами – метаном и этаном, в незначительном количестве присутствуют водород и олефины C₂-C₄. На образце Zn-AC, синтезированном с ГМДА, образуется больше продуктов крекинга, чем на других образцах. Наибольшее количество олефиновых углеводородов содержится в продуктах, образующихся на образце Zn-AC (бутанол), а наименьшее на катализаторе Zn-AC, синтезированном с БКА. Низкое содержание в продуктах реакции олефинов указывает на то, что они являются промежуточными продуктами, которые активно вступают в дальнейшие взаимодействия, приводящие к получению ароматических углеводородов.

Таким образом, Zn-алюмосиликаты, синтезированные из щелочных алюмокремнегелей с использованием различных структурообразующих добавок, различаются по своим физико-химическим и каталитическим свойствам в процессе ароматизации пропана, что обусловлено локальными неоднородностями в распределении алюминия в алюмосиликатном кристаллическом каркасе и различной кислотностью каталитических систем. Наибольшей ароматизирующей активностью обладает Zn-содержащий катализатор, синтезированный с использованием в качестве структурообразующей добавки бикарбоната аммония.

Литература

1. Victor de O. Rodrigues, Arnaldo C. Faro Junior. On catalyst activation and reaction mechanisms in propane aromatization on Ga/HZSM5 catalysts // Applied Catalysis A: General. – 2012. – Vol. 435-436. – Pp. 68-77.
2. Баррер Р. Гидротермальная химия цеолитов: Пер. с англ. – М.: Мир, 1985. – 420 с.
3. Зайковский В.И., Восмеригова Л.Н., Восмеригов А.В. Природа активных центров In-, Zr- и Zn-алюмосиликатов структурного типа цеолита ZSM-5 // Журнал физической химии. –2018. – № 4. – Т. 92. – С. 589-595.
4. Коробицына Л.Л., Арбузова Н.В., Восмеригов А.В. Физико-химические свойства и активность Mo-содержащих цеолитных катализаторов неокислительной конверсии метана // Журнал физической химии. – 2013. – Т. 87. – № 6. – С. 941-944.

5. Липидус А.Л., Дергачев А.А. Превращения низкомолекулярных алифатических углеводородов на цеолитных катализаторах // Газохимия. – 2008. – С. 16-26.

ТЕРМИЧЕСКАЯ СТАБИЛЬНОСТЬ КОМПОНЕНТОВ ГУДРОНОВ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА

А.В. Гончаров, Е.Б. Кривцов, А.К. Головки

Научный руководитель - старший научный сотрудник Е.Б. Кривцов

**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирское отделение Российской академии наук, г. Томск, Россия**

В связи со снижением запасов легких нефтей, возрастает необходимость переработки тяжелых нефтей с высоким содержанием остаточных фракций (гудрон, мазут) в светлые фракции (бензиновая, дизельная) [3, 5]. Но высокое содержание смолисто-асфальтеновых веществ и гетероатомных соединений значительно осложняют переработку, вследствие чего, глубина переработки тяжелого сырья остается невысокой [1, 4, 8]. Таким образом, разработка эффективных негидрогенизационных методов облагораживания тяжелых нефтяных остатков позволит получать нефтепродукты с низким содержанием высокомолекулярных и гетероатомных соединений и высоким содержанием дистиллятных фракций [2].

Цель работы заключалась в исследовании состава и выявлении основных закономерностей термической деструкции компонентов гудронов различного состава.

Объектами исследования являлись гудроны Новокуйбышевского НПЗ, Омского НПЗ и гудрон, полученный из нефти Зюзеевского месторождения, в состав которых входит высокое содержание смолисто – асфальтеновых веществ: смол от 33,1 до 37,8 % мас., асфальтенов до 20,5 % мас., гудроны являются высокосернистыми, что характеризует их как неподходящее сырье для получения бензинов и дизельных топлив. Основные физико-химические характеристики объектов исследования представлены в таблице 1.

Крекинг проводился в реакторах-автоклавах объемом 12 см³ при температуре 500 °С и продолжительности от 15 до 60 минут. Масса навески гудрона составляла около 7 г. При проведении эксперимента фиксировалась масса пустого реактора и масса реактора с загруженным в него образцом. После проведения термической обработки сырья, выход газообразных продуктов определяли по потере массы реактора с образцом после удаления из реактора газовых продуктов. Полученная разница между массой реактора до эксперимента и после определялась как кокс.

Групповой состав сырья и продуктов крекинга определяли по традиционной схеме: сперва устанавливали содержание асфальтенов в образце «холодным» методом Гольде. Затем концентрацию масел и смол в полученных мальтенах определяли адсорбционным способом, нанося анализируемый продукт на активированный силикагель АСК, помещая смесь в экстрактор Сокслета и последовательно вымывая углеводородные компоненты: масла - н-гексаном и смолы – этанол-бензольной смесью 1:1.

Таблица 1

Физико-химические свойства объектов исследования

| Объект исследования Показатели | Гудрон Новокуйбышевского НПЗ | Гудрон нефти Зюзеевской | Гудрон Омского НПЗ |
|-----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| Элементный состав, % мас.: | | | |
| Содержание сера | 3,04 | 6,43 | 1,8 |
| Н/С | 1,56 | 1,41 | 1,59 |
| Фракционный состав, % мас.: | | | |
| T _{н.к.} | 343,0 | 474,0 | 224,0 |
| 200-360 | 1,4 | отс. | 0,0 |
| 360-500 | 77,9 | отс. | 25,9 |
| >500 | 20,7 | отс. | 74,1 |
| Вещественный состав, % мас.: | | | |
| Масла | 60,7 | 41,7 | 65,8 |
| Смолы | 33,6 | 37,8 | 33,1 |
| Асфальтены | 5,7 | 20,5 | 1,1 |
| Молекулярная масса, а.е.м. | | | |
| Смолы | 600 | н.о. | н.о. |
| Асфальтены | 718 | н.о. | н.о. |

Материальный баланс и вещественный состав сырья и продуктов крекинга представлен в таблице 2. Было установлено, что объекты исследования в своем составе содержат значительное количество смолисто - асфальтеновых компонентов, при термообработке происходит деструкция преимущественно смол с образованием нефтяного кокса и газа [6]. Крекинг гудрона Новокуйбышевского НПЗ (15 минут) приводит к увеличению содержания асфальтенов в жидких продуктах, за счет разрушения компонентов смол. При увеличении продолжительности процесса содержание смол снижается на 76, асфальтенов – на 86 % отн. (по сравнению с исходным гудроном) вероятно, вследствие интенсивной деструкции этих компонентов с увеличением выхода газа и

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

кокса. Это приводит к увеличению содержания серы в маслах, за счет попадания низкомолекулярных серосодержащих фрагментов смол и асфальтенов в состав масел [7].

Таблица 2

Состав продуктов крекинга гудронов при температуре 500°C

| Продолжительность | Содержание компонентов (S _{общ.}), % мас. | | | | | |
|-------------------------------------|---|-------------|------|-------------|-------|------------|
| | Газ | Жидкость | Кокс | Масла | Смолы | Асфальтены |
| гудрон Новокуйбышевского НПЗ | | | | | | |
| Исходный гудрон | 0 | 100 (3,04) | 0 | 60,7 (1,39) | 33,6 | 5,7 |
| 15 мин | 18,4 | 81,3 (2,41) | 0,3 | 58,6 (1,36) | 16,5 | 6,2 |
| 60 мин | 26,2 | 57,8 (2,84) | 16,0 | 48,0 (1,86) | 9,0 | 0,8 |
| гудрон Зюзееской нефти | | | | | | |
| Исходный гудрон | 0 | 100 (6,43) | 0 | 41,7 (1,82) | 37,8 | 20,5 |
| 15 мин | 10,4 | 72,1 (3,74) | 17,5 | 53,5 (1,80) | 9,9 | 8,7 |
| 60 мин | 20,7 | 41,4 (1,78) | 37,9 | 34,0 (1,54) | 6,8 | 0,6 |
| гудрон Омского НПЗ | | | | | | |
| Исходный гудрон | 0 | 100 (1,80) | 0 | 65,6 | 32,8 | 1,6 |
| 15 мин | 7,9 | 87,1 (1,05) | 5,0 | 66,9 (0,53) | 14,9 | 5,3 |
| 60 мин | 31,6 | 49,5 (0,29) | 18,9 | 40,7 (0,18) | 8,1 | 0,7 |

Установлено, что исходный гудрон из Зюзееской нефти содержит значительное количество высокомолекулярных соединений (смол – 37,8 % мас., асфальтенов – 20,5 % мас.), что упрощает коксообразование, в отличие от крекинга гудронов Омского и Новокуйбышевского НПЗ, когда на начальных этапах крекинга преобладают реакции новообразования асфальтенов, с последующим уплотнением в твердый продукт. При продолжительности крекинга 15 минут содержание масел в жидких продуктах увеличивается за счет деструкции смол с образованием компонентов масел и газообразных продуктов. При длительности процесса 60 минут наблюдается значительное снижение количества асфальтенов в жидких продуктах крекинга (на 98 % отн. меньше, чем в исходном гудроне), вероятно, вследствие их уплотнения с образованием твердых продуктов крекинга. Протекают реакции термодеструкции смол – их содержание снижается на 82 % отн., содержание серы в жидких продуктах уменьшается на 72 % отн. (по сравнению с исходным гудроном), вероятно вследствие частичной конденсации серосодержащих соединений в кокс и образования газообразных сернистых соединений.

Показано, что при крекинге гудрона Омского НПЗ (15 мин) протекает процесс деструкции смол с образованием компонентов масел и асфальтенов, которые в свою очередь являются прекурсорами образования кокса. Дальнейшее увеличение продолжительности процесса приводит к интенсификации реакций деструкции высокомолекулярных компонентов и как следствие увеличивается газо- и коксообразования. Содержание смол в жидких продуктах снижается (по сравнению с исходным гудроном) практически на 76 % отн. При продолжительности процесса крекинга гудрона Омского НПЗ 60 минут содержание S_{общ.} в жидких продуктах снижается на 84 % отн. (по сравнению с исходным гудроном) за счет конденсации серосодержащих соединений в твердые продукты крекинга.

Литература

1. Елецкий П. М. Облагораживание тяжелого нефтяного сырья в присутствии воды // Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2017. – Т. 4, – №. 10. – С. 545-572.
2. Окунев А.Г., Пархомчук Е.В., Лысиков А.И., Парунин П.Д., Семейкина В.С., Пармон В.Н. Каталитическая гидропереработка тяжелого нефтяного сырья // Успехи химии. – 2015. – № 9. – С. 987–999.
3. Суханов А.А., Петрова Ю.Э. Ресурсная база попутных компонентов тяжёлых нефтей России. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – С. 1–11.
4. Faisal S. AlHumaidan, Andre Hauser, Mohan S. Rana, Haitham M.S. Lababidi, Montaha Behbehani Changes in asphaltene structure during thermal cracking of residual oils: XRD study // Fuel. – 150 (2015). – P. 558–564.
5. Haitham M.S. Lababidi, Hawraa M. Sabti, Faisal S. AlHumaidan Changes in asphaltenes during thermal cracking of residual oils // Fuel. – 117 (2014). – P. 59–67.
6. Karpov Y., Krivonosova A., Krivtsov E., Golovko A., Krivtsova N. Heat Treatment Condition Influence on Novokuibyshevsk Vacuum Residue Component Composition // Procedia Chemistry. – 10 (2014). – P. 424 – 429.
7. Menoufy M.F., Ahmed H.S., Betiha M.A., Sayed M.A. A Comparative study on hydrocracking and hydrovisbreaking combination for heavy vacuum residue conversion // Fuel. – 119 (2014). – P. 106 – 110.
8. Shuang-Mei Xin, Qing-Kun Liu, Kai Wang, Yi Chen, Pei-Qing Yuan, Zhen-Min Cheng, Wei-Kang Yuan Solvation of asphaltenes in supercritical water: A molecular dynamics study // Chemical Engineering Science. – 146 (2016). – P. 115–125.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО СИНТЕЗИРОВАНИЮ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ
Е.Е. Данилова**

Научный руководитель - заведующий кафедрой недропользования Р.А. Атласов
Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Газовый гидрат - это структура, имеющая газ, заключенный в клетки молекулы воды. Он образуется при повышенных давлениях и низких температурах. Газовые гидраты встречаются в морских донных осадках и в зоне вечной мерзлоты. Они представляют собой естественное хранилище метанового газа (рис 1).



Рис.1 Образец газового гидрата в лаборатории Якутска

Получение газовых гидратов искусственным путем

Газовые гидраты возможно синтезировать искусственным путем, в лабораторных условиях. Предлагаем ознакомиться с видео-материалами лабораторных исследований, отправленный Вам из почты elizaveta.danilova99@mail.ru.

В лаборатории института физико-технических проблем Севера младший научный сотрудник Портнягин Альберт Серафимович продемонстрировал процесс получения газовых гидратов искусственным путем (рис. 2).



Рис. 2

Прибор, показанный на рисунке 3, называется камерой высокого давления. Манометр может показывать избыточное давление в камере. Через вентиль подают газ, производят гидраты из природного газа. Во внутрь

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

заливается определенный объем воды, затем заправляют газом. Обычно давление 80 кг/см². Это примерно 8 МПа. Далее прибор помещается в холодильник, который держит температуру ± 10 градусов и настаивается от недели до двух. В это время образуются газовые гидраты. Процесс происходит в замкнутом пространстве, так как вода к себе отбирает газ, то есть приводит из газообразного состояния в твердое. Объем газа уменьшается, и давление начинает падать. В процессе гидратообразования наблюдают за изменением давления, и как только оно перестает изменяться на каком-то определенном уровне, вода, которая находится в камере, переходит в гидрат. Когда вся вода переходит в гидрат, тогда процесс гидратообразования завершён.



Рис.3 Камера высокого давления

Перспективы применения газовых гидратов в Республике Саха (Якутия). В настоящее время происходит переход от производства электроэнергии на основе угля к газовой генерации из-за огромных выгод, поэтому в текущем контексте газовые гидраты могут быть непосредственно использованы для выработки электроэнергии. Один из самых привлекательных аспектов этого потенциального нового источника газа является то, что большие месторождения широко распространяются в морских донных осадках и в зоне вечной мерзлоты Якутии. Выгоды от использования газогидратных ресурсов могут хорошо сыграть роль в экономической деятельности, занятости населения, прочих льгот, снижению энергопотребления и т.д. Также количество диоксида углерода у газового гидрата образуется при горении метана, и он на 40% ниже, чем у угля и около 20 % ниже, чем у нефти. Благодаря этой эффективности любое выделение парниковых газов, приведет к снижению глобального загрязнения окружающей среды. Ресурсы газового гидрата могут оказаться огромными. Они рассматриваются как вариант облегчения перехода к будущему новому топливу. Поскольку наука и промышленность работают над поиском новых источников энергии, важно понимать социальные последствия развития ресурсов. Социальные последствия: повышение уровня жизни и безопасности, увеличение занятости населения, передача технических и коммерческие навыки, развитие части бюджетных доходов на местном уровне Крайнего Севера.

Автор статьи убежден, что уровень современных исследований и состояние индустрии позволяют раскрыть любые сложности на этом пути. Мир вынужден искать и находить новые минеральные источники экологически чистой энергии. Таким сырьем являются, в частности, природные газогидраты, так как в них имеется огромное количество метана. Даже небольшая часть, из которых могла удовлетворить энергетические потребности мира на протяжении веков.

Литература

1. Дядин Ю. А., Гуцин А. Л. Газовые гидраты//Соросовский образовательный журнал, №3, 1998.
2. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992.-236 с.
3. Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А., Трофимук А.А., Черский Н.В. Обнаружение газогидратной залежи. Доклады АН СССР. - М., 1971. - С. 197 - 206.
4. Соловьёв В. А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое. // Российский химический журнал, т. 48, № 3, 2003, с. 59-69.
5. Якушев В.С. // Геология и геофизика. – 1989. – № 11. – с. 100-105

КИСЛОТНЫЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЛИЙСОДЕРЖАЩЕГО ЦЕОЛИТА В ПРОЦЕССЕ АРОМАТИЗАЦИИ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ

С.Н. Джалилова

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При добыче нефти на месторождениях, как правило из нефти выделяются растворенные газообразные легкие углеводороды [1], получившие название «попутные нефтяные газы». Попутные нефтяные газы извлекают из нефти методом сепарации, выделяют тяжелые углеводороды $C_2 - C_7$ (ШФЛУ) и метан. В настоящее время на большинстве нефтедобывающих промыслах в мировом масштабе попутные нефтяные газы сжигают на «факелах», загрязняя окружающую среду.

Одно из направлений повышения уровня использования попутного нефтяного газа является процесс превращения газов в жидкость, позволяющая получать из углеводородных фракций ПНГ химические продукты с высокой добавленной стоимостью [4,5,6]. Попутные нефтяные газы могут быть конвертированы в жидкие углеводороды с использованием цеолитов семейства пентасил типа ZSM, обладающие адсорбционными и кислотными свойствами.

Галлийсодержащие цеолиты семейства пентасила с высокой селективностью превращают низкомолекулярные алканы в ароматические углеводороды. Активность и селективность этих систем в ароматизации обусловлена их бифункциональными свойствами — способностью к дегидрированию насыщенных молекул с участием сильных электрооакцепторных (Льюисовских) центров (5-центры) и олигомеризующей активностью протонных кислотных центров (5-центры) 5-центры различной силы возникают после декатионирования исходных Na-форм цеолитов, тогда как сильные L-центры формируются в результате модифицирования H-форм пентасилов галлием [3].

Приготовление катализаторов ароматизации на основе пентасилов типа ZSM включает обычно несколько стадий: гидротермальную кристаллизацию щелочных алюмокремнегелей с образованием Na-формы цеолита, последующее декатионирование и, наконец, введение элемента-промотора либо пропиткой, либо ионным обменом.

В данной работе приводятся результаты исследования процесса превращения пропан-бутановой фракции на цеолитсодержащих катализаторах в высокооктановые бензины, исследование влияния природы галлия на селективность образования аренов.

Микропористые цеолиты типа ZSM-5 синтезировали из щелочных алюмокремнегелей при 170-175 °С в течение 4 сут с применением «Х-масла», побочного продукта производства капролактама. Синтез цеолитов проводили по методике, описанной в [2]. В активную форму цеолиты H-ЦКЕ-ХМ переводили путем обработки цеолита 1 М водным раствором NH_4NO_3 с последующим высушиванием и прокалкой при 600 °С. Модифицирование цеолита H-ЦКЕ-ХМ оксидом галлия в количестве 1-5 мас. % проводили методом пропитки по влагоемкости цеолита. Гранулы цеолита H-ЦКЕ-ХМ (2 x 3 мм) пропитывали водным раствором $Ga(NO_3)_3$ по влагоемкости цеолита, затем сушили 4 ч при 110 °С и прокаливали 6 ч при 600 °С. Конверсию пропан-бутановой фракции состава: метан – 0,3; этан – 3,0; пропан – 80,9; бутаны – 15,8 мас. % на модифицированном цеолитсодержащем катализаторе проводили по методике, описанной в [4-5].

По результатам экспериментальных данных можно сделать выводы, что при увеличении температуры процесса конверсии с 550 °С до 600 °С и объемной скорости подачи сырья 240 ч^{-1} на модифицированном оксидом галлия катализаторе и чистом катализаторе H-ЦКЕ –ХМ наблюдается увеличение выхода жидкой фазы, возрастает содержание БТК фракции, являющихся основными компонентами ароматических соединений. Выход газообразной фазы с увеличением температуры на всех образцах уменьшается. Основными компонентами газообразных продуктов процесса конверсии пропан-бутановой фракции в арены являются метан и этан.

Таблица

Влияние температуры на состав продуктов (мас. %) конверсии ПБФ на катализаторе H-ЦКЕ-ХМ, модифицированных 1-5% Ga_2O_3 , при объемной скорости 240 ч^{-1}

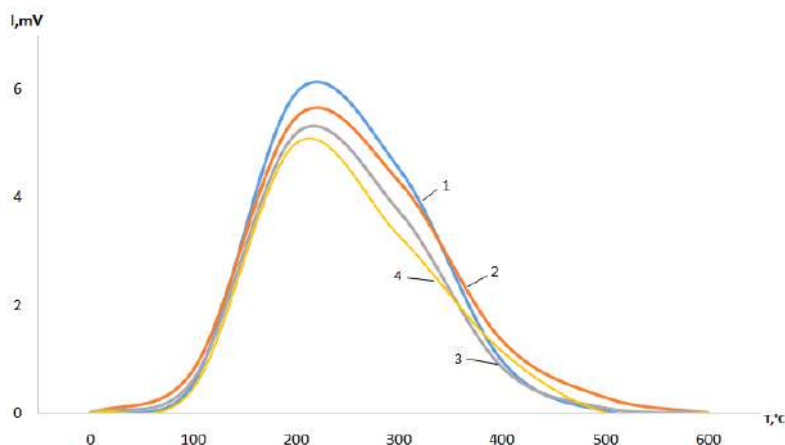
| Катализатор | H-ЦКЕ-ХМ | | | 1% Ga_2O_3 /99%H-ЦКЕ-ХМ | | | 3% Ga_2O_3 /97%H-ЦКЕ-ХМ | | | 5% Ga_2O_3 /95%H-ЦКЕ-ХМ | | |
|-----------------------|----------|------|------|---------------------------|------|------|---------------------------|------|------|---------------------------|------|------|
| | 550 | 575 | 600 | 550 | 575 | 600 | 550 | 575 | 600 | 550 | 575 | 600 |
| Конверсия, % | 79,3 | 81,6 | 80,6 | 57,3 | 64,0 | 68,1 | 82,6 | 84,9 | 85,2 | 83,8 | 84,5 | 82,1 |
| Выход газовой фазы, % | 46,8 | 41,6 | 44,0 | 55,4 | 49,5 | 46,0 | 36,9 | 35,8 | 34,9 | 34,1 | 31,6 | 31,7 |
| Выход жидкой фазы, % | 53,2 | 58,4 | 56,0 | 44,6 | 50,5 | 54,0 | 63,1 | 64,2 | 65,1 | 65,9 | 68,4 | 68,3 |
| Состав газовой фазы | | | | | | | | | | | | |
| Метан | 27,0 | 27,0 | 25,5 | 6,7 | 8,8 | 16,8 | 9,0 | 29,0 | 20,3 | 22,6 | 20,4 | 14,9 |
| Этан | 19,1 | 16,5 | 13,5 | 6,3 | 7,7 | 7,4 | 18,1 | 17,0 | 11,2 | 21,3 | 19,6 | 13,3 |
| Этилен | 4,2 | 6,1 | 9,0 | 2,8 | 3,9 | 4,9 | 3,4 | 4,7 | 6,8 | 2,3 | 3,5 | 5,1 |
| Пропан | 42,7 | 43,0 | 42,8 | 71,9 | 69,0 | 65,9 | 45,8 | 41,1 | 51,6 | 46,6 | 48,1 | 55,1 |

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Пропилен | 3,5 | 4,4 | 5,7 | 2,7 | 3,7 | 5,2 | 2,2 | 2,9 | 4,5 | 2,1 | 3,2 | 5,4 |
| Изобутан | 1,3 | 0,9 | 0,8 | 1,1 | 0,7 | 0,5 | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 |
| Бутан | 1,6 | 1,2 | 1,3 | 4,7 | 3,6 | 3,2 | 1,1 | 0,9 | 1,5 | 0,8 | 0,9 | 1,3 |
| Состав жидкой фазы | | | | | | | | | | | | |
| Бензол | 10,6 | 6,6 | 11,4 | 3,9 | 2,3 | 3,7 | 3,7 | 4,4 | 5,5 | 4,0 | 1,1 | 1,0 |
| Толуол | 38,8 | 28,4 | 38 | 40,1 | 26,4 | 21,8 | 20,9 | 25,3 | 21,5 | 39,2 | 37,5 | 29,7 |
| Этилбензол | 2,7 | 2,3 | 2,3 | 2,7 | 2,7 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | 2,5 | 1,6 | 1,7 | 1,9 |
| m-ксилол | 20,4 | 18,4 | 18,0 | 26,8 | 25,5 | 18,8 | 19,2 | 17,7 | 16,8 | 17,5 | 17,9 | 18,3 |
| p-ксилол | | | | | | | | | | | | |
| o-ксилол | 6,4 | 6,2 | 5,7 | 8,2 | 8,1 | 6,1 | 6,8 | 6,0 | 6,1 | 5,5 | 5,6 | 5,4 |
| Псевдокумол | 1,6 | 1,9 | 1,3 | 2,1 | 1,6 | 1,2 | 1,4 | 1,1 | 1,2 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| Нафталин | 6,5 | 14,6 | 9,0 | 4,4 | 8,8 | 17,3 | 20,6 | 18,3 | 22,3 | 16,1 | 17,6 | 20,5 |
| β- метилнафталин | 4,3 | 9,9 | 5,6 | 5,3 | 9,0 | 16,6 | 13,3 | 9,8 | 12,0 | 8,5 | 9,0 | 11,2 |
| α- метилнафталин | 1,5 | 3,4 | 1,8 | 0,6 | 0,8 | 1,7 | 4,5 | 3,3 | 3,7 | 2,3 | 2,3 | 2,3 |

Также были изучены кислотные свойства цеолитсодержащих катализаторов методом термодесорбции аммиака, было показано, что аммиак адсорбируется на цеолитных катализаторах в двух формах, о чем свидетельствует наличие двух форм десорбции аммиака на ТПД кривой. Низкотемпературный пик аммиака относится к десорбции аммиака со слабых, преимущественно льюисовских кислотных центров, а высокотемпературный пик аммиака характеризует десорбцию аммиака с сильных бренstedовских кислотных центров.

Для всех исследуемых катализаторов концентрация слабых кислотных центров значительно больше концентрации сильных кислотных центров. После модифицирования исходного катализатора (Н-ЦКЕ-ХМ) оксидами цинка происходит повышение концентрации слабокислотных центров. Результаты исследования кислотных свойств цеолитов, представлены на рисунке.



Примечание: 1 – Н-ЦКЕ-ХМ 2 – 3 % Ga₂O₃/99 % Н-ЦКЕ-ХМ 3 – 1% Ga₂O₃/97 % Н-ЦКЕ-ХМ
4 – 5% Ga₂O₃/95 % Н-ЦКЕ-ХМ

Рис.1 Кривые термодесорбции аммиака из Н-ЦКЕ-ХМ, модифицированных Ga₂O₃

На основе проведенных исследований можно сделать заключение, что наиболее активным катализатором в конверсии ПБФ в арены является цеолитсодержащий катализатор 5 % Ga₂O₃/95 % Н-ЦКЕ-ХМ, на котором выход аренов составляет 68,4 % при 575 °С и 240 ч⁻¹.

Литература

- Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья. Успехи современного естествознания. 2017. № 4. С. 19-23.
- Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Пат. России № 2313487. 2007. Оpubл.: 27.12.2007. Бюл. № 36.
- Закумбаева, Гаухар. Каталитические превращения газообразных углеводородов. Нефтезаменяющие процессы / Г. Закумбаева, Ш. Иткулова. — Saarbrücken: Lap Lambert, 2013. — 377 с
- Миначев Х.М., Дергачев А.А.// Успехи химии. 1990. Т.59. С.1522-1544.
- Safronova S.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Catalytic activity of Ga-containing zeolite catalysts in the coupled reforming of methanol and C₃-C₄ alkanes. Theoretical Foundations of Chemical Engineering. 2008. V. 42. N 5. P. 550-555.
- 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. Russian Journal of Physical Chemistry. 2000. V. 74. N suppl. 3. P. 537-540.

КОНВЕРСИЯ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ В АРЕНЫ НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ И АКТИВИРОВАННЫХ ПЛАЗМОЙ

С.Н. Джалилова¹, М.В. Ерофеев², В.С. Рипенко²

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

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

²Институт сильноточной электроники СО РАН, Томск, Россия

В последние годы в связи с открытием крупных газовых и нефтяных месторождений возникла острая необходимость в разработке новых процессов по переработке легкого углеводородного сырья: газовых конденсатов и попутных нефтяных газов (ПНГ) в различные ценные продукты. Одним из перспективных процессов переработки пропан-бутановой фракции (ПБФ) ПНГ может быть конверсия ПБФ в низшие олефины, арены на цеолитсодержащих катализаторах [1-5]. Целью настоящей работы являлось исследование процесса конверсии ПБФ в арены на цеолитных катализаторах, модифицированных ZnO, и активированных плазмой.

Микропористые цеолиты типа MFI синтезировали из щелочных алюмокремнегелей при 170-175 °С в течение 4 сут. с применением органической структурообразующей добавки «Х-масла», побочного продукта производства капролактама. В активную форму цеолиты Н-ЦКЕ-ХМ переводили путем обработки цеолита 1 М водным раствором NH₄NO₃ с последующим высушиванием при 110 °С и прокалкой при 600 °С в течение 4 ч. Модифицирование цеолита Н-ЦКЕ-ХМ оксидом цинка в количестве 3 мас. % проводили методом пропитки по влагоемкости цеолита. Гранулы цеолита Н-ЦКЕ-ХМ (2 x 3 мм) пропитывали водным раствором Zn(NO₃)₂ по влагоемкости цеолита, затем сушили 4 ч при 110°С и прокаливали 6 ч при 600 °С. Также были проведены исследования по влиянию плазменной активации на кислотные и каталитические свойства цеолитных катализаторов Н-ЦКЕ-ХМ, модифицированных 1 и 3 % ZnO. Активация производилась низкотемпературной плазмой диффузного разряда, формируемой в воздухе атмосферного давления при подаче 4-х наносекундного импульса напряжения амплитудой 25 кВ от генератора NPG-3500N на острый катод с малым радиусом кривизны равным 0.2 мм [8]. Максимальная концентрация электронов в плазме диффузного разряда составляла 10¹⁴ см⁻¹ при вкладываемой средней мощности 2 Вт. Образец катализатора в кварцевой кювете помещался на заземленный анод газоразрядной камеры на расстояние 8 мм от острого катода, после чего подвергался плазменной обработке в течение 10 минут с частотой 100 Гц, что соответствует 60000 импульсам. Конверсию ПБФ состава: метан – 0,3; этан – 3,0; пропан – 80,9; бутаны – 15,8 мас. % проводили на модифицированных цеолитных катализаторах по методике, описанной в [3]. Исследование процесса конверсии ПБФ на исходном цеолите Н-ЦКЕ-ХМ показало, что с ростом температуры с 550 до 600 °С и объемной скорости подачи ПБФ 240 ч⁻¹ выход жидких углеводородов повышается с 48,2 до 52,4 % (табл. 1).

Таблица 1

Влияние температуры на состав продуктов (мас. %) конверсии ПБФ на катализаторе Н-ЦКЕ-ХМ, модифицированных 3% ZnO, подверженные плазменной обработке, при объёмной скорости 240 ч⁻¹

| Катализатор | Н-ЦКЕ-ХМ | | | 3% ZnO/97%Н-ЦКЕ-ХМ | | | 3% ZnO /97%Н-ЦКЕ-ХМ плазменная обработка | | |
|-----------------------|----------|------|------|--------------------|------|------|---|------|------|
| | 550 | 575 | 600 | 550 | 575 | 600 | 550 | 575 | 600 |
| Температура, °С | 550 | 575 | 600 | 550 | 575 | 600 | 550 | 575 | 600 |
| Конверсия, % | 79,3 | 80,6 | 81,6 | 84,5 | 90,4 | 91,5 | 83,2 | 90,8 | 94,0 |
| Выход газовой фазы, % | 46,8 | 44,0 | 41,6 | 37,0 | 33,1 | 31,8 | 30,1 | 22,1 | 18,5 |
| Выход жидкой фазы, % | 48,2 | 50,0 | 52,4 | 56,0 | 58,9 | 62,2 | 63,9 | 65,9 | 66,2 |
| Состав газовой фазы | | | | | | | | | |
| Метан | 27,0 | 27,0 | 25,5 | 19,7 | 23,1 | 24,8 | 13,7 | 18,4 | 21,7 |
| Этан | 19,1 | 16,5 | 13,5 | 28,4 | 34,7 | 34,0 | 20,6 | 28,6 | 31,9 |
| Этилен | 4,2 | 6,1 | 9,0 | 2,1 | 2,5 | 4,0 | 1,8 | 2,1 | 3,0 |
| Пропан | 42,7 | 43,0 | 42,8 | 41,4 | 30,0 | 27,2 | 54,3 | 40,4 | 31,4 |
| Пропилен | 3,5 | 4,4 | 5,7 | 3,5 | 5,1 | 8,0 | 3,5 | 5,1 | 7,1 |
| Изобутан | 1,3 | 0,9 | 0,8 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,5 | 0,3 | 0,2 |
| Бутан | 1,6 | 1,2 | 1,3 | 1,0 | 0,5 | 0,6 | 2,4 | 1,3 | 0,9 |
| Состав жидкой фазы | | | | | | | | | |
| Бензол | 10,6 | 6,6 | 11,4 | 17,2 | 14,4 | 20,5 | 14,7 | 7,3 | 21,6 |
| Толуол | 38,8 | 28,4 | 38 | 43,3 | 41,9 | 41,7 | 44,2 | 41,6 | 42,4 |
| Этилбензол | 2,7 | 2,3 | 2,3 | 1,2 | 0,8 | 1,0 | 1,4 | 1,3 | 1,0 |
| m-ксилол | 20,4 | 18,4 | 18,0 | 14,7 | 12,8 | 11,9 | 18,6 | 18,0 | 13,2 |
| p-ксилол | | | | | | | | | |
| o-ксилол | 6,4 | 6,2 | 5,7 | 3,5 | 3,0 | 2,7 | 4,7 | 4,6 | 3,2 |
| Псевдокумол | 1,6 | 1,9 | 1,3 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 |
| Нафталин | 6,5 | 14,6 | 9,0 | 8,4 | 13,0 | 10,1 | 6,5 | 10,8 | 8,3 |
| β- метилнафталин | 4,3 | 9,9 | 5,6 | 8,6 | 6,8 | 5,4 | 6,6 | 12,3 | 4,7 |
| α- метилнафталин | 1,5 | 3,4 | 1,8 | 0,7 | 0,6 | 0,4 | 0,7 | 0,7 | 0,4 |

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Основными продуктами среди жидких углеводородов являются арены: бензол, толуол, ксилолы и нафталины. Основными компонентами среди газообразных продуктов являются метан, этан, этилен и пропилен (табл. 1). Модифицирование цеолита Н-ЦКЕ-ХМ 3 мас. % ZnO приводит к повышению выхода аренов из ПБФ с ростом температуры процесса с 550 до 600 °С. Максимальный выход аренов из ПБФ наблюдается на катализаторе 3 % ZnO/97 % Н-ЦКЕ-ХМ при 600 °С и составляет 62,2 %. Плазменная активация катализатора 1 % ZnO/99 % Н-ЦКЕ-ХМ приводит к повышению выхода аренов из ПБФ. Максимальный выход аренов из ПБФ наблюдается при 600 °С на катализаторе 3 % ZnO/97 % Н-ЦКЕ-ХМ, подвергнутом плазменной активации, и составляет 66,2 %.

Исследование кислотных свойств цеолитных катализаторов, модифицированных ZnO и активированных плазмой, показало, что на исходном цеолите Н-ЦКЕ-ХМ наблюдаются две формы десорбции аммиака: низкотемпературный пик выходит на термодесорбционной кривой в области 100-300 °С с температурой максимума пика при 185 °С и относится к десорбции аммиака со слабых льюисовских кислотных центров цеолита, которыми в Н-ЦКЕ-ХМ являются преимущественно координационно-ненасыщенные ионы алюминия, и высокотемпературный пик - в области 350-650 с температурой максимума пика при 305 °С, относящийся к десорбции аммиака с сильных брэнstedовских кислотных центров цеолита, которыми являются ионы водорода мостиковых гидроксильных групп. Концентрация слабокислотных центров для Н-ЦКЕ-ХМ, определенная по количеству десорбированного аммиака, составляет 600, а для сильнокислотных центров 421 мкмоль/г (табл. 2).

Таблица 2

Кислотные свойства цеолитных катализаторов, модифицированных ZnO, и активированных плазмой

| Катализатор | T _{макс} , °С | | Концентрация кислотных центров, мкмоль/г | | |
|---|------------------------|----------------|--|----------------|------------------|
| | T ₁ | T ₂ | C ₁ | C ₂ | C _{сум} |
| Н-ЦКЕ-ХМ | 185 | 305 | 600 | 421 | 1021 |
| 1 % ZnO/99 % Н-ЦКЕ-ХМ | 185 | 435 | 626 | 151 | 777 |
| 1 % ZnO/99 % Н-ЦКЕ-ХМ (активация плазмой) | 210 | 455 | 707 | 201 | 908 |
| 3 % ZnO/97 % Н-ЦКЕ-ХМ | 190 | 360 | 572 | 167 | 739 |
| 3 % ZnO/97 % Н-ЦКЕ-ХМ (активация плазмой) | 215 | 465 | 764 | 220 | 984 |

Примечание: T₁, T₂ – температура максимумов пиков для форм 1 и 2 десорбции аммиака; C₁, C₂ и C_{сум}. – концентрации кислотных центров в формах 1, 2 и суммарная соответственно.

Модифицирование Н-ЦКЕ-ХМ 1-3 % ZnO приводит к изменению их кислотных свойств. Концентрации слабокислотных центров для 1 % ZnO/99 % Н-ЦКЕ-ХМ возрастает до 626 мкмоль/г по сравнению с 600 мкмоль/г для Н-ЦКЕ-ХМ, с дальнейшим повышением содержания от 1 до 3 % ZnO в Н-ЦКЕ-ХМ уменьшается до 572 мкмоль/г. Концентрация сильнокислотных центров для Н-ЦКЕ-ХМ составляет 421 мкмоль/г и с повышением содержания от 1 до 3 % ZnO в Н-ЦКЕ-ХМ происходит снижение концентрации сильнокислотных центров с 421 до 167 мкмоль/г (табл. 2). Плазменная активация цеолитных катализаторов 1 и 3 % ZnO приводит к изменению их кислотных характеристик. Низкотемпературные пики десорбции аммиака из катализаторов 1 и 3 % ZnO/97 % Н-ЦКЕ-ХМ и подвергнутых плазменной активации смещаются в область более высоких температур и составляют 210 и 215 °С для 1 % ZnO/Н-ЦКЕ-ХМ и 3 % ZnO/Н-ЦКЕ-ХМ соответственно по сравнению с исходным Н-ЦКЕ-ХМ. Высокотемпературные пики десорбции аммиака из катализаторов 1 и 3 % ZnO/97 % Н-ЦКЕ-ХМ и подвергнутых плазменной активации также смещаются в область более высоких температур и составляют 455 и 465 °С для 1 % ZnO/Н-ЦКЕ-ХМ и 3 % ZnO/Н-ЦКЕ-ХМ соответственно по сравнению с исходным Н-ЦКЕ-ХМ. Важно отметить, что с ростом содержания от 1 до 3 % ZnO в Н-ЦКЕ-ХМ и подвергнутых плазменной активации концентрации слабокислотных и сильнокислотных центров увеличиваются от 707 и от 201 до 764 и от 220 мкмоль/г соответственно (табл. 2). Суммарные концентрации кислотных центров Н-ЦКЕ-ХМ, модифицированных 1 и 3% ZnO и подвергнутых плазменной активации, с ростом концентрации от 1 до 3 % ZnO повышаются с 908 до 984 мкмоль/г. Такой характер повышения концентрации обоих типов кислотных центров в цеолитах и модифицированных 1 и 3 % ZnO и активированных плазменной обработкой, а также и увеличение выхода жидких углеводородов из ПБФ можно объяснить тем, что в процессе плазменной активации происходит ионизация молекул кислорода и воды, которые присутствуют в воздухе камеры, и получающиеся ионы O²⁻, OH⁻ и H⁺ взаимодействуют с кислотными центрами катализатора и образуют дополнительно слабокислотные и сильнокислотные центры на поверхности модифицированных цеолитных катализаторов, что и приводит к повышению их активности и увеличению выхода аренов в процессе конверсии пропан-буновой фракции.

Литература

1. Миначев Х.М., Дергачев А.А.// Успехи химии. 1990. Т.59. С.1522-1544.
2. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII межд. симпозиума им. 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. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. Т.2. С. 44-47.
3. 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. Russian Journal of Physical Chemistry. 2000. V. 74. N suppl. 3. P. 537-540.
4. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья. Успехи современного естествознания. 2017. № 4. С. 19-23.
5. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Пат. России № 2313487. 2007. Оpubл.: 27.12.2007. Бюл. № 36.

ИССЛЕДОВАНИЕ АКТИВНОСТИ МЕТАЛЛСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ ЦЕОЛИТОВ С МЕЗАПОРИСТОЙ СТРУКТУРОЙ В ПРОЦЕССЕ НЕОКИСЛИТЕЛЬНОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА

¹К.Н. Жарнов, ²А.А. Степанов, ²А.В. Восмериков
 Научный руководитель - доцент ²Л.Л. Коробицына

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет», г. Томск, Россия
²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Метан – основной компонент природного и попутного газов – в настоящее время рассматривается как альтернативный источник получения ценных продуктов нефтехимии и органического синтеза. Известно, что наибольшую активность в ароматизации метана проявляют Мо-содержащие цеолиты типа ZSM-5[1]. Одним из недостатков этих катализатор является быстрая потеря их активности в результате закоксовывания. Показано, что наличие вторичной пористости в цеолитной матрице может способствовать диффузии активного компонента в поры цеолита и улучшить транспорт синтезированных ароматических соединений на поверхность катализатора, что должно привести к улучшению его активности и стабильности[2].

Целью настоящей работы явилось получение Mo/ZSM-5 катализаторов на основе цеолитов с дополнительной мезопористой структурой, исследование их физико-химических и каталитических свойств в процессе дегидроароматизации метана.

Цеолиты с мезопористой структурой получали методом гидротермального синтеза щелочных алюмокремнегелей с мольными соотношениями: $15\text{Na}_2\text{O}:5,4\text{R}:\text{Al}_2\text{O}_3:40\text{SiO}_2:2200\text{H}_2\text{O}$, где R – гексаметилендиамин. К полученному гелю добавляли высокодисперсный порошок технического углерода марки П354, содержание которого изменялось от 0,5 до 5% (от веса полученного цеолита) из расчета на полученный цеолит. Полученную суспензию перемешивали в течение 0,5 ч, помещали в автоклав и проводили синтез при температуре 170-175 °С в течение 4 суток. Цеолиты, полученные с различным содержанием углерода были обозначены как K1 – исходный цеолит, получен без углерода; K2 – содержащий 0,5% углерода; K3 – содержащий 1,0% углерода; K4 – содержащий 2,0% углерода; K5 – содержащий 3,5% углерода и K6 – содержащий 5,0% углерода.

Катализаторы 4%Mo/ZSM-5 готовили методом сухого механического смешения NH₄-формы цеолитов, синтезированных с различным количеством техническим углерода, с наноразмерным порошком Мо, полученным методом электрического взрыва проводника в среде аргона [3]. Полученные смеси прокаливали в муфельной печи при температуре 540 °С в течение 4 ч в атмосфере воздуха.

По данным ИК-спектроскопии и рентгеноструктурного анализа использование технического углерода при синтезе цеолита не повлияло на его структурные свойства. Все синтезированные цеолиты были отнесены к типу ZSM-5. Кристалличность всех синтезированных цеолитов составляет 100%.

Исследование микроструктуры проводили с помощью электронного микроскопа. Частицы исходного цеолита довольно однородны по своему составу и имеют вид поликристаллических сфероидов с размерами от 6 до 8 мкм. На электронном снимке цеолита, синтезированного с добавлением углерода (1,0%) после его прокаливания при 540°С наблюдается более рыхлое соединение (сочленение) кристаллов в поликристаллических сфероидах, при этом их размеры менее однородны и изменяются от 4 до 8 мкм.

Значения площади поверхности, площади и объема микропор, а также суммарный объем пор образцов катализаторов, полученных на основе цеолитов, синтезированных с различным содержанием технического углерода, представлены в таблице.

Наибольшее значение площади внешней поверхности наблюдается у исходного цеолита (ZSM-5) и составляет 398 м²/г. При увеличении концентрации технического углерода от 0,5 до 5,0% происходит снижение площади внешней поверхности и рост объема мезопор от 0,02 до 0,08 см³/г. При этом объем микропор незначительно изменяется в пределах от 0,15 до 0,18 см³/г.

Таблица

Характеристика удельной поверхности и пористой структуры цеолитов

| Образец | S _{вд.} (ВЕТ), м ² /г | S _{вд.} (микропоры), м ² /г | Суммарный объем пор, см ³ /г | Объем микропор, см ³ /г | Объем мезопор, см ³ /г |
|---------|---|---|---|------------------------------------|-----------------------------------|
| K1 | 398 | 322 | 0,20 | 0,18 | 0,02 |
| K3 | 379 | 301 | 0,21 | 0,15 | 0,06 |
| K4 | 378 | 299 | 0,22 | 0,16 | 0,06 |
| K5 | 375 | 290 | 0,24 | 0,17 | 0,07 |
| K6 | 373 | 279 | 0,26 | 0,18 | 0,08 |

Концентрации кислотных центров исходного цеолита и мезопористого цеолита синтезированного с углеродом в количестве 1,0% близки по своим значениям. Увеличение концентрации углерода в реакционном геле от 2,0 до 3,5%, приводит к получению мезопористых цеолитов, у которых концентрация как льюисовских так и бренстедовских кислотных центров снижается. Для образца цеолита, полученного с использованием 5,0% углерода, наблюдается значительное увеличение льюисовских кислотных центров до 874 мкмоль/г, при этом суммарная концентрация кислотных центров возросла до 1246 мкмоль/г.

Результаты каталитических испытаний 4%Mo/ZSM-5 катализаторов, полученных на основе цеолитов, синтезированных с различным содержанием углерода, в процессе неокислительной конверсии метана приведены на рисунке.

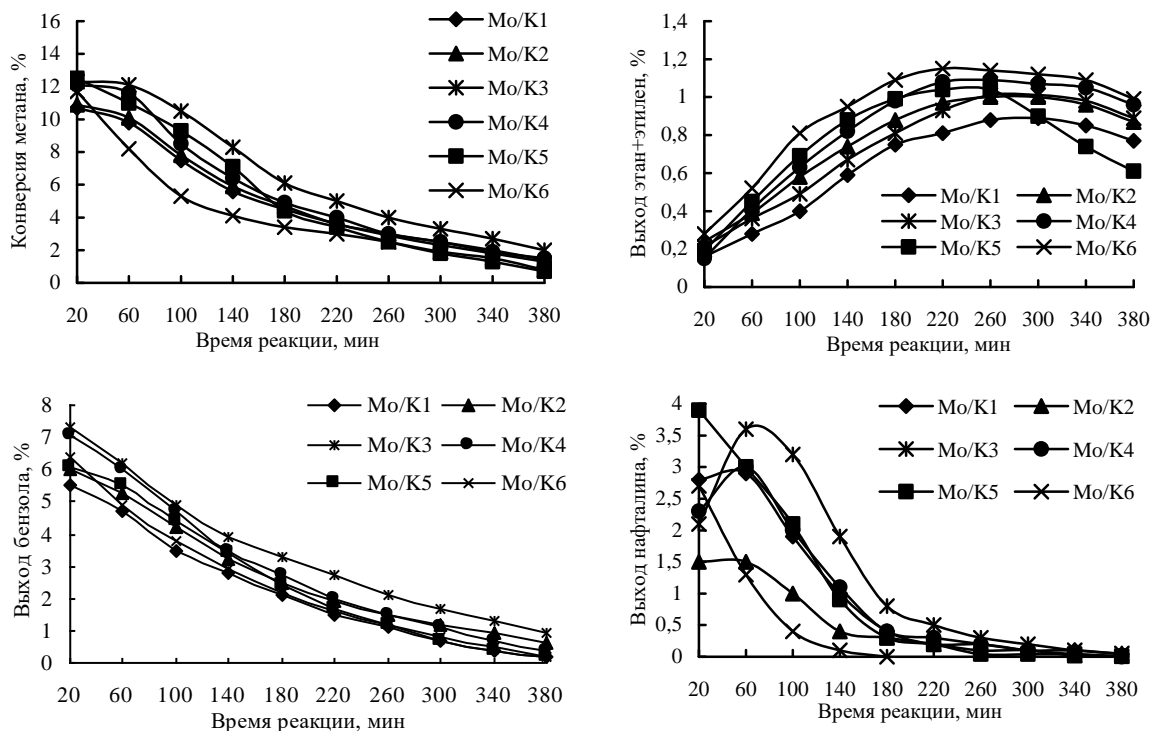


Рис.1 Зависимость конверсии метана (а), суммарного выхода этана и этилена (б), выходов бензола (в) и нафталина (z) от времени реакции на 4%Mo/ZSM-5 катализаторах, полученных на основе цеолитов с различным содержанием технического углерода: Mo/K1 – 0%; Mo/K2 – 0,5%; Mo/K3 – 1,0%; Mo/K4 – 2,0%; Mo/K5 – 3,5%; Mo/K6 – 5,0%.

Видно, что во всех случаях использование углерода при синтезе цеолита приводит к повышению активности катализаторов, полученных на его основе, по сравнению с микропористым катализатором, полученным без использования углерода. Максимальная активность и стабильность достигается на мезопористом катализаторе Mo/K3.

Анализ образующихся газообразных продуктов в процессе конверсии метана показал (рис. (б)), что они состоят в основном из этана и этилена, выход которых возрастает по мере протекания процесса, достигая максимальных значений в интервале времени реакции 220-300 минут. В составе жидких продуктов конверсии метана содержатся ароматические углеводороды, преимущественно, бензол (рис. (в)) и нафталин (рис. (г)). Наиболее высокие значения выхода бензола наблюдаются в первые 20 мин реакции для всех исследуемых катализаторов, после чего его концентрация постепенно снижается. Увеличение концентрации углерода, используемого при синтезе цеолитов, приводит к увеличению выхода бензола на катализаторах, полученных на их основе.

Таким, образом, с помощью технического углерода были получены высококремнеземные цеолиты ZSM-5 с иерархической системой пор. Максимальную активность и стабильность показал мезопористый катализатор, полученный при использовании 1 % технического углерода.

Литература

1. Ma S., Guo X., Zhao L., Scott S., Bao X. Recent progress in methane dehydroaromatization: from laboratory curiosities to promising technology. *Journal of Energy Chemistry* 2013. Vol 22. P. 1-20.
2. Schmidt I., Christensen C.H., Hasselriis P., Kustova M.Yu., Brorson M., Dahl S., Johannsen K., Christensen C.H. Mesoporous zeolite single crystals for catalytic hydrocarbon conversion. *Studies in Surface Science and Catalysis* 2005. Vol. 154, P. 1247-1254.
3. Гусев А.И. Нанокристаллические материалы: методы получения и свойства. Екатеринбург: ИФМ УрОРАН, 1988. 200 с.

СИНТЕЗ АНГИДРИДА БИЦИКЛО[2.2.1]ГЕПТ-2-ЕН-ЭНДО,ЭНДО-5,6-ДИКАРБОНОВОЙ КИСЛОТЫ

А.Г. Зайкова

Научный руководитель - старший преподаватель А.А. Мананкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дициклопентадиен является побочным продуктом производства этилена и пропилена, содержание его во фракциях жидких продуктов пиролиза может достигать 56 % [1,2]. Одним из наиболее рациональных путей применения дициклопентадиена, освоенных за последнее десятилетие в мире, является его метатезисная полимеризация, в результате которой получается полидициклопентадиен – термореактивный полимер с уникальными потребительскими свойствами: низкой плотностью, высокой прочностью, устойчивостью при высоких и низких температурах, стойкостью к воздействию химических реагентов [3]. Полимеры на основе дициклопентадиена имеют ряд недостатков: токсичность, способность к окислению, недостаточная термостойкость. Поэтому необходимо разрабатывать новые мономеры на основе дициклопентадиена, позволяющие свести к минимуму указанные недостатки. Такими мономерами могут выступать производные норборненовых соединений, а именно замещенные бицикло[2.2.1]гептены. Норборненовые соединения являются универсальными мономерами и отличаются высокой реакционной способностью. При взаимодействии дициклопентадиена и диметилмалеата получают диметилловый эфир бицикло[2.2.1]гепт-5-ен-2,3-дикарбоновой кислоты. Полимер, полученный из такого мономера, характеризуется более низкими физико-механическими свойствами и температурой стеклования по сравнению с полидициклопентадиеном [4].

Норборненовые соединения в основном получают по реакции Дильса-Альдера. По данному способу диен взаимодействует с диенофилом, образуя реакционноспособное соединение. В качестве диена могут выступать: дициклопентадиен, циклопентадиен, бутадие и т.д. В качестве диенофила в основном выступает малеиновый ангидрид, являющийся крупнотоннажным продуктом основного органического синтеза, получаемый путем парофазного каталитического окисления бензола воздухом и парофазного окисления н-бутана. В обоих способах сначала выделяют малеиновую кислоту, затем малеиновый ангидрид получают путем дегидратации. Малеиновый ангидрид применяют для получения ненасыщенных полиэфирных смол, инсектицидов, как модификатор алкидных смол, в качестве смазочного масла и т.д. [5].

Целью данной работы является получение ангидрида 5-норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты из циклопентадиена и малеинового ангидрида.

Эндиковый ангидрид, представленный на рисунке 1, является доступным и мало изученным соединением. Имеет широкое применение, в частности, в качестве отвердителя для эпоксидных смол, как компонент в жидкой композиции для аккумуляции тепла, как связующее для получения антифрикционных материалов. В качестве многоцелевых присадок (противозадирных, противоизносных, антифрикционных и антиоксидантных) запатентованы сложные тиоэфиры на основе эндикового ангидрида [6].

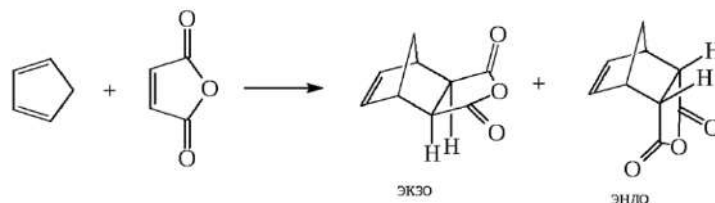


Рис.1 Образование эндикового ангидрида

Циклопентадиен получают путем нагревания при высокой температуре дициклопентадиена, способствующему его разложению. Однако хранение и транспортировка осуществляется в виде димера. Циклопентадиен обладает свойствами диеновых углеводородов, поэтому легко вступает в реакцию диенового синтеза [2]. Конденсация циклопентадиена с малеиновым ангидридом явилась первым примером, когда было доказано, что диеновый синтез с участием циклопентадиена приводит к производным бицикло[2.2.1]гептена, в результате образуются эндо,экзо-изомеры [7]. Получение различных изомеров было доказано в позиции вторичных орбитальных взаимодействий. В результате взаимодействия реализуется эндо-правило. Согласно этому правилу в реакциях Дильса-Альдера основным стереоизомером является продукт с максимальным накоплением двойных связей. Таким образом установлено, что при взаимодействии малеинового ангидрида и циклопентадиена преимущественно образуется эндо-изомер, причем кинетическое отношение эндо:экзо изомеров составляет 91 : 9. В результате исследования эндо и экзо изомеров эндикового ангидрида установлено, что эндоизомеры кинетически более стабильны, чем экзоизомеры, примерно на 3,2-4,2 кДж/моль [8].

Отличием изомерных форм эндикового ангидрида являются различные $T_{кип}$ [9]. $T_{кип}$ для эндоизомера составляет 164 °С, тогда как у экзоизомера – 143 °С. Однако в процессе синтеза может образовываться смесь изомеров с соотношением эндо:экзо 45 : 55, имеющая $T_{кип}$ 108-112 °С.

Важным свойством соединений из серии бицикло [2.2.1] гепт-2-ен является повышенная реакционная способность внутрициклической двойной связи. В частности, это свойство наиболее ярко проявляется в реакциях полимеризации, метатезиса и широко используется в каталитическом синтезе [10].

В результате взаимодействия цикlopentадиена и малеинового ангидрида получены белые кристаллы с $T_{пл}$ 165 °С. Структура продукта подтверждена методом ИК (рис.2) и ЯМР 1H -спектроскопией.

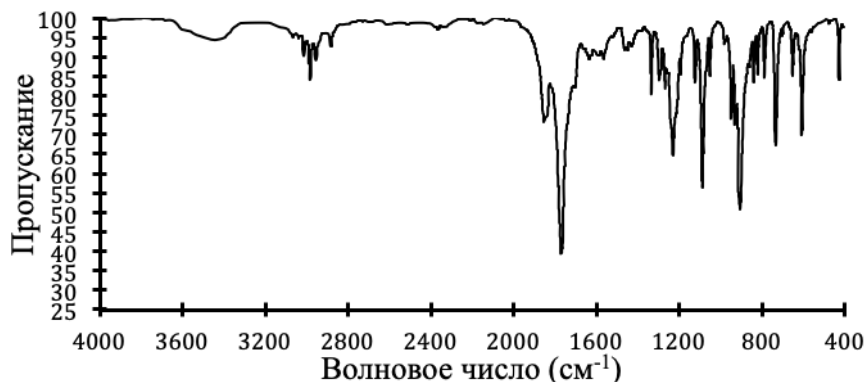


Рис.2 ИК-спектр, полученного эндикового ангидрида

Таким образом, получение эндикового ангидрида из цикlopentадиена и малеинового ангидрида является экономически целесообразно. Так как цикlopentадиен является побочным продуктом процесса пиролиза нефтяных фракций, а малеиновый ангидрид является крупнотоннажным продуктом основного органического синтеза.

Литература

1. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
2. Мананкова А.А. Синтез нефтеполимерных смол на основе дициклопентадиеновой фракции под действием хлорида и алкоксилоридов титана (IV): автореф. дисс.... канд. хим. наук. – Тюмень, 2011. –21 с
3. Teixeira A. Use od DCPD/RIM on exterior panels for the automotive industry / A. Teixeira, B. Ribeiro // Rapid Product Development. – 2010. – Vol.2. – P.1-5.
4. Боженкова Г.А. Дисс. ...канд. хим. наук. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – 125 с.
5. Молдавский Б.Л., Кернос Ю.Д. Малеиновый ангидрид и малеиновая кислота. – Л.: Химия, 1976. – 88 с.
6. Крищик О.В. Дисс. ...канд. хим. наук. – Днепропетровск: Днепропетровский национальный университет, 2002. – 150 с.
7. David Huertas, Melinda Florscher and Veljko Dragojlovic Solvent-free Diels–Alder reactions of in situ generated cyclopentadiene // GreenChemistry. – 2009. – Vol.11. – P.91-95.
8. Ana Arrieta, Fernando P. Cossi'o Direct Evaluation of Secondary Orbital Interactions in the Diels-Alder Reaction between Cyclopentadiene and Maleic Anhydride // Journal Org. Chem. – 2001. – Vol.66. – P.6178-6180.
9. Richard E. Pincock, Keith R. Wilson, Thomas E. Kiovsky Thermal isomerization in polycrystalline exo- and endo-5-norbornene-2,3-dicarboxylic anhydrides // Journal of the American Chemical Society. – 1967. – Vol.89. – P.6890-6897.
10. Michael B. Smith, Jerry March March's advanced organic chemistry: reactions, mechanisms and structure // Molecules. – 2011. – Vol.6. – P.2374.

ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АСФАЛЬТЕНОВ ПОД ДЕЙСТВИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ПОЛЯ

¹Т.В. Калинина, ²Г.И. Волкова

Научный руководитель - старший научный сотрудник Г.И. Волкова

¹ *Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

² *Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия*

При добыче и транспорте сырых нефтей снижается температура, давление, газовый фактор, что влияет на фазовое равновесие в нефтяном флюиде. В связи с этим возможно расслоение многокомпонентной нефтяной дисперсной системы с выделением твердой фазы и осаждение ее на поверхности нефтяного оборудования. В результате формируются асфальтосмолопарафиновые отложения, которые снижают дебет скважины и пропускную способность нефтепровода. Особенно эти процессы характерны для тяжелых нефтей с высоким содержанием высокомолекулярных парафинов, смол и асфальтенов, которые составляют значительную долю вновь вводимых в эксплуатацию месторождений в связи с истощением запасов легких нефтей. Актуальным становится исследование изменений в соотношении различных компонентов в дисперсной системе, что необходимо для прогнозирования поведения нефтей и, особенно, их смесей.

Традиционные технологии транспорта и переработки нефтей не могут быть достаточно эффективны применительно к тяжелым нефтям. В последнее время исследуется возможность применения в добывающей и нефтехимической отрасли кавитационных технологий.

Использование акустических технологий, в частности обработка нефтей в ультразвуковом поле, позволяет улучшить их структурно-механические характеристики (снизить вязкость, температуру застывания, количество асфальтосмолопарафиновых отложений) [1]. Однако ультразвуковая обработка (УЗО), как и любой другой метод, не универсальна, и может способствовать как улучшению, так и ухудшению структурно-реологических свойств дисперсных систем в зависимости от компонентного состава и условий обработки. Значительное влияние на устойчивость дисперсной системы оказывает и структура соединений, входящих в состав нефтяного флюида.

Цель данной работы: изучение поведения растворов асфальтенов различной природы после УЗО.

В качестве объекта исследования использовали асфальтены, выделенные из нефти и битума, с использованием «холодного» метода Гольде. Растворы образцов в толуоле обрабатывали с использованием ультразвукового дезинтегратора UD-20 (частота $22 \pm 1,65$ кГц, интенсивность 5 Вт/см^2). Молекулярную массу образцов до и после обработки определяли методом криоскопии в нафталине.

Агрегативную и седиментационную устойчивость асфальтенов в смешанном растворителе (толуол:гексан=5:3) исследовали с использованием метода спектрофотометрии. Получали зависимости оптической плотности раствора от времени, исходя из которых можно судить об агрегативной и седиментационной устойчивости асфальтенов различной природы как исходных, так и обработанных ультразвуком (рисунок 1). После УЗО (5-15 мин) асфальтены высаживали в гексан для дальнейших исследований.

Структурно-групповые характеристики асфальтенов до и после обработки приведены в таблице 1. Рассчитывали их на основе данных молекулярной массы, элементного анализа и спектроскопии протонного магнитного резонанса [2]. Из анализа табличных данных следует, что средняя молекулярная масса нефтяных асфальтенов, после УЗО в течение 10 минут, уменьшается, так же как число атомов серы и азота в «средней молекуле». Для асфальтенов битума наблюдается противоположная зависимость. Количество атомов углерода в ароматических структурах снижается для асфальтенов нефти и увеличивается для асфальтенов, выделенных из битума. Доля углеродных атомов ароматических фрагментов относительно общего числа атомов углерода в средней молекуле (f_a) незначительно увеличивается как для асфальтенов нефти после УЗО, так и для обработанных асфальтенов битума. Число углеродных атомов нафтенового типа в составе средней молекулы в структурах нефтяных асфальтенов снижается на 50 %, а в асфальтенах битума наблюдается увеличение на 60 % после обработки. Число парафиновых атомов углерода после УЗО увеличивается в случае асфальтенов нефти незначительно, а в случае битумных – вдвое. Для нефтяных асфальтенов наблюдается снижение параметров S_a и S_y после УЗО, а для битумных – увеличение. В образце асфальтенов, выделенных из битума, не наблюдается изменений доли углеродных атомов в парафиновых структурных фрагментах (f_n), а также доли нафтеновых атомов углерода (f_n). Для асфальтенов, выделенных из нефти, наблюдается снижение параметра (f_n), а число парафиновых атомов углерода увеличивается в два раза.

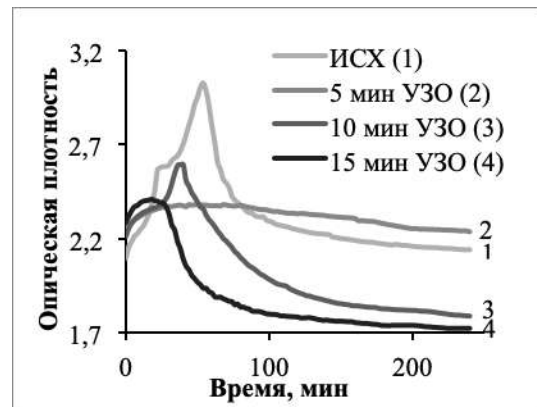


Рис.1 Изменение оптической плотности растворов асфальтенов нефти

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

Таблица 1

Общие характеристики и средние структурные параметры исследуемых асфальтенов

| Показатели | Образец | | | | |
|---|--------------------|-------------------------------|-------------------|--------------------------------|--------|
| | Асфальтены нефти | Асфальтены нефти + 10 мин УЗО | Асфальтены битума | Асфальтены битума + 10 мин УЗО | |
| Молекулярная масса, а. е. м. | 2716 | 1672 | 1530 | 2708 | |
| Элементный состав, % мас. | C | 83,68 | 81,2 | 84,91 | 84,36 |
| | H | 7,80 | 7,52 | 7,96 | 7,63 |
| | N | 1,21 | 1,32 | 1,04 | 0,97 |
| | S | 2,20 | 2,42 | 1,13 | 0,99 |
| | O | 5,11 | 7,54 | 4,96 | 6,05 |
| Число атомов в средней молекуле | C | 189,40 | 113,14 | 108,26 | 190,37 |
| | H | 210,17 | 124,74 | 120,82 | 204,98 |
| | N | 2,35 | 1,58 | 1,14 | 1,88 |
| | S | 1,87 | 1,26 | 0,54 | 0,84 |
| | O | 8,67 | 7,88 | 4,74 | 10,24 |
| Число углеродных атомов разного типа в средней молекуле | C _a | 75,14 | 48,28 | 41,61 | 75,23 |
| | C _n | 105,42 | 55,07 | 60,88 | 105,25 |
| | C _п | 8,84 | 9,79 | 5,78 | 9,89 |
| | C _α | 26,36 | 14,64 | 14,36 | 25,14 |
| | C _γ | 8,84 | 6,77 | 5,78 | 9,89 |
| Кольцевой состав | K _o | 45,44 | 25,40 | 26,75 | 48,32 |
| | K _a | 18,69 | 12,13 | 9,98 | 18,39 |
| | K _{нас} | 26,75 | 13,27 | 16,76 | 29,94 |
| Распределение атомов C, % | f _a | 39,67 | 42,67 | 38,43 | 39,52 |
| | f _n | 55,66 | 48,67 | 56,23 | 55,29 |
| | f _п | 4,67 | 8,66 | 5,33 | 5,20 |
| Число блоков в молекуле | m _a | 4,92 | 3,40 | 3,03 | 4,84 |
| Параметры средних структурных блоков | K _o * | 9,24 | 7,48 | 8,83 | 9,98 |
| | K _a * | 3,80 | 3,57 | 3,29 | 3,80 |
| | K _{нас} * | 5,44 | 3,91 | 5,53 | 6,18 |
| | C* | 38,53 | 33,32 | 35,72 | 39,33 |
| | C _п * | 1,80 | 2,88 | 1,91 | 2,04 |
| | C _α * | 5,36 | 4,31 | 4,74 | 5,19 |
| | C _γ * | 1,80 | 1,99 | 1,91 | 2,04 |

Следовательно, в образцах нефтяных асфальтенов в результате обработки ультразвуком наблюдается снижение почти всех параметров или изменение, тогда как для асфальтенов, выделенных из битума, зависимость антибатная. Число структурных блоков (m_a) средней молекулы исходных асфальтенов нефти составляет 4,92, после обработки снижается до 3,40. Для битумных асфальтенов наблюдается увеличение числа структурных блоков с 3,03 до 4,84. Общая цикличность структурных блоков (K_o*) и нафтеновых (K_n*) циклов в общем кольцевом составе средних молекул нефтяных асфальтенов снижается, а для битумных – увеличивается. Количество ароматических (K_a*) циклов для обоих типов асфальтенов почти не изменилось после УЗО.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о значительном изменении структуры асфальтеновых частиц в результате акустического воздействия.

Литература

1. Ануфриев Р. В. Влияние ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства и состав нефтяных дисперсных систем: дис. ... канд. хим. наук / Р. В. Ануфриев. – Томск, 2017. – 170 с
2. Камьянов В. Ф. Определение структурных параметров при структурно-групповом анализе компонентов нефти // Нефтехимия. – 1984. – Т. 24. – № 4. – С. 450-459.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ОСУШКИ ГАЗА НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ

М.М. Маслиенко

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие газовой и нефтяной промышленности в значительной степени зависит от дальнейшего совершенствования эксплуатации и обслуживания систем трубопроводного транспорта природных газов и нефти из отдаленных и порой слабо освоенных регионов в промышленные и центральные районы страны [1].

Оптимальный режим эксплуатации магистральных газопроводов заключается, прежде всего, в максимальном использовании их пропускной способности при минимальных энергозатратах на компримирование и транспортировку газа по газопроводу.

В значительной степени этот режим определяется степенью подготовки природного газа [2-4]. Наиболее радикальным способом предотвращения в системе газоснабжения образования гидратов и водяных пробок является осушка газа, предотвращающая гидратообразование и снижающая внутреннюю коррозию газопровода.

Добыча газа в России, согласно исторической справке, началась именно с уникальных по объему и самым легкоизвлекаемым залежам сеноманского газа. На сегодняшний день не существует единого метода подготовки «сеноманского» газа к транспортировке в условиях Крайнего Севера. Даже для группы месторождений со схожими показателями (объемы добычи, пластовое давление, компонентный состав газа и др.), находящиеся в одинаковых климатических условиях, используются различные способы подготовки.

Кроме того необходимо отметить, что выбор наиболее оптимальной технологии сможет повысить качество подготовки и увеличит надежность транспортировки газа, создаст необходимые условия для развития машиностроения, путем унификации и создания широкой «линейки» установок отечественного производства [5-8].

Целью данной работы является анализ и исследование процессов действующей технологии подготовки газов в условиях Крайнего Севера на примере Ямбургского НГКМ, с последующим обоснованием внедрения эффективной технологии подготовки исходного природного газа на месторождении и выбором оптимального абсорбента.

В данном исследовании упор был поставлен на улучшение фактических показателей осушки газа, а именно получения оптимальной точки росы товарного газа, так как данный показатель является преваляющим условием эффективности технологии осушки природного газа.

Исходя из сложившейся мировой практики разработки и обустройства нефтегазовых месторождений, основным принципом формирования вариантов обустройства месторождения, принимается максимальное сокращение объема технологических работ при условии выполнения требований действующих нормативных документов.

Следуя данному принципу, работа по улучшению показателей разработки в рамках действующей технологической схемы сбора и подготовки природного газа является наиболее оптимальным решением [9-10].

Так, в качестве исходных данных были использованы технологические показатели разработки месторождения и основные требования по подготовке природного газа. В таблице 1 приведен компонентный состав природного газа.

Таблица 1

Компонентный состав природного газа

| Компонент | Содержание, % объемные |
|--------------------------------|------------------------|
| CH ₄ | 97,8 |
| C ₂ H ₆ | 0,0 |
| C ₃ H ₈ | до 0,15 |
| C ₄ H ₁₀ | следы |
| CO ₂ | 0,2 |
| N ₂ | 1,7 |
| He | 0,02 |
| H ₂ | 0,04 |

Ямбургское месторождение природного газа содержит преимущественно метан с содержанием влаги до 2,5 г/м³.

По результатам сравнительной характеристики абсорбентов в качестве наиболее эффективного был выбран диэтиленгликоль, отвечающий необходимым характеристикам качества.

В рамках анализа эффективности реализуемой технологии был выполнен расчет абсорбера, задачей которого являлось определение числа теоретических тарелок, расчёт входной сепарационной секции и качества осушенного газа при проектной производительности модернизированного абсорбера в промышленных условиях Ямбургского НГКМ.

Расчет абсорбера был выполнен при двух режимах, определяемых объемной производительностью по газу при нормальных условиях. Данные расчета сведены в таблицу 2.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

Таблица 2

Основные показатели работы многофункционального колонного абсорбера

| Показатели | Значение | |
|---|------------|------------|
| | P = 9 МПа | P = 6 МПа |
| Максимальная пропускная способность сепарационной секции, м ³ /сут | 14 000 000 | 11 041 000 |
| Объемная производительность массообменной секции, м ³ /сут | 15 160 000 | 12 908 000 |
| Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, м ³ /сут | 12 087 000 | 11 041 000 |
| Количество теряемого диэтиленгликоля, кг/ч | 0,2 | 0,8 |
| Количество регенерированного диэтиленгликоля, м ³ /ч | 6 | 17 |

Необходимо отметить, что Ямбургское НГКМ находится на стадии падающей добычи, что существенно оказывает влияние на требуемое количество регенерированного диэтиленгликоля: при снижении пластового давления увеличивается влагосодержание газа. Предварительными расчётами было определено необходимое количество и концентрация РДЭГ, подающегося в абсорбер на осушку, которые обеспечивают нормативную подготовку газа.

В настоящее время оборудование УКПГ работает на повышенных нагрузках по природному газу при фактических давлениях от 5,4 до 7,4 МПа, что ниже проектного. При этом фактический межремонтный период МФА составляет 12-14 месяцев с потерями ДЭГ до 29 мг/м³ (по проекту 20 мг/м³). В связи с этим, в качестве решения задачи по увеличению межремонтного периода абсорберов и повышения их эффективности работы, предлагается пересмотр компоновки массообменной секции и установка скважинных фильтров для предотвращения попадания мехпримесей в МФА.

Секция осушки природного газа всех конструкций МФА обеспечивает требуемую температуру «точки росы». Однако, в связи с естественным уносом ДЭГа на секцию фильтрации, в неё возможно поступление мехпримесей. Для снижения поступления жидкости и мехпримесей на фильтрующую секцию необходимо уменьшить унос из секции осушки газа. Применение дополнительной ступени сепарации в абсорбере решает эту задачу. Однако предварительные расчёты показывают, что без применения фильтра тонкой очистки ДЭГа в установке регенерации достижение межремонтного цикла 1,5-2,0 года проблематично. Поэтому необходимо дополнительно в установках регенерации установить фильтр ДЭГа.

На промыслах, где эксплуатируются аппараты МФА достаточно хорошо поставлены опытные работы по контролю за эффективностью аппаратов, регулярно проводятся измерения степени осушки и уноса гликоля.

В результате выполненной работы по анализу эффективности технологии подготовки и осушки газа на Ямбургском НГКМ в качестве вариантов оптимизации предлагается следующее:

- установить фильтры тонкой очистки ДЭГа для повышения степени его регенерации;
- провести модернизацию МФА ГПР 340.00.000 для сокращения уноса абсорбента и повышения степени осушки газа;
- понижение температуры контакта газ – гликоль, что может также существенно уменьшить унос осушителя, может способствовать применению абсорбентов другого типа, например, триэтиленгликоля;
- так же, одним из перспективных решений будет являться переход к адсорбционному типу осушки твердыми поглотителями (силикагелями, окисью алюминия, синтетическими цеолитами и т.д.).

Литература

1. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII межд. симпозиума им. 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. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. Т.2. С. 44-47.
2. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья. Успехи современного естествознания. 2017. № 4. С. 19-23.
3. Dzhaililova S., Erofeev V. The study of technological mode options for production of oil required quality. Key Engineering Materials. 2017. V. 743. P. 394–397.
4. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Повышение эффективности процесса сбора и подготовки углеводородного сырья с применением метода математического моделирования. Успехи современного естествознания. 2017. № 8. С. 13-18.
5. Жданова И. В. Осушка природных газов / И. В. Жданова, А. Л. Халиф. – М.: Недра, 1975. – 192 с.;
6. Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1997. – 473 с.;
7. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка газов.: пер. с англ. / Д.М. Кемпбел. – М.: Недра, 1977 – 349 с.;
8. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недра, 2000. - 274 с.
9. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам;
10. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. – М.: Недра, 2002. – Ч.1 – 517.

**ПОЛУЧЕНИЕ ОЛЕФИНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПРОПАНА НА
ВЫСОКОКРЕМНЕЗЕМНЫХ ЦЕОЛИТАХ**

А.А. Маркова¹, А.А. Восмерилов², А.В. Восмерилов^{1,2}

Научный руководитель - старший научный сотрудник Л.Н. Восмерилова

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

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Низшие олефины являются одним из основных базовых продуктов химической промышленности. С каждым годом наблюдается устойчивый рост их производства, что в значительной степени определяется быстрым увеличением потребления полиэтилена и полипропилена и расширением сферы их технологического применения. В связи с устойчивым ростом потребления мономеров необходимы надежные источники дешевого и доступного сырья для их получения и более эффективные технологии их производства.

Основным методом получения низших олефинов и диенов (этилен, пропилен, бутены, бутадиен, изопрен) является пиролиз углеводородного сырья (газообразные углеводороды, прямогонный бензин, атмосферный газойль) [3]. Часть олефинов получают в процессах нефтепереработки, в основном путём каталитического крекинга. Одним из перспективных процессов может стать каталитическое превращение низших алканов в олефиновые углеводороды с использованием цеолитсодержащих систем [1-2]. Цель данной работы – исследование влияния величины силикатного модуля высококремнеземного цеолита (ВКЦ) на его физико-химические и каталитические свойства в процессе превращения пропана в низшие олефины.

Для проведения исследований гидротермальным синтезом из щелочных алюмокремнегелей в лабораторных условиях были синтезированы цеолиты структурного типа ZSM-5 с мольным отношением $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3 = 50; 100; 150; 200; 400$. Исходную реакционную смесь готовили путем добавления к жидкому стеклу (7 % Na_2O , 19 % SiO_2 , 74 % H_2O) водного раствора нитрата алюминия $\text{Al}(\text{NO}_3)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$, в качестве темплата использовали гексаметилендиамин.

Для изучения процесса превращения пропана в олефиновые углеводороды и исследования свойств катализаторов использовалась стендовая установка проточного типа. Конверсию пропана (степень чистоты 99,95% об.) проводили при атмосферном давлении и варьировании температуры реакции от 450 до 600 °С, объемная скорость подачи сырья составляла 250-1000 ч⁻¹. Продолжительность эксперимента при каждой температуре была 60 мин, до и после каждого опыта реактор с образцом продували газообразным азотом. Продукты реакции анализировали методом газо-жидкостной хроматографии с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2».

Кислотные свойства полученных катализаторов были изучены методом термoproграммируемой десорбции (ТПД) аммиака. Результаты исследования кислотных свойств образцов представлены в табл. 1, из данных которой, видно, что все катализаторы имеют два типа кислотных центров. По данным ТПД аммиака установлено, что с увеличением силикатного модуля цеолита наблюдается снижение силы кислотных центров обоих типов, о чем свидетельствует смещение максимумов пиков в область более низких температур. Каждый атом алюминия при увеличении мольного отношения $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$ находится в окружении большего числа атомов кремния, атомов алюминия становится меньше в дальнем порядке и ближнем окружении, что приводит к делокализации электронных орбиталей атома алюминия в цеолитах с высоким силикатным модулем. Вследствие этого на атоме водорода мостиковых гидроксильных групп оказывается меньший эффективный положительный заряд, что приводит к уменьшению силы брэнстедовских кислотных групп. Уменьшение количества алюминия в решетке цеолита приводит к снижению его кислотности, и на образце ВКЦ-400 общая концентрация кислотных центров составляет всего 316 мкмоль/г, что в 3,4 раза меньше, чем для образца ВКЦ -50.

Таблица 1

Кислотные свойства высококремнеземных цеолитов

| Образец | $T_{\text{макс.}}$, °С | | Концентрация, мкмоль/г | | |
|---------|-------------------------|----------|------------------------|----------|--------------|
| | T_I | T_{II} | C_I | C_{II} | C_{Σ} |
| ВКЦ-50 | 205 | 465 | 743 | 332 | 1075 |
| ВКЦ-100 | 200 | 450 | 515 | 236 | 751 |
| ВКЦ-150 | 190 | 435 | 432 | 213 | 645 |
| ВКЦ-200 | 185 | 420 | 367 | 175 | 542 |
| ВКЦ-400 | 175 | 385 | 206 | 110 | 316 |

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.

Результаты исследований каталитических свойств цеолитов с разным силикатным модулем представлены в табл. 2, из данных которой следует, что на образце ВКЦ-50 при температуре реакции 600 °С конверсия пропана достигает 98 %, селективность образования олефинов $\text{C}_2\text{-C}_4$ составляет 5,8 %, а ароматических углеводородов – 33,1 %. Основными жидкими продуктами превращения пропана на этом катализаторе являются бензол, толуол, этилбензол и изомеры ксилола, а также более высокомолекулярные ароматические соединения, включая нафталин, метил- и диметилнафталины. Повышение силикатного модуля цеолита до 100 приводит к снижению общей каталитической активности катализатора и увеличению селективности образования олефиновых углеводородов. Так, при температуре реакции 600 °С на образце ВКЦ-100 выход олефиновых углеводородов увеличивается в 2,2 раза при конверсии пропана 91 %. Селективность образования ароматических углеводородов снижается. При дальнейшем

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

повышении силикатного модуля тенденция, заключающаяся в снижении конверсии пропана и увеличении селективности образования олефиновых углеводородов, сохраняется. При этом в составе образующихся газообразных продуктов с увеличением мольного отношения $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$ при низких температурах реакции заметно снижение образования метана и этана. Для всех исследуемых образцов с ростом температуры процесса наблюдается увеличение степени превращения пропана и выхода олефиновых углеводородов (табл. 2).

Таблица 2

Показатели процесса превращения пропана на цеолитах с разным силикатным модулем ($W = 250 \text{ ч}^{-1}$)

| Катализатор | T, °C | X, % | Y, % | Селективность, % мас. | | | | | |
|-------------|-------|------|------|-----------------------|-------|------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------|
| | | | | H ₂ | Метан | Этан | Алкены C ₂ -C ₄ | Алканы C ₃ -C ₅ | Арены |
| ВКЦ-50 | 450 | 31 | 2,4 | 1,2 | 30,7 | 31,7 | 7,8 | 25,0 | 3,6 |
| | 500 | 65 | 4,9 | 1,7 | 35,8 | 25,5 | 7,6 | 4,0 | 25,4 |
| | 550 | 92 | 6,2 | 2,2 | 38,0 | 18,0 | 6,7 | 0,3 | 34,8 |
| | 600 | 98 | 5,7 | 3,3 | 42,3 | 15,6 | 5,8 | – | 33,1 |
| ВКЦ-100 | 450 | 17 | 2,5 | 0,6 | 22,5 | 19,4 | 14,8 | 40,3 | 2,4 |
| | 500 | 38 | 7,3 | 1,5 | 36,4 | 24,9 | 19,2 | 13,5 | 4,5 |
| | 550 | 74 | 11,5 | 1,8 | 33,8 | 17,1 | 15,5 | 1,7 | 30,1 |
| | 600 | 91 | 12,7 | 2,7 | 36,1 | 15,0 | 14,0 | 0,2 | 32,0 |
| ВКЦ-150 | 450 | 11 | 2,5 | 0,5 | 21,6 | 15,9 | 22,2 | 37,6 | 2,2 |
| | 500 | 27 | 7,3 | 1,1 | 31,4 | 20,0 | 27,0 | 17,8 | 2,7 |
| | 550 | 57 | 15,8 | 1,9 | 40,2 | 20,1 | 27,9 | 4,1 | 5,8 |
| | 600 | 88 | 17,5 | 2,3 | 34,7 | 14,5 | 19,9 | 0,4 | 28,2 |
| ВКЦ-200 | 450 | 8 | 2,5 | 0,4 | 22,0 | 14,1 | 32,2 | 28,5 | 2,8 |
| | 500 | 23 | 7,8 | 0,8 | 29,8 | 16,5 | 34,3 | 16,1 | 2,5 |
| | 550 | 49 | 17,0 | 1,5 | 36,6 | 17,2 | 34,6 | 5,1 | 5,0 |
| | 600 | 83 | 18,7 | 2,1 | 35,0 | 14,8 | 22,6 | 0,5 | 25,0 |
| ВКЦ-400 | 450 | 3 | 1,2 | – | 23,6 | 14,3 | 49,4 | 10,1 | 2,6 |
| | 500 | 7 | 3,8 | 0,5 | 26,9 | 10,3 | 57,7 | 3,7 | 0,9 |
| | 550 | 21 | 12,1 | 0,9 | 28,3 | 9,6 | 56,3 | 3,5 | 1,4 |
| | 600 | 40 | 20,4 | 1,8 | 29,7 | 12,4 | 50,7 | 1,5 | 3,9 |

Примечание. T – температура реакции; X – конверсия; Y – выход олефинов.

Изучение влияния объемной скорости подачи пропана на состав и селективность образования продуктов его превращения показало, что с увеличением нагрузки на катализатор ВКЦ-100 уменьшается конверсия пропана, снижается селективность образования ароматических углеводородов и увеличивается селективность образования низших алкенов (табл. 3). Селективность образования олефиновых углеводородов в исследуемом интервале объемных скоростей подачи сырья повышается от 14,0 до 43,7 %.

Таблица 3

Состав продуктов превращения пропана на цеолите с силикатным модулем 100 ($T = 600 \text{ }^\circ\text{C}$)

| W, ч ⁻¹ | X, % | S ₁ , % | S ₂ , % | S ₃ , % | S ₄ , % | Y, % |
|--------------------|------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|------|
| 250 | 91 | 2,7 | 51,1 | 14,0 | 32,0 | 12,7 |
| 500 | 82 | 2,0 | 51,6 | 22,7 | 22,7 | 18,6 |
| 750 | 61 | 1,3 | 43,7 | 33,1 | 19,6 | 20,1 |
| 1000 | 45 | 0,9 | 38,7 | 43,7 | 13,7 | 19,4 |

Примечание. W – объемная скорость; X – конверсия; S₁, S₂, S₃ и S₄ – селективность образования водорода, алканов C₁-C₂, алкенов C₂-C₄ и ароматических углеводородов, соответственно; Y – выход олефиновых углеводородов.

Таким образом, с увеличением мольного отношения $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$ цеолита уменьшается количество брэнстедовских и льюисовских кислотных центров, что, в свою очередь, приводит к снижению активности катализатора и повышению его селективности в отношении образования олефиновых углеводородов. С ростом объемной скорости подачи сырья увеличивается выход и селективность образования олефинов. Наибольшее количество низших олефинов в процессе превращения пропана образуется при температуре 600 °C и объемной скорости подачи сырья 750-1000 ч⁻¹.

Литература

- Ахмедова Н.Ф., Мамедов С.Э., Ахмедов Э.И., Дадашева С.С. Превращение углеводородного сырья на модифицированных цеолитных катализаторах // Молодой ученый. — 2012. — № 6. — С. 83-85.
- Дорогоичинский А.З., Проскурнин А.Л., Каракашев В.Г. Получение ароматических и олефиновых углеводородов из дешевого сырья на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия. — 1991. — Т. 31, № 5. — С. 712-716.
- Жагфаров Ф.Г., Григорьева И.А., Лapidус А.Л. Новые катализаторы процесса пиролиза углеводородов // Химия и технология топлив и масел. — 2005. — № 2. — С. 41-43.

ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ СМОЛ НА КРИСТАЛЛИЗАЦИЮ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. Морозова, Г.И. Волкова

Научный руководитель - старший научный сотрудник Г.И. Волкова

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Парафинистые системы, содержащие твердые алканы, широко распространены среди углеводородного сырья. В нефтяной отрасли с ними связан целый ряд проблем, таких как образование отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования, застывание нефтей при пониженных температурах окружающей среды, накопление остатков в нефтехранилищах и т. п. Под термином нефтяной парафин обычно подразумевают смесь длинноцепных углеводородов – n-алканов с длиной цепи от C₁₇ и выше [3]. Твердые парафины присутствуют, практически, во всех нефтях, они состоят, главным образом, из n-алканов, температура плавления которых изменяется от 22 °С для n-гептадекана (C₁₇H₂₆) до 115 °С для гектана C₁₀₀H₂₀₂ [5]. Кристаллизация парафина из парафинистых нефтей является объектом исследования на протяжении почти ста последних лет. Кристаллизация – это процесс, при котором упорядоченная структура твердого вещества получается из неупорядоченной фазы, например, расплава или разбавленного раствора. Этот процесс, как правило, включает в себя два отдельных этапа, а именно зарождение и рост кристаллов.

Процесс образования дисперсной фазы в нефтяной системе может описываться несколькими параметрами: температура помутнения, температура золь-гель перехода, температура застывания. Именно эти параметры часто служат основой для характеристики низкотемпературных свойств нефтяной системы.

Процесс кристаллизации углеводородов в нефтяном сырье замедляется в присутствии смолистых веществ, являющихся естественными депрессорами вязкостно-температурных параметров и ингибиторами, понижающими температуру начала кристаллизации высокомолекулярных углеводородов. Смолы, взаимодействуя с парафиновыми углеводородами, образуют достаточно прочные ассоциативные комплексы с упорядоченной структурой, предотвращая тем самым агрегирование зародышей кристаллов [2]. Ранее было показано [4], что добавка нефтяных смол в нефтеподобную систему (раствор нефтяного парафина в декане) приводит к снижению вязкостно-температурных и энергетических параметров.

Цель данной работы: исследовать влияние бензольных и спирто-бензольных нефтяных смол на процесс кристаллизации высокомолекулярных углеводородов.

В качестве объекта исследования использовали 6 % мас. раствор нефтяного парафина в декане (НП-д). Силикагелевые (СС), бензольные (БС) и спирто-бензольные (СБС) смолы выделены из нефти Усинского месторождения по стандартным методикам [1]. Температуру начала кристаллизации парафинов при постепенном понижении температуры определяли по моменту начала помутнения пробы, что фиксируется уменьшением светового потока. На дисплее прибора высвечивается значение безразмерной величины (амплитуда инфракрасного светового потока). Температуру начала кристаллизации, максимальной скорости кристаллизации и застывания растворов НП-д определяли на приборе ИНПН «Кристалл» марки SX-800 (Россия). Температуру золь-гель перехода определяли по резкому снижению значения вязкости на вязкостно-температурных кривых для исследуемых растворов.

Процесс осадкообразования исследовали с использованием установки, работающей по принципу «холодного стержня», при следующих условиях: температура стержня 8 °С, температура образца 30 °С, время эксперимента 1 ч; навеска образца – 40 г. Массу осадка, образовавшегося на стержне, определяли гравиметрически, и полученные значения пересчитывали на 100 г раствора. Степень ингибирования процесса образования осадка (I, %) рассчитывали по формуле: $I(\%) = m_2 - m_1 / m_1$, где m_2 – масса осадка, выделенного из исходного раствора, m_1 – масса осадка, выделенного из раствора со смолами.

Исследование микроструктуры осадков нефтяного парафина проводили с использованием метода оптической микроскопии в проходящем свете на микроскопе AXIO LAB.A1 Carl Zeiss. Полученные микрофотографии обрабатывали с помощью программ Zen и Axio Vision от Zeiss.

Как показали ранее проведенные исследования [4], введение 0,3 % мас. СС приводит к существенному снижению вязкости, температур застывания, начала кристаллизации и золь-гель перехода в растворе 6 % мас. НП-д, поэтому БС и СБС вносили в исходный раствор в таком же количестве.

Температура начала кристаллизации, связанная с зарождением первичных субмикронных частиц в исходной дисперсионной среде, оценивалась по кривым температура-пропускание светового потока (рис.1). Температура начала формирования первичных кристаллов n-алканов увеличивается с 17,6 для исходного раствора до 18,8 и 18,4 °С после введения СБС и БС соответственно. Такая же зависимость наблюдается для температуры максимальной скорости кристаллизации. В то время как температура золь-гель перехода в растворах с добавкой смол на 11-11,5 °С ниже, чем в исходном растворе (табл.).

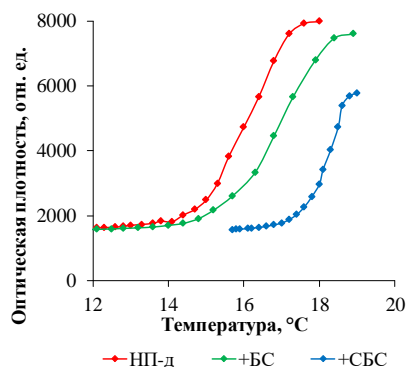


Рис.1 Зависимость пропускания растворами НП-д от температуры

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Температура застывания исходного раствора НП-д составляет 10 °С. Внесение в раствор НП-д 0,3 % мас. СБС способствует снижению температуры застывания на 6 °С. Максимальная депрессия температуры застывания наблюдается в результате добавки БС и составляет 14 °С.

Таблица

Влияние смол на температуры фазовых переходов раствора НП-д

| Образец | Температура, °С | | |
|---------|-----------------------|--------------------------------------|--------------------|
| | начала кристаллизации | максимальной скорости кристаллизации | золь-гель перехода |
| НП-д | 17,6 | 16,0 | 2,4 |
| +БС | 18,4 | 17,1 | -9,1 |
| +СБС | 18,8 | 18,2 | -8,6 |

Выявленные изменения структуры растворов НП-д с последующим переходом их в гелеподобную систему после введения в них БС и СБС при понижении температуры подтверждаются экспериментальными данными при исследовании процесса осадкообразования. Добавка СС приводит к небольшому снижению массы осадка нефтяного парафина. Однако при разделении СС степень ингибирования значительно возрастает, причем в присутствии БС степень ингибирования осадкообразования в исследуемом растворе выше (38 %), чем после введения СБС (рис. 2).

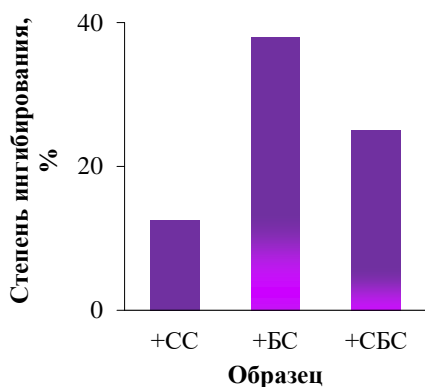


Рис. 2 Степень ингибирования осадкообразования в растворах НП-д

Структуру полученных осадков исследовали методом оптической микроскопии. Как видно из микрофотографии, осадок исходного раствора НП-д представлен радиально-лучистыми кристаллическими агрегатами диаметром до 250 мкм и фибриллярными кристаллами длиной 30-240 мкм (рис. 3а).

Добавка к исходному раствору НП-д 0,3 % мас. БС и СБС приводит к существенным изменениям в структуре кристаллизующегося нефтяного парафина. В присутствии БС структура исходного НП полностью разрушается и формируется осадок волокнистой неупорядоченной структуры (рис.3б). При добавлении в раствор СБС структура осадка представляет собой систему параллельно ориентированных структурных единиц, которые не образуют упорядоченной кристаллической сетки, а расположены хаотично (рис.3в). Для разрушения таких непрочных структур энергетические затраты минимальны.

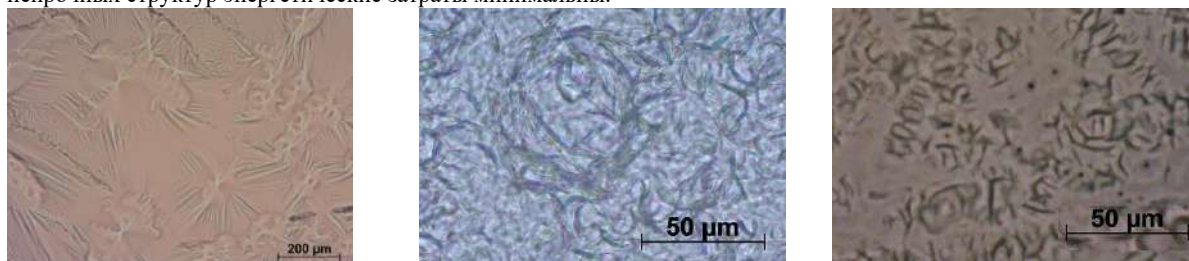


Рис.3 Микрофотографии кристаллической структуры НП: а – исходный НП; б – +БС; в – +СБС.

Таким образом, процесс кристаллизации складывается из двух стадий: образование центров кристаллизации (или зародышей) и их рост. Введение нефтяных смол, согласно полученным результатам, сдвигает первую стадию кристаллизации в область более высоких температур, но при этом стабилизирует первичные кристаллические образования, предотвращая их агрегацию и образование упорядоченной кристаллической структуры осадка НП, замедляя, тем самым, процесс осадкообразования.

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. Темяно, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.
2. Beshagina E.V. Paraffin Blockage Specifics in Model Petroliferous Systems / E.V. Beshagina, N.V. Yudina, A.A. Krutecy, Y.V. Loskutova // Procedia Chemistry. – 2014. – V.10 – P. 229 – 235.
3. Казакова Л.П. Твердые углеводороды нефти. – М.: Химия, 1986. – 171 с.
4. Петухова А.В. Влияние нефтяных смол и ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства раствора нефтяного парафина в декане // Материалы XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – Т. 2. – С. 266 – 268.
5. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. – М.: Химия, 1964. – 541 с.

**АНАЛИЗ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА
ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Е.В. Мулява

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Многие углеводородные газы, которые подлежат переработке, содержат влагу. Содержание влаги в природном газе влечет за собой образование конденсатных отложений на внутренних стенках трубопровода, а также образование кристаллогидратов [1-3]. В данный момент на месторождениях крайнего Севера используют абсорбционный метод осушки газа от влаги, где в качестве абсорбента в основном используют диэтиленгликоль (ДЭГ). В то время, когда за рубежом чаще используют триэтиленгликоль (ТЭГ), что обусловлено наличием химических производств, качеством осушенного газа и высокой концентрацией регенерированного осушителя [4-6].

Целью настоящей работы является проведение сравнительной оценки использования в качестве осушителя диэтиленгликоля и триэтиленгликоля. Для осуществления данной цели было использовано программное обеспечение Honeywell UniSimDesign Suite R460 (США), которое применяется для моделирования технологических процессов на промышленных предприятиях. Чтобы с высокой точностью оценить эффективность данных абсорбентов используются следующие показатели:

- точка росы по воде
- расход осушителя
- концентрация осушителя
- концентрация регенерированного осушителя.

Дополнительными критериями оценки станут величина уноса и стоимость. В программе Honeywell UniSimDesign Suite R460 разработана моделирующая схема абсорбционной осушки природного газа, соответствующая технологии, используемой на Ямбургском НГКМ. [7-8]. За исходный состав природного газа взят его компонентный состав на УКПГ-3 Ямбургского НГКМ, представленный в таблице.

Таблица

Исходный состав газа

| | | | | | | | |
|-------------------------------|--------|--------------------------------|-------|--------------------------------|-------|----------------|-------|
| CH ₄ | 97,809 | C ₃ H ₈ | 0,02 | C ₅ H ₁₂ | 0,008 | N ₂ | 1,774 |
| C ₂ H ₆ | 0,09 | C ₄ H ₁₀ | 0,002 | CO ₂ | 0,28 | H ₂ | 0,017 |

Содержание жидкости в пластовой смеси составляет 0,5-0,6 г/м³.

Одним из важнейших параметров, которому должен удовлетворять природный газ, транспортируемый по магистральным газопроводам, является точка росы по воде (ТТРв). Которая, в свою очередь, регламентируется СТО Газпром 089-2010 [9] и составляет не выше -20°С в зимний период и -14 °С в летний период.

Для проведения оценки эффективности был построен график зависимости точки росы по воде от расхода ДЭГа и ТЭГа (рисунок).

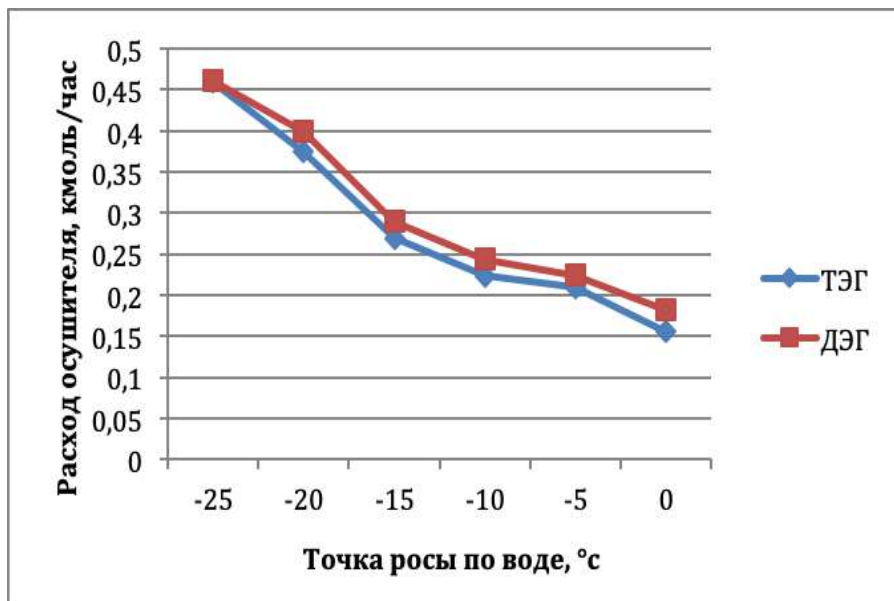


Рис.1 График зависимости точки росы по воде от расхода осушителя

Анализируя полученный график зависимости расхода осушителя от точки росы, необходимо отметить, что для достижения точек росы, регламентируемых СТО Газпром 089-2010 [9], расход осушителя должен составлять для

ТЭГа в летний период – 0,269 кмоль/час, в зимний период – 0,374 кмоль/час. Соответственно для ДЭГа в летний период 0,29 кмоль/час, в зимний период – 0,399 кмоль/час. Данные получены при концентрации осушителей 99 % масс. Но в условиях производства данная степень регенерации практически недостижима, что обусловлено отсутствием эффективной технологии очистки абсорбентов, износом оборудования и малой степенью вакуумирования.

Также используя программу, были найдены концентрации ДЭГа и ТЭГа после колонны регенерации. Концентрация ТЭГа составила 85% мас. ДЭГа – 94% мас. при давлении 6178 КПа. Невысокие степени регенерации абсорбентов обусловлены величиной давления, так как температуры в десорбере были максимальны: 164 °С для ДЭГа и 205 °С для ТЭГа. Для более полной регенерации ДЭГа создается низкий вакуум в десорбере на уровне 5332 Па. [4,6]

Учитывая температуру контакта 30 °С и условия равновесия, 85%-ным раствором ДЭГа нельзя осушить газ до необходимой точки росы, но при этих же условиях 94 %-ного раствора ТЭГа достаточно, что подтверждает преимущество ТЭГа перед ДЭГом.

Унос осушителей определяется непосредственно в процессе эксплуатации абсорбционных установок осушки газа. В литературном источнике [6] представлен опыт применения ТЭГа, в качестве осушителя на промышленной установке Ставропольского края. Условия, при которых производилась осушка следующие: давление в диапазоне от 4,7 до 5,3 Мпа; температура контакта 26-34 °С. При этом суммарные потери осушителя составили не более 5г/1000 м³. В то время как потери ДЭГа на наилучших установках в 3-4 раза выше.

Проанализировав стоимость ТЭГа и ДЭГа важно отметить, что ТЭГ является более дорогим осушителем, так как его стоимость превышает стоимость ДЭГа в 4 раза. Но выводы и расчеты, полученные выше (унос абсорбента ДЭГ в 4 раза выше уноса ТЭГ) еще раз подтверждают невыгодность использования ДЭГа, в качестве осушителя. Также известно, что для получения газа, который по содержанию влаги удовлетворял бы СТО Газпром при использовании в качестве абсорбента ДЭГа в десорбере необходимо создавать вакуум, а значит тратить дополнительную энергию и средства.

Оценка эффективности использования триэтиленгликоля в качестве осушителя показала, что с точки зрения технологических показателей ТЭГ явно превосходит ДЭГ по многим показателям. Однако стоимость ТЭГа значительно выше, но совокупность многих факторов, таких как малый расход, низкая концентрация регенерированного абсорбента и достаточно низкий унос осушителя еще раз подтверждают, что для осушки газа необходимо использовать ТЭГ.

Литература

1. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII межд. симпозиума им. 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. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. Т.2. С. 44-47.
2. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья. Успехи современного естествознания. 2017. № 4. С. 19-23.
3. Dzhaliilova S., Erofeev V. The study of technological mode options for production of oil required quality. Key Engineering Materials. 2017. V. 743. P. 394–397.
4. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Повышение эффективности процесса сбора и подготовки углеводородного сырья с применением метода математического моделирования. Успехи современного естествознания. 2017. № 8. С. 13-18.
5. Жданова И. В. Осушка природных газов / И. В. Жданова, А. Л. Халиф. – М.: Недра, 1975. – 192 с.;
6. Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1997. – 473 с.;
7. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка газов.: пер. с англ. / Д.М. Кемпбел. – М.: Недра, 1977 – 349 с.;
8. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недра, 2000. - 274 с.
9. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам;
10. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. – М.: Недра, 2002. – Ч.1 – 517 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ И АДсорбЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РАСТВОРОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Нажису, Фу Цзушэнь, В.И. Ерофеев

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство добывавшие месторождения уже входит в поздней стадии разработки в мире. Запасы трудноизвлекаемых нефти, по оценкам экспертов, превышает 1 трлн тони в мире [1,2]. Развитие методов увеличения нефтеотдачи пластов является актуальной для осваивания нефтегазового запасы на поздней стадии разработки [3]. Среди них одним из самых эффективных и перспективных методов является совместное применение щелочи, поверхностно-активного вещества (ПАВ) и полимера (технология ASP заводнение), который был разработан на основе щелочного заводнения, вытеснения нефти водными растворами ПАВ и полимерного заводнения [4]. С постепенным увеличением коэффициента вытеснения нефти за счет снижения межфазного натяжения нефти вследствие применения ПАВ и дополнительных получаемых ПАВ в результате внутрипластовой реакции щелочи и кислотных компонентов нефти. Кроме того, применение полимера уменьшает отношение подвижностей воды и нефти, и увеличивает коэффициент охвата пласта [5]. Чтобы успешно принимать ASP заводнение прежде всего нужно отбирать ПАВ и щелочь которые смогут эффективно уменьшить межфазное натяжение нефти и водного раствора. В данной работе, в условиях пластовой воды и нефти участки «В» месторождения Туха (КНР), путем измерения межфазного натяжения между раствором щелочи + поверхностно-активного вещества и нефти, исследованы влияние концентрации щелочи и ПАВ на межфазного натяжения нефти и водного раствора, и адсорбционного характеристики раствора щелочи и поверхностно-активных веществ.

Поверхностно-активные вещества включают нефтяный сульфонат (эффективное содержание 50%) , произведен Daqing Refining & Chemical Co., Ltd. и тяжелый алкилбензолсульфонат (эффективное содержание 50%), произведен Daqing Oilfield Dongyu Company. Щелочи включают слабая щелочь карбонат натрия (Na_2CO_3 , эффективное содержание 98%), и сильная щелочь гидроксид натрия (NaOH , эффективное содержание 96%). Экспериментальная вода является нагнетательной водой нефтяного месторождения Туха, массовые концентрации ($\text{K}^+ + \text{Na}^+$), Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} и HCO_3^- составляют 4342, 7935, 437, 20561, 1152, 1026 мг/л соответственно. Общая степень минерализации составляет 35453 мг/л. В нагнетательной воде содержит большое количество ионов кальция и магнии, чтобы удалить ионов кальция и магнии, определенное количество NaOH и Na_2CO_3 добавляются к нагнетательной воде с образованием осадок CaCO_3 и $\text{Mg}(\text{OH})_2$, и после фильтрования осадок получает смягченную воду. Нефть, использованная в эксперименте, представляет собой нефть участки «В» месторождения Туха. Нефтеносный песок получается путем измельчения и просивания естественных кернов нефтяного месторождения Туха, а размер частиц составляет от 40 до 80 меш. Межфазное натяжение между вытесняющим агентом и нефтью испытывали с использованием измерителя межфазного натяжения Spinning Drop Interfacial Tensiometer Model 500. Эксперименты проводили при пластовой температуре 76 °C.

Раствор сильной щелочи и тяжелого алкилбензолсульфоната (1,2% NaOH +0,3% тяжелый алкилбензолсульфонат) и раствор слабой щелочи и нефтяного сульфоната (1,2% Na_2CO_3 +0,3%нефтяный сульфонат) были приготовлены с использованием 100 мл нагнетательной воды и смягченной воды. Результаты измерения межфазного натяжения представляются в таблице 1. Из таблицы 1 видно, что растворы, приготовленные из смягченной воды, имеют низкое межфазное натяжение с нефтью, поэтому рекомендуется использовать смягченную воду в качестве последующей экспериментальной воды.

Таблица 1

Результаты измерения межфазного натяжения (мН/м)

| Щелочь + ПАВ | 1,2% NaOH +0,3% тяжелый алкилбензолсульфонат | 1,2% Na_2CO_3 +0,3%нефтяный сульфонат |
|---------------------|---|---|
| Нагнетательная вода | $2,54 \times 10^{-1}$ | $1,85 \times 10^{-1}$ |
| Смягченная вода | $7,72 \times 10^{-2}$ | $2,98 \times 10^{-2}$ |

Раствор сильной щелочи + тяжелого алкилбензолсульфоната и раствор слабой щелочи + нефтяного сульфоната с разной концентрации щелочи и ПАВ были приготовлены с использованием 100 мл смягченной воды. Результаты измерения межфазного натяжения представляются в таблице 2. Из таблицы 2 видно, что концентрация щелочи и ПАВ влияет на межфазное натяжение. В пределах экспериментального диапазона, с увеличением концентрации щелочи и ПАВ межфазное натяжение между раствором и нефтью уменьшается. Для растворов сильной щелочи +тяжелого алкилбензолсульфоната, когда концентрация щелочи превышает 0,9% и концентрация ПАВ превышает 0,2%, межфазное натяжение между раствором и нефтью может достигать уровня 10^{-2} мН/м. Для растворов слабой щелочи + нефтяного сульфоната, во всех диапазоне межфазное натяжение между раствором и нефтью может достигать уровня 10^{-2} мН/м. Из таблицы 2 узнаем, что межфазное натяжение между раствором слабой щелочи+нефтяного сульфоната и нефтью ниже, чем раствор сильной щелочи + тяжелого алкилбензолсульфоната.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

Таблица 2

Результаты измерения межфазного натяжения (мН/м)

| Тяжелый алкилбензолсульфонат (%) | Сильная щелочь гидроксид натрия (%) | | | | |
|----------------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | 0,1 | 0,3 | 0,6 | 0,9 | 1,2 |
| 0,025 | $2,199 \times 10^{-1}$ | $1,896 \times 10^{-1}$ | $1,624 \times 10^{-1}$ | $1,368 \times 10^{-1}$ | $1,187 \times 10^{-1}$ |
| 0,05 | $1,969 \times 10^{-1}$ | $1,711 \times 10^{-1}$ | $1,468 \times 10^{-1}$ | $1,259 \times 10^{-1}$ | $1,135 \times 10^{-1}$ |
| 0,1 | $1,634 \times 10^{-1}$ | $1,426 \times 10^{-1}$ | $1,329 \times 10^{-1}$ | $1,175 \times 10^{-1}$ | $1,069 \times 10^{-1}$ |
| 0,2 | $1,263 \times 10^{-1}$ | $1,159 \times 10^{-1}$ | $1,095 \times 10^{-1}$ | $1,069 \times 10^{-1}$ | $8,68 \times 10^{-2}$ |
| 0,3 | $9,63 \times 10^{-2}$ | $9,35 \times 10^{-2}$ | $8,79 \times 10^{-2}$ | $8,39 \times 10^{-2}$ | $7,72 \times 10^{-2}$ |
| Нефтяной сульфонат (%) | Слабая щелочь карбонат натрия (%) | | | | |
| | 0,1 | 0,3 | 0,6 | 0,9 | 1,2 |
| 0,025 | $9,86 \times 10^{-2}$ | $8,56 \times 10^{-2}$ | $7,45 \times 10^{-2}$ | $6,34 \times 10^{-2}$ | $5,64 \times 10^{-2}$ |
| 0,05 | $7,89 \times 10^{-2}$ | $6,49 \times 10^{-2}$ | $6,23 \times 10^{-2}$ | $5,98 \times 10^{-2}$ | $5,24 \times 10^{-2}$ |
| 0,1 | $6,21 \times 10^{-2}$ | $5,85 \times 10^{-2}$ | $5,22 \times 10^{-2}$ | $4,67 \times 10^{-2}$ | $4,21 \times 10^{-2}$ |
| 0,2 | $5,87 \times 10^{-2}$ | $5,26 \times 10^{-2}$ | $4,83 \times 10^{-2}$ | $4,16 \times 10^{-2}$ | $3,53 \times 10^{-2}$ |
| 0,3 | $5,35 \times 10^{-2}$ | $4,86 \times 10^{-2}$ | $4,12 \times 10^{-2}$ | $3,64 \times 10^{-2}$ | $2,98 \times 10^{-2}$ |

Раствор сильной щелочи + тяжелого алкилбензолсульфоната (1,2% NaOH+0,3% тяжелый алкилбензолсульфонат) и раствор слабой щелочи + нефтяного сульфоната (1,2% Na₂CO₃+0,3% нефтяной сульфонат) были приготовлены с использованием 100 мл смягченной воды. Нефтеносный песок (40-80 меш) были добавлены в приготовленный раствор по соотношению жидкости и твердого вещества 20:1, затем были перемешаны и положены в инкубаторе при 76 ° С. Через 24 часа взять непосадочную жидкость, чтобы измерить межфазного натяжения между раствором и нефти. Надосадочная жидкость раствора смешены со свежим нефтяным песком, и вышеуказанный эксперименты повторены два раза. Результаты экспериментов приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты измерения межфазного натяжения (мН/м)

| Щелочь + ПАВ | Параметры | Количество адсорбции | | | |
|---|-----------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|
| | | Исходный | 1 | 2 | 3 |
| 1,2% NaOH+0,3% тяжелый алкилбензолсульфонат | | $7,67 \times 10^{-2}$ | $8,02 \times 10^{-2}$ | $9,43 \times 10^{-2}$ | $1,573 \times 10^{-1}$ |
| 1,2% Na ₂ CO ₃ +0,3% нефтяной сульфонат | | $3,16 \times 10^{-2}$ | $3,82 \times 10^{-2}$ | $7,16 \times 10^{-2}$ | $1,015 \times 10^{-1}$ |

Из таблицы 3 видно, что адсорбция природного нефтяного песка оказывает влияние на межфазное натяжение между раствором и нефтью. Межфазное натяжение между раствором и нефтью повышается с увеличением количества адсорбций. После адсорбций межфазное натяжение между раствором и нефтью возрастает до уровня 10^{-1} мН/м.

Таким образом, по сравнению с раствором приготовленного из нагнетательной водой, межфазное натяжение между раствором щелочи + ПАВ приготовленного из смягченной водой и нефтью ниже. Межфазное натяжение между раствором слабой щелочи + нефтяного сульфоната и нефтью ниже, чем раствор сильной щелочи + тяжелого алкилбензолсульфоната. С увеличением количества адсорбции межфазное натяжение между раствором и нефтью увеличивается, но скорость увеличения не высокая. Межфазное натяжение после трехразовых адсорбций также близко к уровню 10^{-2} мН/м, которое указывает на то, что раствора ПАВ и щелочи обладает сильной антиадсорбционной способностью.

Литература

1. Bai B., Zhou J., Yin M. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control // Petroleum exploration and development. – 2015. – V. 42. – № 4. – P. 481–487.
2. Нажису, Ерофеев В.И., Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 10 – С. 96–100.
3. Нажису, Ерофеев В.И., Лу Сянго, Лу Цзиньлун, Ван Сяоянь, Чжан Лидонг. Влияние минерализации пластовых вод на физико-химические и фильтрационные характеристики полимерных растворов и гелей для повышения нефтеотдачи пластов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 136-145.
4. Нажису, Ерофеев В.И., Лу Цзиньлун, Ван Вэй. Исследование фильтрационных и реологических свойств полимерного геля для повышения нефтеотдачи пластов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 147-157.
5. Sheng J. J., Leonhardt B., Nasser A. Status of polymer-flooding technology // Journal of Canadian petroleum technology. - vol.54. - №.2. - P. 116-125.
6. Abass A. Olajire Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges // Energy. - 2014. - vol. 77. - P. 963-982.

7. Zhu Y., Hou Q., Jian G., Ma D., Wang Z. Current development and application of chemical combination flooding technique // Petroleum exploration and development. - 2013. - vol. 40. - №.1. - P. 90-97.

КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ МОДИФИЦИРОВАННЫЕ ПОЛИОКСОМЕТАЛЛАТНЫМИ СОЕДИНЕНИЯМИ МОЛИБДЕНА ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Х.В. Нальгиева^{1,2}, М.А. Морозов², А.В. Восмериков²

Научный руководитель - научный сотрудник А.С. Акимов^{1,2}

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Мировая нефтепереработка в настоящее время характеризуется сокращением запасов легких и средних нефтей, увеличением доли добычи и переработки тяжелых сернистых и высокосернистых нефтей (содержание общей серы порядка 0,6-3,5% масс.), ужесточаются требования природоохранного законодательства к качеству нефтепродуктов. Эти факторы вызывают необходимость перестройки и модернизации нефтеперерабатывающей промышленности, строительства новых мощностей с увеличением глубины переработки и сокращением потребления мазута, а также интенсификация производства высококачественных моторных топлив. Повышение спроса на моторные топлива улучшенного качества решается разработкой и внедрением технологий, направленных на глубокое превращение нефтяных остатков и максимальное удаление серосодержащих соединений. Ведущие мировые компании делают ставку на комплексную технологию переработки тяжелого углеводородного сырья с использованием как термических (термический крекинг, висбрекинг, замедленное коксование) и каталитических (каталитический крекинг, гидрокрекинг) процессов. Использование такого подхода позволяет ввести процесс с высокой гибкостью и получать продукты требуемого качества [1]. Вместе с тем имеются и недостатки: необходимость довольно высоких инвестиций, наличие водородного хозяйства, жесткие технологические условия (высокие значения температуры и давления, высокое соотношение водорода к сырью). Таким образом разработка процессов переработки тяжелого углеводородного сырья в моторные топлива на существующем оборудовании или с минимальными затратами на реконструкцию является актуальной задачей.

Полиоксометаллаты молибдена (полиоксомолибдаты) относятся к весьма перспективному классу материалов. Они весьма интересны и с теоретической и с практической точек зрения. К важным свойствам полиоксометаллатов можно отнести: возможность синтеза разнообразных гигантских кластеров (благодаря наличию связи Mo-O-Mo и возможности изменения координационных чисел от 4 до 7), высокая реакционная способность (из-за наличия металлоцентров разной электронной формы), хорошая растворимость (из-за наличия большого числа лигандов H₂O). Вышеперечисленные свойства присущи и молибденовым синям, которые представляют собой смесь различных оксосоединений молибдена, степень окисления (Mo) которого находится между +5 и +6. Наряду с свойствами характерными для полиоксометаллатных соединений, молибденовые сини обладают рядом отличительных черт: монодисперность, чрезвычайно малый размер частиц, структурная аналогия фрагментов с каталитически активными оксидами металлов. Несмотря на то, что молибденовые сини известны уже почти 200 лет, практически не рассматривается возможность создания нанесенных материалов (например катализаторов/каталитических систем) на их основе [2]. В этой связи создание научных основ синтеза стабильных молибденовых синей и каталитических композитов на их основе представляется весьма актуальной.

Носители катализаторов и каталитических систем являются важнейшей составляющей эффективности его работы. Роль носителя состоит в создании дисперсности активной фазы, механической прочности, термической стабильности кроме того сам носитель может катализировать некоторые реакции соединений нефтяных фракций. Абсолютным лидером среди носителей катализаторов гидропроцессов является γ -Al₂O₃; другие носители, такие как углеродные материалы, ZrO₂, SiO₂, TiO₂, не нашли промышленного применения. Поэтому улучшение свойств именно γ -Al₂O₃ находится в центре внимания ученых и промышленников. В этой связи весьма перспективным видится использование продуктов взаимодействия с водой алюмонитридной композиции (коммерческий продукт), полученных методом электрического взрыва алюминиевой проволоки в атмосфере азота. Благодаря развитой системе пор, положительному заряду поверхности и высоким адсорбционным характеристикам продуктов – оксигидроксидов алюминия (псевдобемиты) – они широко применяются: при получении керамических изделий, абразивов, медикаментов, адсорбентов, катализаторов, а также при изготовлении микробиологически высокоэффективных адсорбентов по отношению к микроорганизмам и фильтров тонкой очистки воды от ионов мышьяка, железа, свинца, кадмия [3]. Несмотря на широкое применение псевдобемитов (продукт гидролиза электровзрывной алюмонитридной композиции) в различных отраслях, их использование в конструировании каталитических систем весьма ограничено.

Целью настоящей работы является синтез и исследование активности каталитических алюмооксидных систем модифицированных полиоксомолибдатными соединениями в процессе переработки тяжелого углеводородного сырья.

Синтез полиоксомолибдатных соединений (молибденовых синей) осуществляли посредством восстановления органическим спиртом механокомпозита, полученного механоактивацией природного молибденита в планетарной шаровой мельнице. В качестве носителей каталитических систем использовали γ -Al₂O₃ полученный посредством термообработки коммерческого псевдобемита (ООО «Ишимбайский специализированный химический завод катализаторов») и псевдобемита - продукта гидролиза алюмонитридной композиции (ООО "Передовые порошковые технологии"). Модифицирование носителей молибденовой синью осуществляли с привлечением

традиционных методов получения нанесенных каталитических систем (пропитка, смешение). Физико-химические свойства образцов исследовали с привлечением следующего ряда инструментальных методов: сканирующая электронная микроскопия с возможностью микроанализа поверхности, рентгенографический анализ (рентгеноструктурный и рентгенофазовый анализ), оптическая спектроскопия. Предварительное тестирование полученных каталитических систем в процессе переработки тяжелого углеводородного сырья проводили в реакторе-автоклаве в статическом режиме.

На рис. 1 приведены электронные микрофотографии псевдобемита (ООО «Ишимбайский специализированный химический завод катализаторов») и γ - Al_2O_3 полученного на его основе. Морфология обоих образцов представляет собой частицы сфероидной (или близкой к ней) формы.



Рис. 1 Электронные микрофотографии образцов
а – исходный псевдобемит; б – оксид алюминия (γ - Al_2O_3)

На рис. 2 в качестве примера приведены рентгеновские дифрактограммы псевдобемита (ООО «Ишимбайский специализированный химический завод катализаторов»), оксида алюминия (γ - Al_2O_3) на его основе и каталитической системы. Рентгенограмма псевдобемита представляет собой набор четко фиксирующихся характеристических рефлексов. На дифракционных картинах γ - Al_2O_3 и каталитической системы на его основе наблюдаются широкие рефлексы в области углов 2θ 35-40 ° и 58-64 °. Помимо вышеуказанных широких рефлексов в обоих образцах фиксируются относительно хорошо окристаллизованные рефлексы характерные для фазы γ - Al_2O_3 кубической модификации.

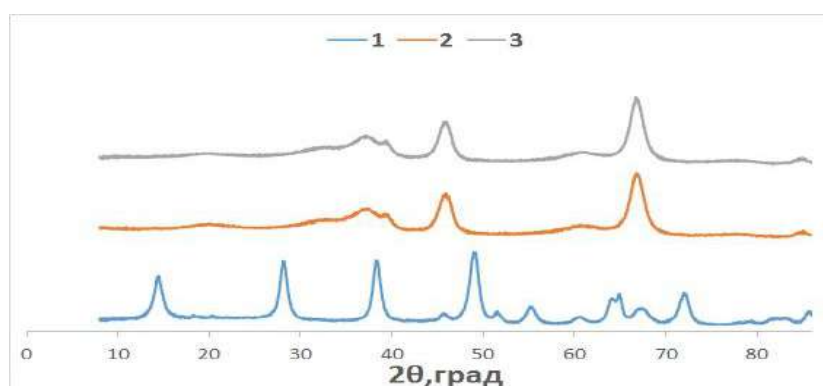


Рис. 2 Рентгеновские дифрактограммы образцов

1 – исходный псевдобемит; 2 – оксид алюминия; 3 – каталитическая система;

Предварительное тестирование полученных каталитических систем показало их активность в процессе переработки тяжелого углеводородного сырья – конверсия фракции $T_{кип} > 350$ °С составила порядка 68 %. Таким образом показано, перспективность использования каталитических систем модифицированных полиоксометаллатными соединениями в процессе переработки тяжелого сырья.

Литература

1. Горлов Е.Г., Котов А.С., Горлова Е.Е. Термокаталитическая переработка нефтяных остатков в присутствии цеолитов и горючих сланцев // Химия твердого топлива. –2009. –№1. –С. 31-38.
2. Талисманов С.С., Еременко И.Л. Химическое конструирование гомо- и гетероядерных полиоксометаллатных кластеров // Успехи химии.-2003.-№7.-С.627-642..
3. Laurenti D., Phung-Ngoc B., Roukoss Ch., Devers E., Marchand K., Massin L., Lemaitre L., Legens C., Quooinaud A.-A., Vrinat M. Intrinsic potential of alumina-supported CoMo catalysts in HDS: comparison between γ , γ T, and δ -alumina // Journal of Catalysis. -2013.- V.297.-P.165-175.

ЗАВИСИМОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМОВ ИЗМЕЛЬЧЕНИЯ СТРУЖКИ ВК6 НА КАЧЕСТВЕННЫЙ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ПРОДУКТОВ СИНТЕЗА ФИШЕРА-ТРОПША

В.А. Пивовар, Е.В. Попок

Научный руководитель - главный технолог С.П. Журавков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Технология синтеза Фишера-Тропша, позволяющая получать синтетические жидкие углеводороды, является одной из самых востребованных направлений нефтехимического синтеза. Это происходит потому, что на основе данной технологии возможно создание одного из немногих эффективных методов утилизации попутного нефтяного газа и, таким образом, вовлечение в производственный процесс потенциального сырья, которое в настоящее время используется не в полной мере.

Исследования проводились на лабораторной установке разработанной проектной организацией ЗАО «Катакон», работающей при повышенном давлении [1]. Масса загружаемого порошка составила 29,93 г, суммарный расход реагентов – 120 мл/мин. Для проведения исследования использовалось соотношение реагентов $H_2:CO = 2:1$.

Ранее было выявлено, что рабочая температура для данного порошка находится в температурном интервале 230–280 °С [2]. Опыты проводились под давлением 10 кгс/см².

Распределение основных компонентов в отходящем газе от температуры процесса, представлено на рисунке 1. В соответствие с чем можно сделать вывод, что общая степень конверсии увеличивается пропорционально температуре.

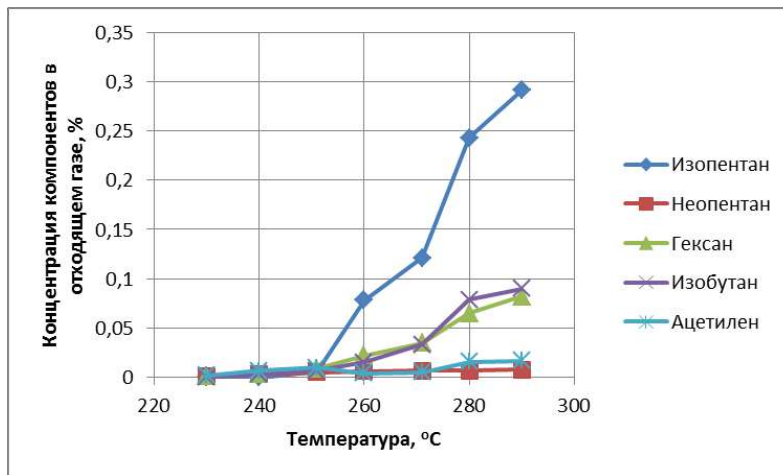


Рис.1 Зависимость концентрации компонентов в отходящем газе от температуры

Основной побочной реакцией данного процесса является процесс метанирования, при 290 °С содержание метана составляет 39,12%. При попытке сдвинуть равновесие процесса в сторону образования целевого продукта, меняя значение давления реакции, получена следующая зависимость.

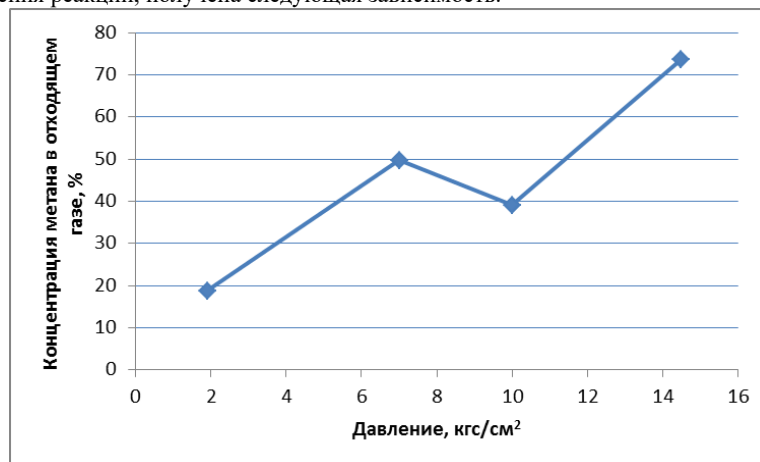


Рис.2 зависимость концентрации метана в отходящем газе от давления в системе

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Выход целевых компонентов с ростом давления процесса увеличивается, но достигнув значение по давлению 10 кгс/см², конверсия резко идет на спад. Это правило действует для всех компонентов в отходящем газе, кроме гесана.

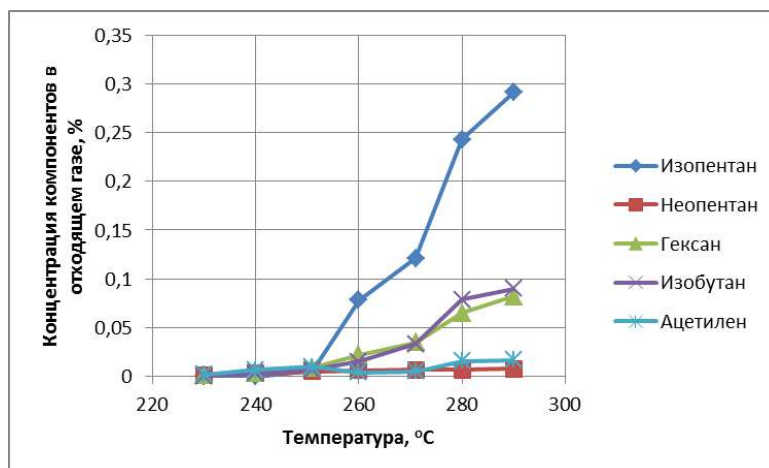


Рис.3 Зависимость концентрации компонентов в отходящем газе от давления в системе

Время эксперимента составил 6 часов, по результатам которого было отобрано 3 мл жидкости. Жидкие продукты синтеза отбирались и хранились в морозильной камере для их анализа по ГОСТ Р 52714-2007 «Бензины автомобильные. Определить индивидуальный и групповой углеводородный состав методом капиллярной газовой хроматографии не удалось, ввиду большого содержания воды в пробе. Что касается оксигенатов, то основными компонентами являются этанол и метанол.

Заключение. Общая степень конверсии для данного порошка – 14,1%, что в разы меньше, пробы ВК6 такой же фракции прошедшей восстановление в токе водорода в течение нескольких часов[2]. При активном метанообразовании рекомендуется снизить давление технологического процесса, для сдвига реакции в сторону образования целевых продуктов.

Литература

1. Пивовар В.А., Попок Е.В., Журавков С.П. Исследование каталитической активности металлических порошков, полученных электроимпульсными методами, в синтезе Фишера Тропша // Экология и безопасность в техносфере: современные проблемы и пути решения: сборник трудов Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / Юргинский технологический институт. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 736 с.
2. Пивовар В.А., Попок Е.В., Журавков С.П. Влияние различных режимов измельчения продуктов электроэрозионного диспергирования стружки сплава ВК6 на активность катализатора в синтезе Фишера Тропша.//Международная конференция «Перспективные материалы с иерархической структурой для новых технологий и надежных конструкций» г. Томск: Издательский ДОМ ТГУ, 2018 г.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ПОМОЩЬЮ ГЛИКОЛЕЙ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

С.Е. Покрова

Научный руководитель - профессор Ерофеев В.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Надежность эксплуатации газотранспортных систем (ГТС), составной частью которых являются установки комплексной подготовки природного газа к транспорту (УКПП), выдвигает определенные требования к качеству транспортируемой продукции. Главные из них – точка росы по влаге (ТТРв) и точка росы по углеводородам (ТТРу). При подаче природного газа без предварительной очистки и осушки в системе газопроводов могут образовываться и скапливаться жидкость. Для стабильного транспорта природного газа и бесперебойной работы трубопроводов важно устранить возможность любой конденсации жидкостей или осаждения твердых веществ в процессе нормальной работы, а также при переходных режимах [1-4].

В качестве исходных данных для выбора эффективной технологии по осушке природного газа взят состав природного газа, добываемого из сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения [5-7]. Газ метановый, с содержанием воды до 3,8 г/м³, сероводород отсутствует (табл.1).

Таблица 1

Компонентный состав газа в соответствии с проектом разработки

| Компонент | % объемные |
|--------------------------------------|------------|
| Метан CH ₄ | 98,64 |
| Этан C ₂ H ₆ | 0,09 |
| Пропан C ₃ H ₈ | 0,02 |
| Бутан C ₄ H ₁₀ | 0,002 |
| Углекислый газ CO ₂ | 0,018 |
| Азот N ₂ | 1,2 |
| Гелий He | 0,01 |
| Водород H ₂ | 0,02 |

Объемы добычи газа составляют 8 млрд м³/год или 952381м³/ч.

Сырой газ после дожимной компрессорной станции (ДКС) имеет следующие параметры:

давление 2,5÷4,5 МПа;

температура: в зимний период не ниже 5 °С для исключения замерзания нижних трубок аппаратов воздушного охлаждения ДКС, в теплый период (при температуре воздуха 0 °С и выше) 15÷30 °С.

Для месторождений Крайнего Севера наиболее часто применяемой технологией осушки природного газа является абсорбционная осушка с применением различных гликолей [8]. На установках комплексной подготовки газа Ямбургского месторождения для осушки применяется диэтиленгликоль (ДЭГ).

Для установления наиболее эффективного процесса осушки газа, были рассмотрены следующие технологии: двухступенчатая абсорбционная осушка этиленгликолем; абсорбционная осушка диэтиленгликолем или триэтиленгликолем (ТЭГ).

Процесс осушки моделировался в программном комплексе Hysys. Так как Ямбургское НГКМ в настоящее время находится на стадии падающей добычи, на его промыслах уже имеются обустроенные цеха подготовки газа, то моделирование процессов осушки производилось на абсорберах, уже используемых на промыслах месторождения.

Параметры абсорбера: диаметр 1800 мм и высота 10190 м, состоит из 3-х функциональных секций:

нижняя – предварительная сепарация газа (сепарационная секция);

средняя – абсорбционная осушка газа (массообменная секция);

верхняя – очистка газа от ДЭГ, уносимого из массообменной секции (фильтрующая секция).

В настоящее время на УКПП-4 все абсорберы модернизированы с использованием регулярных насадок: входная сепарационная секция состоит из 102 циклонных элементов ГРП-515; массообменная секция оснащена регулярной насадкой конструкции ДАОО "ЦКБН", слой 3,3 м; фильтр-секция – тарелка с 14 насадками МКН.

В программе производилось моделирование процесса абсорбции, расчет необходимого количества осушителя и определение температуры точки росы по влаге для конечного продукта. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Получаемые значения точки росы при абсорбционной осушке гликолями

| | период | Расход гликоля | | Потери гликоля | | Температура точки росы, °С |
|------------------|--------|----------------|-------------------|----------------|-----|----------------------------|
| | | кг/ч | м ³ /ч | кг/ч | т/г | |
| Этиленгликоль | зима | 9500 | 8,5 | 14,3 | 120 | -18.22 |
| | лето | | | | | -16.02 |
| Диэтиленгликоль | зима | 6050 | 5,4 | 9,52 | 80 | -23.15 |
| | лето | | | | | -18.35 |
| Триэтиленгликоль | зима | 1605 | 1,5 | 2,86 | 24 | -44.11 |
| | лето | | | | | -24.06 |

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Оценка эффективности использования абсорбентов производилась по следующим параметрам: экономические затраты (зависят от требуемого расхода и потерь гликоля) и температура точки росы (регламентируется требованиями СТО Газпром 089-2010 "Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам").

Как видно из табл. 2, применение в качестве осушителя этиленгликоля нецелесообразно. При использовании достаточно больших объемов гликоля, качество получаемого осушенного газа не соответствует требованиям (в зимний период ТТРв должна быть ниже -20°C).

Применяемый на данный момент на промыслах диэтиленгликоль дает ТТРв, соответствующие предъявляемым требованиям.

Использование в качестве осушителя природного газа триэтиленгликоля позволяет при гораздо меньших объемах абсорбента получать сухой газ с более низкими значениями точки росы [9-11].

Так как расчеты производились для уже используемых на промыслах абсорберов, то экономических затрат на обустройство промысла не требуется.

При цене диэтиленгликоля 70000 р/т и потерях 80т/год, затраты на восполнение абсорбента составят

$$80 \times 70000 = 5600000 \text{ р} = 5,6 \text{ млн р.}$$

При цене триэтиленгликоля 100000 р/т и потерях 24т/год, затраты на восполнение составят

$$24 \times 100000 = 2400000 \text{ р} = 2,4 \text{ млн р.}$$

Таким образом, использование триэтиленгликоля позволит сэкономить 3,2 млн. рублей в год.

Литература

1. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII межд. симпозиума им. 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. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. Т.2. С. 44-47.
2. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья. Успехи современного естествознания. 2017. № 4. С. 19-23.
3. Dzhaliilova S., Erofeev V. The study of technological mode options for production of oil required quality. Key Engineering Materials. 2017. V. 743. P. 394-397.
4. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Повышение эффективности процесса сбора и подготовки углеводородного сырья с применением метода математического моделирования. Успехи современного естествознания. 2017. № 8. С. 13-18.
5. Жданова И. В. Осушка природных газов / И. В. Жданова, А. Л. Халиф. – М.: Недра, 1975. – 192 с.;
6. Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1997. – 473 с.;
7. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка газов.: пер. с англ. / Д.М. Кемпбел. – М.: Недра, 1977 – 349 с.;
8. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недра, 2000. - 274 с.
9. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.
10. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. –Л.:Недра, 2008.- 161с.
11. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. – М.: Недра, 2002. – Ч.1 – 517 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА ДЛЯ СИНТЕЗА 5-НОРБОРНЕН-2,3-ДИКАРБОКСИМИДА N-ЭТИЛАЦЕТАТА

В.А. Пылев

Научные руководители: доцент Л.С. Сорока, доцент А.А. Ляпков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К одному из основных процессов переработки углеводородного сырья относится пиролиз, в результате которого, кроме основных непредельных газообразных соединений, образуется до 20 % жидких побочных продуктов. Одним из побочных продуктов высокотемпературного пиролиза нефтяных фракций производства этилена и пропилена является дициклопентадиен.

Выделяемую из продуктов пиролиза фракцию C₅, содержащую циклопентадиен, нагревают в течение 2-3 часов при температуре 100-130 °С для более полного превращения циклопентадиена в дициклопентадиен, отгоняют более низкокипящие компоненты и выделяют фракцию, содержащую 60-70 % дициклопентадиен [1]. Более чистый продукт получают дополнительной перегонкой или через стадии деполимеризации и последующей димеризации.

Дициклопентадиен может использоваться в качестве мономера в процессе полимеризации. Например, образует сополимеры с олефинами, а при метатезисной полимеризации с раскрытием цикла – полидициклопентадиен [3]. Также дициклопентадиен может использоваться в качестве промежуточного соединения для синтеза мономеров на основе норборнендикарбоновых кислот и соответствующих полимеров.

Содержащие кислород мономеры на основе норборнена, такие как 5-норборнен-2-карбоновая кислота, 5-норборнен-2,3-дикарбоновая кислота и их производные, имеют важное значение в качестве промежуточных соединений для получения фармацевтических и биологически активных веществ, а также усовершенствованных полимеров [1, 4]. Наиболее часто используемыми мономерами на основе норборнена в последнее время являются N-замещенные норборнендикарбоксимиды [2].

Настоящая работа посвящена получению мономера 5-норборнен-2,3-дикарбоксимида N-этилацетата трёхстадийным синтезом, где на первой стадии получают эндиковый ангидрид из дициклопентадиена и малеинового ангидрида. Из синтезированного мономера, в результате метатезисной полимеризации с раскрытием цикла, будет получен полимер, ожидаемыми свойствами которого являются механическая прочность, твёрдость, термостойкость, стойкость к агрессивным средам и ультрафиолетовому облучению.

Синтез эндикового ангидрида проводили по методике, описанной в работе [5]. Полученный продукт перекристаллизовали из кипящего хлорбензола. Получили белые мелкие кристаллы. Выход полученного продукта составил 63 % от теоретически возможного. Его структура была подтверждена с помощью инфракрасной спектроскопии.

Далее, в результате реакции аминокислоты с этиловым спиртом, получили ещё один промежуточный продукт - гидрохлорид этилового эфира аминокислоты. Для синтеза тионил хлорид в течение 30 минут прикапывали при температуре 0 °С к этиловому спирту. После того как раствор достиг комнатной температуры, добавляли аминокислоту. Смесь перемешивали в течение 48 часов, избыток спирта удаляли под вакуумом. Выход полученного продукта составил 82 % от теоретически возможного.

Синтез 5-норборнен-2,3-дикарбоксимида N-этилацетата на основе эндикового ангидрида и гидрохлорида этилового эфира аминокислоты проводили в присутствии триэтиламина в растворе толуола. Для этого реагенты выдерживали в течение 15 часов при кипении. По окончании реакции смесь охлаждали, промывали соляной кислотой и водой и отгоняли растворитель под вакуумом. Выход продукта составил 64 % от теоретически возможного.

Структура полученного мономера подтверждена с помощью инфракрасной спектроскопии. На ИК-спектре присутствуют полосы поглощения в области 2900 см⁻¹, что соответствует валентным колебаниям связей С-Н. Деформационные колебания С-Н в области 1400-1410 см⁻¹. Валентные колебания С=О в области 1700 см⁻¹.

Химические сдвиги двух олефиновых протонов на ЯМР ¹H-спектре эквивалентны, сигнал наблюдается при 6,3 м.д., сигналы алифатических протонов находятся в области сильных полей. Сигнал метиленовой группы наблюдается в виде мультиплета в областях 1,6 и 1,8 м.д. Алифатические протоны, находящиеся ближе к кислороду, попадают под его электроакцепторное влияние и становятся более дезэкранированными, их сигнал смещается в область слабых полей (4,3 м.д.). Сигналы С-Н групп дают два сигнала при химических сдвигах 2,8 и 3,4 м.д. Протоны метильной группы дают один интенсивный сигнал с химическим сдвигом 1,3 м.д.

Литература

1. Adekunle O., Tanner S., Wolfgang H.B. Synthesis and crossover reaction of TEMPO containing block copolymer via ROMP // Beilstein J. Org. Chem. – 2010. – V. 6. – №59. – P. 1 – 11.
2. Cetinkaya S., Ozker T., Bayram R. Application of well-defined ruthenium alkylidenes to the ROMP of norbornene derivatives: methoxyphenyl-substituted polynorbornene dicarboximides // Appl. Catal. A: General. – V. 393. – P. 24 – 28.
3. Cheung T. T. P. Cyclopentadiene and dicyclopentadiene // Encyclopedia of Polymer Science and Technology. – 2002. – T. 5. – С. 759-776.
4. Karabulut S. et al. Ruthenium-initiated ring opening metathesis polymerization of O- containing norbornene derivatives // J. Biol. Chem. – 2012. – V. 40. – №1. – P. 75 – 84.
5. Vargas J. et al. Gas transport and ionic transport in membranes based on polynorbornenes with functionalized imide side groups // Macromolecules. – 2007. – T. 40. – №. 3. – С. 563-570.

**ВЛИЯНИЕ МОДИФИКАТОРА НАНЕСЕННОГО НА АМОРФНЫЙ АЛЮМОСИЛИКАТ НА
ТРАНСФОРМАЦИЮ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ**

А.А. Солдаева, Н.Н. Свириденко, А.К. Головки

Научный руководитель - научный сотрудник Н.Н. Свириденко

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

По мере истощения запасов легких и средних нефтей важным сырьевым источником для удовлетворения растущих потребностей в топливе становятся тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы. Мировые ресурсы тяжелых нефтей и природных битумов значительно превышают запасы легких и оцениваются более чем в 810 млрд. т. [1]. Большими запасами природных битумов располагают Канада и Венесуэла, значительные запасы также имеют Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай. По разным оценкам на территории Российской Федерации сосредоточено от 30 до 75 млрд. т. тяжелой нефти и природных битумов [1].

Одной из основных проблем, связанных с переработкой тяжелого углеводородного сырья, является высокое содержание в его составе высокомолекулярных гетеросодержащих соединений - асфальтенов и смол, склонных к образованию кокса и отравлению катализаторов [2-3]. Для создания эффективных способов переработки тяжелых нефтей и природных битумов, а также дальнейшего использования полученных продуктов необходимы знания о влиянии температуры и природы катализаторов на различные функциональные группы в структуре молекул смол и асфальтенов [4]. Эти данные важны для более глубокого понимания изменений, которые происходят в смолах и асфальтенах в процессах термического и каталитического крекинга.

Цель данной работы – определение оптимального количества модификатора на поверхности катализатора для увеличения выхода светлых фракций за счет повышения глубины деструкции (до 50 % отн.) смолисто-асфальтеновых веществ высокосернистого природного битума.

В качестве объекта исследования был выбран битум Кармальского месторождения. Данный объект является высокосернистыми (содержание серы 3,65 %), с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (29,7 % мас.). По данным фракционного состава видно, что битум характеризуется низким содержанием фракций, выкипающих до 360 °С – 41,3 % мас.

Таблица 1

Характеристика катализаторов

| Катализатор | Размер пор, Å | Удельная поверхность, м ² /г | Силикатный модуль |
|-------------|---------------|---|-------------------|
| ААС-1 | 50 | 500 | 20 |
| ААС-2 | 70 | 600 | 40 |

В качестве катализаторов были взяты аморфные алюмосиликаты (ААС), полученные в Институте нефтехимии и катализа РАН (г. Уфа) методом золь-гель синтеза (таблица 1) [5]. Крекинг битума проводился в автоклавах объемом 12 см³ при температуре 450 °С и продолжительности 100 минут в среде воздуха. Ранее были определены оптимальные количества ААС-1 – 1 % и ААС-2 – 0,5 % мас. от сырья. В качестве модификаторов были использованы карбид вольфрама и нихрома [6]. Количество модификатора на поверхности катализатора варьировалось от 0,5 до 2,0 % мас. В таблице 2 представлены оптимальные значения модификаторов на поверхности катализаторов при крекинге кармальского битума. Оптимальные значения определялись по выходу светлых фракций, газа и кокса.

Таблица 2

Фракционный состав продуктов крекинга кармальского битума в присутствии катализаторов

| Образец | Содержание, % мас. | | |
|---|--------------------|---------|------|
| | нк-200 | 200-360 | >360 |
| Исходный | 6,7 | 34,6 | 58,7 |
| Крекинг | 12,7 | 39,4 | 40,6 |
| Количество модификатора на катализаторе ААС-1, % мас. | | | |
| 0 | 12,4 | 48,9 | 34,9 |
| 2,0 | 21,4 | 44,8 | 25,9 |
| Количество модификатора на катализаторе ААС-2, % мас. | | | |
| 0 | 15,5 | 49,6 | 29,9 |
| 0,5 | 19,8 | 48,2 | 30,4 |

Исходя из данных таблицы 2 видно, что добавление модификаторов на катализатор, значительно увеличивает выход светлых фракций. Для катализатора ААС-1 видно, что добавка 2,0 % мас. модификатора приводит к увеличению выхода бензиновой фракции на 7 % и уменьшению выхода дизельной фракции и мазута на 4,1 % и 9 % мас. соответственно, в сравнении с крекингом без модификатора. При каталитическом крекинге битума с добавлением модифицированного катализатора ААС-2 – 0,5 % мас. происходит увеличение выхода фракции нк-200

°С и фракции выше 360 °С на 4,3 % и 0,5 %, соответственно, а также уменьшение выхода фракции 200-360 °С на 1,4 % мас., в сравнении с каталитическим крекингом без модификаторов.

В таблице 3 представлен материальный баланс и вещественный состав продуктов каталитического крекинга природного битума. Катализатор ААС-1 с 2,0 % мас. модификатора способствует увеличению деструкции смол и асфальтенов на 12,4 % и 2,0 % (по сравнению с исходным битумом), тогда как выход кокса и газа увеличивается и составляет 1,6 % и 6,3 % мас. соответственно, количество масел при данной добавке по сравнению с исходным битумом увеличивается на 6,5 % мас. В сравнении с каталитическим крекингом без добавки модификатора, выход масел уменьшился с 80,5 % до 76,8 % мас, а деструкция смол и асфальтенов увеличилась на 0,1 % и 0,3 % мас. соответственно, при этом содержание кокса и газа возрастает на 0,4 % и 3,7 % мас. соответственно.

Таблица 3

Материальный баланс и вещественный состав продуктов крекинга кармальского битума в присутствии различного количества модификаторов катализаторов при 450 °С и продолжительности 100 минут

| Образец | Вещественный состав, % мас. | | | | |
|---|-----------------------------|-------|------------|------|-----|
| | масла | смолы | асфальтены | кокс | газ |
| Исходный | 70,3 | 24,5 | 5,2 | 0 | 0 |
| Крекинг | 72,9 | 17,9 | 5,4 | 2,0 | 1,8 |
| Количество модификатора на катализаторе ААС-1, % мас. | | | | | |
| 0 | 80,5 | 12,2 | 3,5 | 1,2 | 2,6 |
| 2,0 | 76,8 | 12,1 | 3,2 | 1,6 | 6,3 |
| Количество модификатора на катализаторе ААС-2, % мас. | | | | | |
| 0 | 78,2 | 12,8 | 4,0 | 0,9 | 4,1 |
| 0,5 | 81,3 | 12,8 | 4,3 | 0,5 | 1,1 |

Катализатор ААС-2 с 0,5 % модификатора изменяет состав получаемых продуктов крекинга. В сравнении с исходным битумом наблюдалось увеличение масел (с 70,3 до 81,3 %) и кокса (от 0 до 1,1 %), а также снижение: смол от 24,5 % до 12,8 % и асфальтенов от 5,2 до 4,3 % мас. Выход масел и асфальтенов в сравнении с каталитическим крекингом без модификатора увеличился на 3,1 % и 0,3 %, содержание смол стало неизменным – 12,8 %, а выход кокса и газа снизился на 0,4 % и 3,0 % мас. соответственно.

Таким образом, установлено, что присутствие добавок модификаторов к катализаторам ААС при крекинге природных битумов позволяет получить дополнительные количества моторных топлив и масляных дистиллятов. Показано, что увеличение удельной поверхности и размера пор в катализаторе позволяет снизить количество добавки модификатора для катализатора при крекинге битума с 2,0 % до 0,5 % мас.

Работа выполнена в рамках госзадания, проект V.46.2.2

Литература

1. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Петров С.М. Перспективы тяжелых нефтей // ЭКО. – 2012. – № 1. – С. 35–40.
2. Окунев А.Г., Пархомчук Е.В., Лысиков А.И., Парунин П.Д., Семейкина В.С., Пармон В.Н. Каталитическая гидропереработка тяжелого нефтяного сырья // Успехи химии. – 2015. – № 9. – С. 987–999.
3. Shahandeh H., Li Z., Modeling and Optimization of the Upgrading and Blending Operations of Oil Sands Bitumen // Energy & Fuels. – 2016. – V. 30. – P. 5202–5213.
4. Styles Y., de Klerk A., Sodium Conversion of Oilsands Bitumen-Derived Asphaltene // Energy & Fuels. – 2016. – V. 30. – P. 5214–5222.
5. Agliullin M.R., Grigor'eva N.G., Danilova I.G., Magaev O.V., Vodyankina O.V. Template-Free Sol-Gel Synthesis of Catalytically Active Mesoporous Aluminosilicates // Kinetics and catalysis. – 2015. – V. 56. – P. 501-508.
6. Свириденко Н.Н., Кривцов Е.Б., Головкин А.К. Крекинг гудрона в присутствии наноразмерного порошка карбида вольфрама и нихрома // Химия в интересах устойчивого развития – 2018. – № 4. – С. 427-434.

ОЧИСТКА ВОДЫ ОТ ИОНОВ ИОДА ПРИРОДНЫМИ СОРБЕНТАМИ

А.Е. Тулупов, Е.В. Киселев, М.С. Зырянов

Научный руководитель - доцент О.В. Ротарь

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Адсорбция - самопроизвольный процесс увеличения концентрации растворённого вещества у поверхности раздела двух фаз (твёрдая фаза — жидкость, конденсированная фаза — газ) вследствие нескомпенсированности сил межмолекулярного взаимодействия на разделе фаз. Адсорбция является частным случаем сорбции, процесс, обратный адсорбции — десорбция.

Сорбция - поглощение твёрдым телом либо жидкостью различных веществ из окружающей среды. Поглощаемое вещество, находящееся в среде, называют сорбатом (сорбтивом), поглощающее твёрдое тело или жидкость — сорбентом[1].

Адсорбционные явления делят на два основных типа: физическую адсорбцию и хемосорбцию (сорбцию, основанную на силах химического взаимодействия).

Большинство промышленных адсорбентов отличается «ажурной» внутренней структурой, включающей поры различного размера. При этом решающее влияние на адсорбционную способность и скорость поглощения оказывает содержание мелких пор в единице объема или массы адсорбента. В зависимости от размеров поры подразделяют на три типа: микро-, мезо- (переходные) и макропоры.

Все адсорбенты в соответствии с преобладающим размером пор делят на три класса: макропористые, мезопористые и микропористые.

Классификация сорбентов по типу их основы:

- неорганические;
- природные органические и искусственные органические;
- синтетические;
- биологические.

Совершенно очевидно, что любая пористая структура не может вместить объем жидкости, превосходящий объем пор[2]. Даже если учесть некоторое набухание сорбента и возможность удержания определенного количества жидкости внешней поверхностью, объемная нефтеемкость даже самых высокопористых сорбентов близка к единице, т. е. если необходимо удалить 1 м³ нефтепродукта, то для этого потребуется не менее 1 м³ готового сорбента.

Емкость поглощения бывает статическая (максимальная) и динамическая (в реальных условиях). Если первая определяется при погружении сорбента в чистый нефтепродукт, то вторая зависит от толщины пленки, наличия воды и многих других факторов. Статическая емкость поглощения обычно значительно больше динамической.

Целью работы было изучение адсорбции ионов с высокой молекулярной массой (в частности иода) растительными сорбентами. В качестве сорбента нами был использован канадский мох различного размера (диаметра).

Основной задачей творческого проекта была проверка адсорбирующей способности растительных сорбентов, в частности канадского мха. Необходимо было выяснить, как влияет природа сорбента и его размеры на абсорбирующую способность.

Перед началом практической части эксперимента необходимо было отсортировать канадский мох на различные фракции при помощи сита, исходя из размеров ячеек сита. В итоге в нашем распоряжении было 4 фракции, а именно фракции диаметром 0,14; 0,5; 1 и 1,4.

Целью эксперимента была проверка действия мха непосредственно на раствор иода и эффективность адсорбции сорбентами различного размера[3].

Для этого мы взяли одинаковое количество используемых сорбентов и растворов с различным содержанием иода на поверхности. Далее, засыпав скорлупу в пробирки с водой и иодом, через некоторое время был получен следующий результат: большая часть иода была поглощена сорбентом, при этом вода осталась полупрозрачной.

В ходе выполнения опытов, нами было выведено следующее наблюдение: адсорбирующая способность сорбентов увеличивается с уменьшением дисперсности, т.е. чем меньше диаметр сорбента, тем лучше он поглощает сорбат. Было установлено, что наиболее эффективным размером диаметра сорбента оказалась фракция с самой мелкой дисперсией - 0,14, поскольку площадь соприкосновения сорбента и раствора была наибольшей, однако стоит задуматься о том, как отделять фракцию от воды.

Проделанный нами опыт имеет большое практическое значение, поскольку очистка воды от вредных примесей является приоритетной задачей в современном мире, поэтому изучение адсорбирующих свойств различных сорбентов является важнейшей задачей для поддержания общемировой экологии и жизни человека[4].

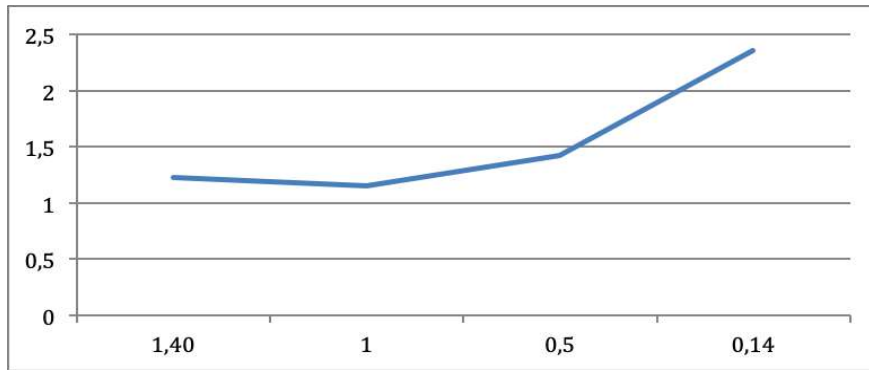


Рис.1 Сравнение сорбционных способностей различных фракций мха канадского

Литература

1. А.И. Бусеев И.П. Ефимов. Словарь химических терминов. И.: Просвещение, 1971. стр.67.
2. Бур Я.Х., Динамический характер адсорбции, М., 1962;
3. Курс физической химии, т. 1, М., 1964;
4. Фелленберг Г. Загрязнение природной среды. М.: Мир. 1997. 232 с.

ВЛИЯНИЕ СПИРТО-БЕНЗОЛЬНЫХ СМОЛ И УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА СВОЙСТВА РАСТВОРА НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА В ДЕКАНЕ

¹Е.В. Упыренко, ²А.В. Морозова, ^{1,2}Г.И. Волкова

Научный руководитель - доцент Г.И. Волкова

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

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В мировой практике добычи нефти проблема борьбы с отложениями парафина возникла более ста лет назад [3]. Однако только в последние десятилетия в связи с выработкой крупнейших высокопродуктивных месторождений легкой нефти и вводом в эксплуатацию месторождений нефти с высоким содержанием высокомолекулярных углеводородов нормального строения, смол и асфальтенов, проблема борьбы с отложениями парафина в промысловом оборудовании приобрела особо острый характер.

Высокопарафинистые нефти (ВПН) – это реологически сложные жидкости, обладающие высокой вязкостью и высокой температурой застывания. Такие нефти теряют текучесть уже при положительных температурах в результате кристаллизации парафиновых углеводородов. Кроме этого, при добыче и транспортировке ВПН возникают осложнения, связанные с парафиновыми отложениями на поверхности нефтепромыслового и трубопроводного оборудования, которые существенно снижают дебит скважины, фильтрационные характеристики пласта, закупоривают поры, уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб, и, как следствие, значительно осложняют добычу нефти, увеличивают расход электроэнергии при добыче, приводят к повышенному износу оборудования. Для решения проблем, возникающих при добыче и транспортировке ВПН, существуют различные методы воздействия: механические, тепловые, физические, химические и комплексные.

В настоящее время исследуется возможность применения ультразвуковой обработки (УЗО) для нужд нефтяной отрасли [1, 2]. Немаловажное отличие ультразвуковых обработок от многих других является их абсолютная экологическая безопасность как для недр, так и для окружающей среды.

Цель данной работы: исследование влияния спирто-бензольных нефтяных смол и ультразвуковой обработки на свойства 6 % мас. раствора нефтяного парафина в декане, используемого в качестве модели ВПН.

Объектом исследования служил 6 % мас. раствор нефтяного парафина в декане (НП-д), в который вводили 0,3 % мас. спирто-бензольных смол (СБС). СБС выделяли из нефти Усинского месторождения по стандартной методике. Акустическую обработку образцов проводили с использованием ультразвукового дезинтегратора УЗДН на рабочей частоте 22 кГц и интенсивности поля 18 Вт/см². 50 г образца обрабатывали в течение 10 мин в термостатируемой ячейке при 20-35 °С, чтобы исключить термическую составляющую. Измерение реологических параметров образцов проводили с помощью вискозиметра Brookfield DV-III ULTRA. Температуру начала кристаллизации парафинов при постепенном понижении температуры определяли по моменту начала помутнения пробы, что фиксируется уменьшением светового потока (прибор ИНПН «Кристалл» марки SX-800, Россия). После обработки зависимости пропускания от температуры получали дифференциальные кривые, по положению максимума которых определяли температуру максимальной скорости кристаллизации парафинов. Температуру зольгель перехода определяли по резкому снижению вязкости растворов на вязкостно-температурных кривых.

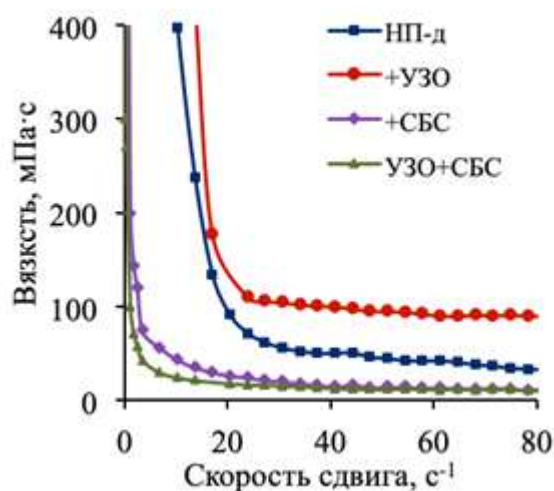


Рис.1 Влияние условий обработки на вязкость растворов НП-д; температура 10 °С

Как видно из зависимостей вязкости от скорости сдвига (рис. 1), УЗО приводит к увеличению вязкости раствора НП-д. Введение в раствор СБС значительно понижает вязкость, особенно в области малых скоростей сдвига. Комплексное воздействие, включающее УЗО и последующее введение СБС, подавляя отрицательное влияние акустического воздействия, способствует дополнительному снижению вязкости исследуемого раствора.

Изотермические кривые течения раствора НП-д, снятые при возрастании и снижении скорости сдвига, дают петлю гистерезиса, характерную для тиксотропных жидкостей (рис. 2). По площади петель гистерезиса рассчитаны значения удельной энергии разрушения структурированных систем (ΔW) под действием механического сдвига. Значения ΔW для растворов НП-д, НП-д + УЗО равны 54 и 99 кДж/м³ соответственно. В присутствии СБС и после комплексного воздействия разрушается кристаллическая структура исходного раствора НП-д, о чем свидетельствует слияние кривых течения прямого и обратного хода, а значения ΔW стремятся к нулю.

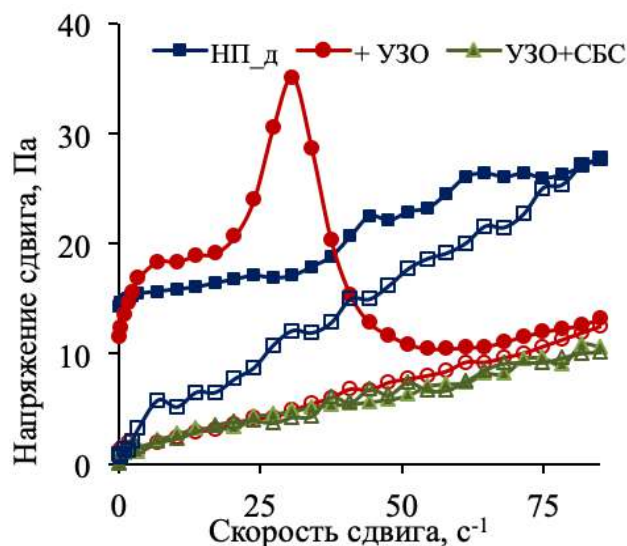


Рис.2 Изотермические кривые течения растворов НП-д при температуре 10 °С

О структурных изменениях в растворе НП-д после введения СБС и УЗО свидетельствуют вязкостно-температурные зависимости, снятые при понижении температуры со скоростью 0,3 град/мин. Уже при 15 °С в исходном и обработанном ультразвуком растворах НП-д начинается активный рост кристаллов парафинов, что вызывает резкий рост вязкости при скорости сдвига 1 с⁻¹, при которой разрушение кристаллической сетки минимально. В присутствии СБС и после комплексного воздействия вязкость в интервале температур 8-15 оС растет медленно. Температура золь-гель фазового перехода, при которой дисперсная система теряет текучесть, составляет 2,4 и 2,9, минус 8,4 и минус 9 оС для исходного раствора, обработанного ультразвуком, после комплексной обработки и с СБС соответственно.

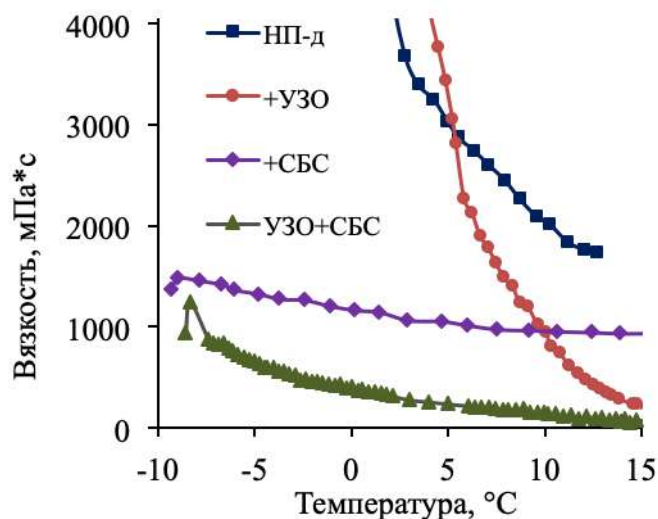


Рис.3 Вязкостно-температурные кривые течения растворов НП-д

4). Температуры максимальной скорости роста кристаллических образований имеют обратный порядок (рис.

Таким образом, показано влияние спирто-бензольных нефтяных смол и ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства раствора нефтяного парафина в декане.

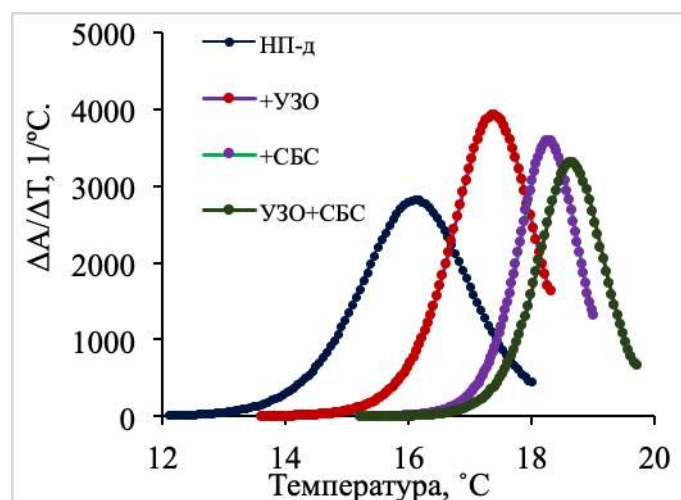


Рис.4 Кривые изменения пропускания растворов от температуры

Таким образом, показано влияние спирто-бензольных нефтяных смол и ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства раствора нефтяного парафина в декане.

Литература

1. Ануфриев Р.В. Влияние ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства и состав нефтяных дисперсных систем: дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2017г. – 170 с.
2. Петухова А.В., Калинина Т.В., Волкова Г.И. Влияние нефтяных смол и ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства раствора нефтяного парафина в декане // Вестник Томского государственного университета. Химия. – 2017. – № 7. – С. 35-44.
3. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть 2 / Пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 264 с.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИОКСОМЕТАЛЛАТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ
МОЛИБДЕНА В ПРОЦЕССЕ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОГО ОСТАТОЧНОГО СЫРЬЯ**

К.К. Чувашов^{1,2}, М.А. Морозов², А.В. Восмериков²

Научный руководитель - доцент А.С. Акимов^{1,2}

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В России настоящее время для превращения гудрона (остатка вакуумной колонны) в основном используется процесс висбрекинга. Возможности висбрекинга по увеличению выработки светлых нефтепродуктов ограничены требованиями к качеству получаемого остатка. Степень превращения сырья в этом процессе минимальная, отбор светлых нефтепродуктов из гудрона как правило не превышает 5-20 %, а из мазута – 16-22 % [1-3]. При этом получается более 75 % условно непревращенного остатка (мазута), находящего применение в качестве котельного топлива. В то же время Министерством энергетики Российской Федерации (Минэнерго РФ) в соответствии с Приказом №450 от 22.05.16 были сформулированы основные задачи нефтепереработки: обеспечить повышение глубины переработки нефти (снижение объемов вырабатываемого мазута); обеспечить повышение качества моторных топлив с целью улучшения экологии; стимулировать повышение операционной эффективности отрасли [4].

Полиоксометаллатные соединения d-элементов V и VI групп Периодической системы привлекают пристальное внимание исследователей на протяжении многих лет симметричной, ажурной, сложноорганизованной структурой и уникальными свойствами. Молекулы соединений данного класса представляют собой нанометровые объекты правильной формы (сферической, торообразной, эллипсоидной). Полиоксометаллатные комплексы зачастую образуют уникальные супрамолекулярные ансамбли, обладающие необычными магнитными или спектральными характеристиками. Высказано предположение, что такие полиоксометаллаты являются представителями нового класса неорганических соединений, химической активностью которых можно направленно управлять. Это обусловлено удивительно высокой реакционной способностью таких веществ по отношению к различным реагентам из-за наличия в их молекулах металлоцентров разной электронной природы. К таким полиоксометаллатным комплексам относятся класс соединений молибдена - молибденовые сини. Молибденовые сини представляют собой смесь нестехиометрических соединений молибдена, в которых степень окисления (молибдена) варьируется от +5 до +6.

Помимо вышеуказанных свойств молибденовые сини обладают следующими свойствами: узкий диапазон распределения частиц, малый размер (порядка 1-5нм). Наличие таких свойств создает предпосылки для их использования в процессах переработки тяжелого остаточного сырья [5-6].

Целью настоящей работы является исследование полиоксометаллатных соединений молибдена (молибденовые сини) качестве перспективного реагента для переработки тяжелого остаточного сырья.

Синтез молибденовых синей осуществляли по оригинальной методике посредством восстановления органическим спиртом (этанол) механокомпозита на основе молибденита (марка «Molysulfide»). Подготовку механокомпозита проводили при следующих условиях: шаровая планетарная мельница («МП-4/0,5»); продолжительность механоактивации – 1-8ч; ускорение мелющих тел – 50 м/сек²; мелющие тела – стальные шары диаметром 8 мм (марка ШХ-15). Предварительную тестирование синей в процессе переработки тяжелого остаточного сырья проводили при следующих условиях: сырье – гудрон Новокуйбешевского нефтеперерабатывающего завода (табл. 1); статический реактор автоклав; объем – 12 см³; температура – 420 °С; продолжительность процесса – 1,5 ч; среда – инертная; загрузка сырья – 5 г. За активность синей в процессе переработки бралось превращение фракции T_{книп}>350 °С.

Таблица 1

Физико-химические свойства гудрона

| Параметр | Фракционный состав, мас.% | | Содержание серы, мас.% | Плотность, г/см ³ |
|----------|---------------------------|--------------|------------------------|------------------------------|
| | н.к. – 350 °С | свыше 350 °С | | |
| Значение | 8,7 | 91,3 | 3,04 | 0,9870 |

Морфологию и микроанализ поверхности исходного молибденита и механокомпозитов проводили на сканирующем электронном микроскопе оснащенного приставкой для энерго-дисперсионной спектроскопии. Рентгенографические исследования образцов выполняли на порошковом дифрактометре «D8 Discover» при следующих условиях: интервал углов – 2 θ 8-86 °; излучение – CuK α ; длина волны – 1,54059; шаг сканирования – 0,01 °. Идентификацию фаз осуществляли с помощью картотеки базы данных Объединенного комитета по стандартам в порошковой дифракции Joint Committee on Powder Diffraction Standards [JCPDS-ICDD Database]. Полнопрофильный анализ рентгеновских дифрактограмм, а также вычисление размеров ОКР (области когерентного рассеяния) и микронапряжений по уравнению Вильямсона-Холла проводили с помощью программы «PowderCell». Инфракрасные спектры регистрировали на ИК-Фурье спектрометре Nicolet 5700 в диапазоне частот 4000-400 см⁻¹ с разрешением 4 см⁻¹. Твердые образцы для съемки готовили по стандартной методике прессованием таблеток исследуемого порошка с бромидом калия. Электронные спектры поглощения молибденовых синей регистрировали на спектрометре «UVIKON 943», используя кювету толщиной 1см в диапазоне длин волн 400-800 нм.

Морфология исходного молибденита представляет собой слоистые агрегаты произвольной формы. Механокомпозиты на его основе отличаются меньшими размерами частиц, но при этом морфология самих частиц не претерпевает существенных изменений (рис. 1).

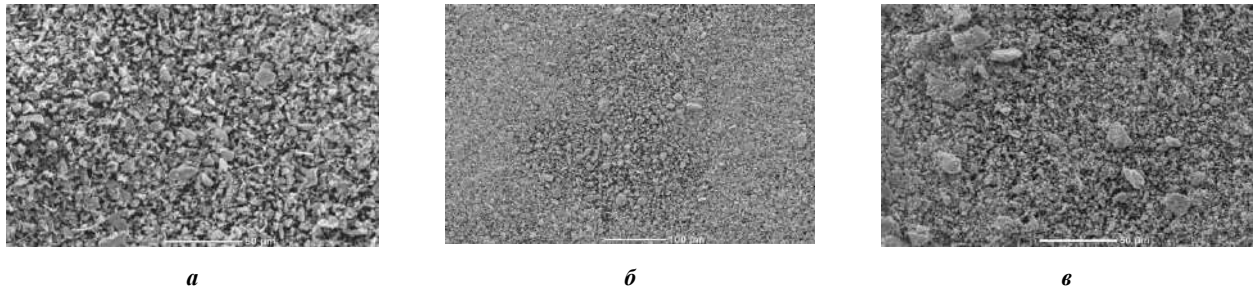


Рис.1 Электронные микрофотографии

а – исходный молибденит; б – механокомпозит синтезированный при 1 °С; в – механокомпозит при 8 °С;

На рис. 2 приведены рентгеновские дифрактограммы механокомпозитов и исходного молибденита. Видно, что все образцы имеют хорошо разрешенные рефлексы во всем исследованном диапазоне углов 2θ , которые могут быть индексированы и идентифицированы как фаза дисульфида молибдена гексагональной модификации. Присутствие иных фаз, в рамках чувствительности метода обнаружено не было.

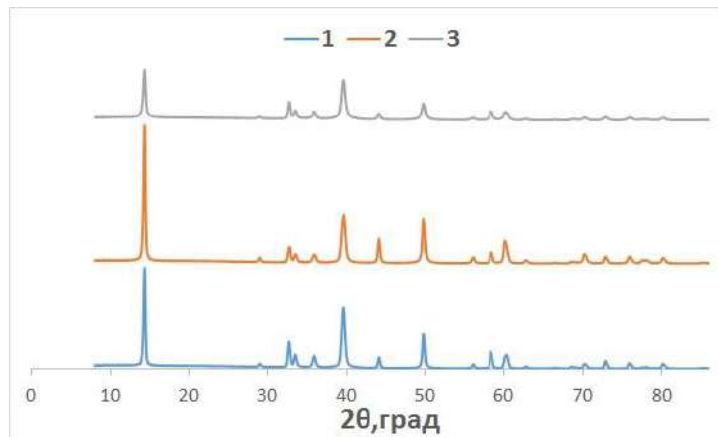


Рис.2 Рентгеновские дифрактограммы образцов

1 – исходный молибденит; 2 – механокомпозит при 1 °С; 3 – механокомпозит при 8 °С;

Предварительное тестирование молибденовых синей в процессе переработки тяжелого остаточного сырья показало, их активность в данном процессе – превращение фракции $T_{кип} > 350\text{ }^{\circ}\text{C}$ составило порядка 80 %.

Таким образом показано, что молибденовые сини синтезированные с использованием оригинального подхода, являются перспективными реагентами для осуществления процесса переработки тяжелого остаточного сырья

Литература

1. Бодрый А.Б., Усманов И.Ф., Гариева Г.Ф., Карпов Н.С. Отечественные микросерические катализаторы крекинга: разработка, производство и опыт эксплуатации // Катализ в промышленности. –2014. –№5. –С. 14-18.
2. Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П., Петров С.М., Рамазанова А.И., Мусин Р.З., Морозов В.И. Конверсия сверхтяжелой ашальчинской нефти в гидротермально-каталитической системе // Нефтехимия. –2015. –Т.55. –№2. –С. 110-118.
3. Свириденко Н.Н., Кривцов Е.Б., Головки А.К. Акватермолиз природного битума в сверхкритических условиях в присутствии феррософер // Катализ в промышленности. –2017. –Т.27 —№2.С. 137-144.
4. Галлеев, Р. Г. О задачах российской нефтепереработки / Р.Г. Галлеев, В.А. Хавкин, А.М. Данилов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – № 2. –2009. – С. 3-7.
5. Остроушко А.А., Тонкушина М.О., Сафронов А.П., Удилов А.Е. Полиоксометаллат молибдена со структурой букибола, содержащий монохлорацетатные группы и полимерсодержащие композиции на его основе // Журнал неорганической химии. –2010. –Т.55 –№8. – С. 1336-1341.
6. Delalat F., Ranjbar M., Salamati H. Blue colloidal nanoparticles of molybdenum oxide by simple anodizing method: depolarization by PdCl_2 and observation of in-liquid gasochromic coloration // Solar Energy Materials and Solar Cells. – 2016. –V.144. –P. 165-172.

**СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ НЕФТЕПОДОБНЫХ СИСТЕМ ПОД ДЕЙСТВИЕМ
УЛЬТРАЗВУКОВОГО ПОЛЯ**

¹М.А. Шаповалова, ²А.В. Морозова, ^{1,2}Г.И. Волкова

Научный руководитель - доцент Г.И. Волкова

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

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

На современном этапе развития химии нефти основные усилия ученых направлены на углубление знаний о составе ее компонентов, изучение каталитических превращений компонентов нефти, решение экологических проблем [3]. Осложнения в технологических процессах добычи, транспорта, хранения углеводородного сырья, такие как повышение вязкости, потеря его текучести, образование асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности оборудования, возникающие при понижении температуры сырьевого потока, повышают энергозатраты и снижают эффективность данных процессов. В ряду факторов, ответственных за возникновение данных видов осложнений, основное место занимает химический состав углеводородного сырья.

Состав нефти и ее компонентов зависит от геологических и геохимических условий образования и залегания нефти и является определяющим в нефтедобывающих и нефтехимических технологиях [4]. Как известно, нефть, являясь уникальным природным объектом, представляет собой сложную смесь органических соединений, между которыми существуют различного рода межмолекулярные взаимодействия: ван-дер-ваальсовы, водородные связи и др., роль которых значительно повышается при снижении общей потенциальной энергии нефтяной системы, и при пониженных температурах нефть переходит в структурированное состояние. Характер и результат подобного рода взаимодействий зависят от взаимного соотношения отдельных компонентов нефтяной системы.

Улучшение структурно-механических характеристик добываемой и транспортируемой нефти достигается при использовании термической обработки, методов физического и химического воздействия, разбавлением легкими фракциями нефти или растворителями различной природы.

В последние годы значительно возрос интерес к возможности применения физических методов обработки, в частности ультразвуковых технологий [2]. Ультразвуковая обработка, по сравнению с другими многочисленными способами борьбы с отложениями нефтяного парафина, обладает высоким коэффициентом полезного действия, технической и экологической безопасностью, однако характер изменения реологических и энергетических параметров нефтяной дисперсной системы после акустического воздействия зависит от компонентного состава системы.

Выявление особенностей поведения высокопарафинистых систем различного компонентного состава в ультразвуковом поле можно упростить, если использовать модельные системы.

Цель данной работы: исследование влияния бензольных смол, ультразвуковой обработки и комплексного воздействия на седиментационную устойчивость растворов нефтяного парафина в декане.

В качестве объекта исследования использовали 6 % мас. раствор нефтяного парафина в декане (НП-д). Бензольные смолы (БС) выделяли из нефти Усинского месторождения по стандартной методике [1]. Смолы вносили в исходный раствор в количестве 0,3 % мас.

Ультразвуковую обработку (УЗО) 6 % мас. НП-д проводили с использованием ультразвукового дезинтегратора УЗДН при рабочей частоте 22 кГц. Растворы обрабатывали в термостатируемой ячейке в течение 10 мин при интенсивности ультразвукового сигнала установки 18 Вт/см². Реологические характеристики растворов определяли на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA.

Температуру начала кристаллизации парафинов при постепенном понижении температуры определяли по моменту начала помутнения пробы, что фиксируется уменьшением светового потока. На дисплее прибора высвечивается значение безразмерной величины (амплитуда инфракрасного светового потока). Температуру начала кристаллизации растворов НП-д определяли на приборе ИНПН «Кристалл» марки SX-800 (Россия).

Процесс осадкообразования исследовали с использованием установки, работающей по принципу «холодного стержня», при следующих условиях: температура стержня 10 °С, температура образца 30 °С, время эксперимента 1 ч; навеска образца – 40 г. Массу осадка, образовавшегося на стержне, определяли гравиметрически, и полученные значения пересчитывали на 100 г раствора.

Инфракрасные спектры (ИК-спектры) образцов снимали в тонком слое на ИК-Фурье спектрометре Nicolet-5700 в области полос поглощения 400-4000 см⁻¹. Для характеристики структурно-группового состава образцов использовали спектральные коэффициенты.

По температурным зависимостям вязкости (рис. 1) при снижении температуры исследуемых растворов можно судить о структурных преобразованиях системы. При постепенном охлаждении в исходной дисперсионной среде формируются первичные субмикронные частицы, и вязкость начинает увеличиваться (температура начала кристаллизации). При дальнейшем понижении вязкость исходного и обработанного в ультразвуковом поле растворов резко возрастает, что обусловлено агрегацией первичных кристаллов (температура спонтанной кристаллизации), и достигает своего максимума – система теряет текучесть (температура золь-гель перехода). После внесения в раствор НП-д 0,3 % мас. бензольных смол значения вязкости во всем температурном диапазоне существенно ниже, чем для исходного раствора и раствора после УЗО. Обработка НП-д ультразвуковым полем и последующее введение БС не изменяет характер вязкостно-температурных кривых, но наблюдается дополнительное снижение вязкости.

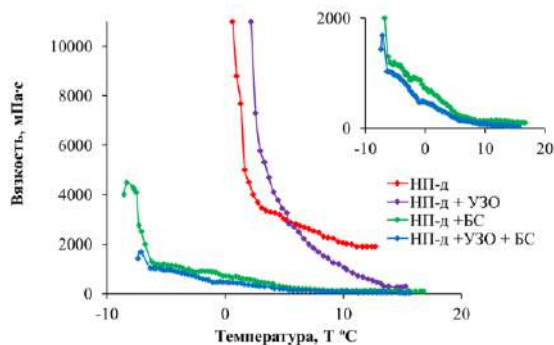


Рис. 1 Вязкостно-температурные зависимости растворов НП-д

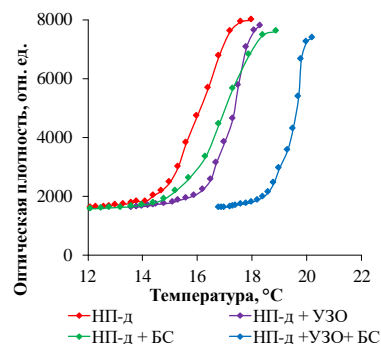


Рис. 2 Кривые помутнения растворов НП-д

Более точно температуру начала кристаллизации можно оценить по кривым помутнения (рис. 2). Температура начала формирования первичных кристаллов *n*-алканов увеличивается с 18 для исходного раствора до 18,3, 18,9 и 20,2 °С после обработки ультразвуком, введения БС и комплексной обработки соответственно.

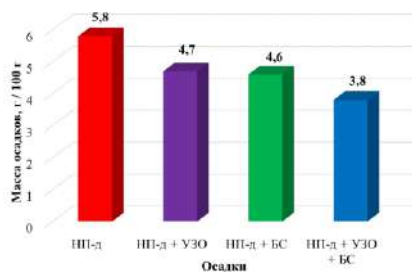


Рис. 3 Изменение массы осадков, выделенных из растворов НП-д

Отмеченные изменения структурно-механических свойств подтверждаются экспериментальными данными о седиментационной устойчивости растворов НП-д. УЗО и добавка 0,3 % мас. нефтяных смол к исходному раствору НП-д снижают массу осадка (рис. 3). Но более значительное ингибирование процесса осадкообразования наблюдается после комплексной обработки: масса осадка снижается в 1,5 раза по сравнению с осадком, выделившимся из исходного раствора НП-д. Смолистые вещества удерживают молекулы парафиновых углеводородов в растворе НП-д “на плаву”, ингибируя процесс осадкообразования. Очевидно, что комплексная обработка является более эффективным методом замедления процесса осадкообразования.

Согласно спектральным коэффициентам, рассчитанным по ИК-спектрам (табл.), в осадках, выделенных из исходного раствора и раствора после УЗО, содержание парафиновых структур с длиной метиленовых цепочек >4 практически одинаково. При добавлении смол в осадке увеличивается содержание нормальных *n*-алканов в 1,5 раза, а изо-алканов – уменьшается. После комплексной обработки раствора степень разветвленности уменьшается в большей степени (в 2,2 раза) по сравнению с осадком исходного раствора.

Таблица

Спектральные коэффициенты для характеристики нефтяных смол

| Спектральные коэффициенты | Образец | | | | |
|--|---------------|--------|------------|-----------|-----------------|
| | НП-д, раствор | осадки | | | |
| | | НП-д | НП-д + УЗО | НП-д + БС | НП-д + УЗО + БС |
| Условное содержание парафиновых структур | 0,308 | 0,307 | 0,298 | 0,456 | 0,566 |
| Коэффициент разветвленности – условное содержание CH_3 -групп | 0,454 | 0,438 | 0,434 | 0,328 | 0,195 |

Таким образом, показано влияние бензолных нефтяных смол и ультразвуковой обработки на седиментационную устойчивость раствора нефтяного парафина в декане. Согласно полученным результатам, комплексное воздействие является более эффективным методом ингибирования процесса осадкообразования и улучшения вязкостно-температурных свойств парафинистой системы. В осадках, сформировавшихся после внесения в раствор НП-д бензолных смол и совместного действия ультразвука и смол, концентрируются высокомолекулярные *n*-алканы и снижается содержание разветвленных алканов.

Литература

1. Абрютин Н. Н., Абушаева В. В., Арефьев О. А. Современные методы исследования нефтей: Справочно-методическое пособие / под ред. Богомолова А. И., Темяно М. Б., Хотынцевой Л. И. – Л.: Недр, 1984. – 431 с.
2. Ануфриев Р. В. Влияние ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства и состав нефтяных дисперсных систем: дис. ... канд. хим. наук / Р. В. Ануфриев. – Томск, 2017. – 170 с.
3. Батуева И.Ю. Химия нефти / И.Ю. Батуева, А.А. Гайле, Ю.В. Поконова. – Л.: Химия, 1984. – 360 с.
4. Сыркин А.М., Мовсумзаде Э.М. Основы химии нефти и газа: учеб. пособие. – Уфа: УГНТУ, 2002. – 109 с.

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ И ДЕФОРМАТИВНОСТИ ГАЗОСЕПАРАТОРА ГС-1-8,8-800-2
В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

В.С. Щелконогов

Научный руководитель - доцент К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время развитие нефтегазодобывающей промышленности сопровождается решением нескольких важнейших проблем в этой области – уменьшением энергопотребления и разработкой мероприятий по охране окружающей среды. Использование устройств и операций, связанных с уменьшением затрат на процессы добычи и переработки продуктов нефтегазового сырья, позволяет добиться желаемого результата.

Применение установок, обладающих малыми габаритами и имеющих возможность обеспечивать широкодиапазонное функционирование аппарата, актуально на всех этапах проведения работ на промыслах.

Технологические схемы подготовки углеводородного сырья на месторождениях газа и нефти весьма различны, однако ни одна из них не может представлять себя без такого элемента как сепаратор. Такие аппараты незаменимы на этапах переработки газожидкостной смеси, во время проведения вытравливания газа на конечном этапе эксплуатации месторождения и т. д. [3].

По типу обрабатываемого продукта сепараторы можно разделить на нефтегазовые и газовые. Нефтегазовые сепараторы используют для отделения нефти от воды, пены и нефтяного газа. Газосепараторы предназначены для очистки продукции газовых и газоконденсатных скважин от капельной влаги, твердых включений и углеводородного конденсата [4].

От эффективности работы газовых сепараторов зависит технологическая надежность работы всего оборудования для сбора или подготовки газа. Выбор компоновочной схемы работы газового сепаратора, применение различных физических полей для воздействия на сепарируемую смесь, оптимальные значения конструктивных параметров определяют количественные параметры технологической эффективности его работы.

Эффективность работы газовых сепараторов определяют количеством капельной жидкости, которая уносится потоком газа. Кроме этого, определяется количество газа, оставшегося растворимым в жидкой фракции. Представленные критерии работы газовых сепараторов можно отнести к категории недосепарирования (частицы жидкости в общем потоке очищенного газа и растворенный газ в отводимой из зоны сепарирования жидкости).

Учитывая сложный состав продукта, поступающего в газовый сепаратор, было бы целесообразным учитывать количество капельной жидкости и других примесей, выделенных сепаратором, по отношению к их количеству в исходном продукте. Это позволит обосновывать целесообразность применения многоступенчатых сепараторов или использование параллельных дополнительных сепараторов [1].

Для оценки надежности сепаратора необходимо оценить его прочность и деформативность. Так как корпус сепаратора имеет сложную геометрическую форму, то он не может быть рассчитан методами сопротивления материалов. В связи с этим проведено компьютерное моделирование. Из всех промышленных пакетов, существующих на данный момент, наиболее мощным и универсальным является ANSYS.

Конечно-элементный анализ включает 5 этапов:

Построение геометрии в Компас-3D. Импортирование через формат .sat;

Построение конечно-элементной сетки. Для разбивки был выбран трехмерный квадратный элемент SOLID186. Данный элемент хорошо описывает криволинейные поверхности. Параметры материала заданы следующими: сталь 09Г2С, модуль упругости 210 ГПа, коэффициент Пуассона 0,3, временное сопротивление разрыву 345 МПа, предел прочности 490 МПа. Чтобы обеспечить достаточное качество сетки, был выбран размер элемента 20 мм.

Задание граничных условий. Поскольку модель является симметричной относительно двух плоскостей, то анализу подвергалась ¼ модели. На плоскостях разреза были указаны условия симметрии. Низ сепаратора жестко заделан в месте приварки опор. По всей внутренней поверхности указано давление 8 МПа.

Для выполнения задачи использовался прямой решатель.

Анализ результатов. Оценка качества конечно-элементной сетки осуществлялась по формуле 1.

$$\Delta = \frac{ESOL - NSOL}{ESOL} \times 100\%. \quad (1)$$
$$\Delta = \frac{183,569 - 174,732}{183,569} \times 100 = 4,814\%.$$

Поскольку неравенство $\Delta < 10\%$ является верным, сетку можно считать удовлетворительного качества [2].

На рисунке 1 представлены поля распределения суммарных перемещений сепаратора. Для наглядности деформация модели была преувеличена в 300 раз.

На рисунке 2 показано распределение эквивалентных напряжений von Mises. Максимальное значение SEQV составляет 174,732 МПа, что не превышает значение предела текучести материала, который составляет 345 МПа. Прочность аппарата обеспечивается, что подтверждается расчетами.

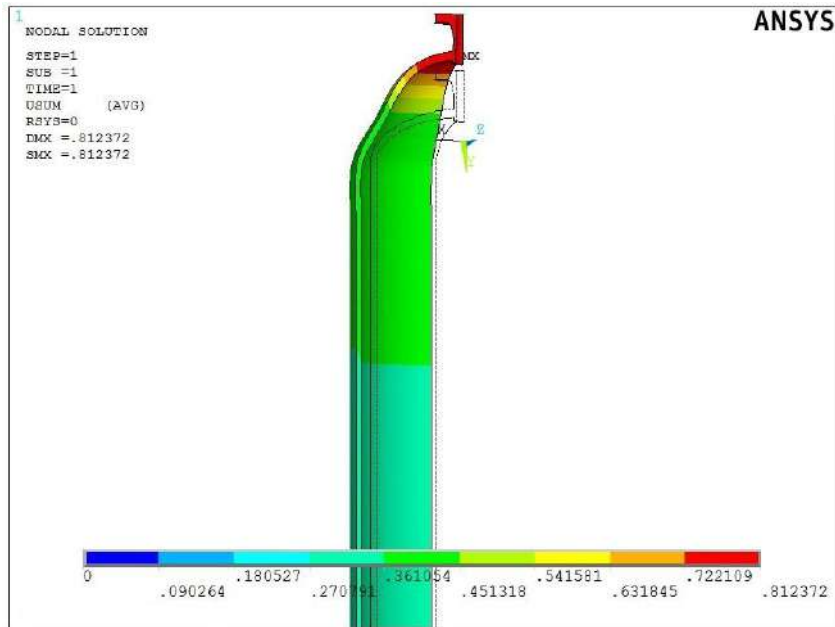


Рис.1 Распределение суммарных перемещений

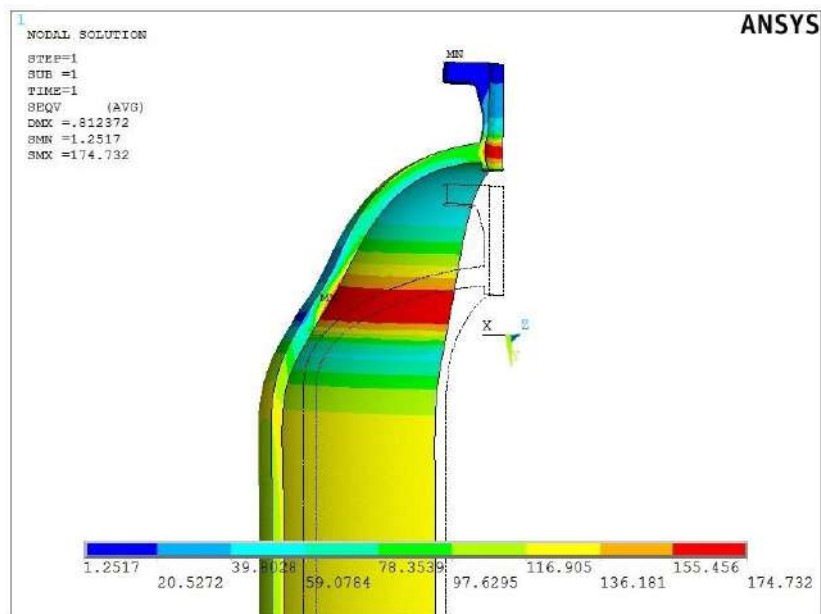


Рис.2 Распределение эквивалентных напряжений

Литература

1. Пивень В.В., Щелконогов В.С. Анализ конструкций и тенденции развития газовых сепараторов // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2018. – 287 с.
2. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов : пер. с англ. / Сегерлинд Л. ; под ред. Б.Е. Победри. – М.: Мир, 1979. – 392 с.
3. Синайский Э.Г., Лапига, Е.Я., Зайцев, Ю.В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 621 с.
4. Ушева Н.В. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учеб. пособие / Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, А.А. Гавриков; Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 128 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Подсекция 2 – Химические технологии подготовки и переработки горючих ископаемых

НОВЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ДЕСТРУКТИВНЫХ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ АТМОСФЕРНОГО И ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В НИЗКОЗАСТЫВАЮЩИЕ МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА ЗИМНИХ И АРКТИЧЕСКИХ МАРОК

Н.С. Белинская

Научный руководитель - профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия наблюдается тенденция истощения запасов легкоизвлекаемой нефти, вследствие чего прирост нефтедобычи обеспечивается за счет тяжелой, трудноизвлекаемой нефти. Тяжелая нефть характеризуется высокой вязкостью и плотностью, высоким содержанием парафинов, смол и асфальтенов, серы и металлов (ванадия, никеля) [10]. Эти факторы значительно усложняют переработку тяжелой нефти в светлые нефтепродукты с высокой добавленной стоимостью и приводит к необходимости введения в эксплуатацию новых и наращивания мощностей имеющихся процессов глубокой переработки нефти, таких как гидрокрекинг и депарафинизация.

Процесс гидрокрекинга позволяет перерабатывать высококипящие фракции (вакуумный газойль, атмосферный остаток) в более ценные продукты (бензин, керосин и малосернистое дизельное топливо). Дизельные фракции, получаемые в процессе гидрокрекинга, обладают высоким качеством, а именно высоким цетановым числом и низким содержанием серы. Таким образом, средние дистилляты являются наиболее ценными продуктами процесса гидрокрекинга [4].

В сложившихся условиях необходимости переработки тяжелых фракций нефти, в составе которых присутствует значительное количество длинноцепочечных *n*-парафинов, обладающих положительными температурами застывания, перед нефтепереработчиками возникает и другая актуальная проблема – производство дизельного топлива, соответствующего зимним и арктическим маркам по низкотемпературным свойствам, спрос на которые растет в связи с освоением арктических территорий и развитием экономического потенциала регионов, большая часть которых расположена в зонах холодного климата [8]. Процесс каталитической депарафинизации позволяет перерабатывать средние дистилляты (в том числе атмосферный газойль) в компоненты низкозастывающих сортов дизельного топлива [9].

Процессы гидрокрекинга и депарафинизации протекают в присутствии водорода на бифункциональных катализаторах. Основной реакцией в обоих процессах является селективный гидрокрекинг длинноцепочечных парафинов. Постоянно изменяющийся состав сырья и непрерывная дезактивация катализатора в ходе эксплуатации промышленных процессов гидрокрекинга и депарафинизации обуславливает нестационарный характер протекания данных процессов.

В нефтепереработке решение задач прогнозирования и оптимизации выхода, состава и свойств получаемых продуктов в зависимости от состава сырья, технологических условий и активности катализатора в условиях нестационарности успешно осуществляется с применением математических моделей, разработанных на физико-химической основе изучаемых процессов.

В настоящее время для исследования процессов гидрокрекинга и депарафинизации разработаны модели, основанные на группировке реагирующих веществ по фракциям [3], а также более подробные модели, которые основываются на объединении реагирующих веществ по группам: парафины, нафтены, ароматические углеводороды [1]. Такие упрощения химизма процесса гидрокрекинга обусловлены высокой стоимостью, а в некоторых случаях и невозможностью определения содержания индивидуальных углеводородов в тяжелом сырье и продуктах процессов гидрокрекинга и депарафинизации. С другой стороны, распределение *n*-парафинов в дизельных фракциях возможно определить с помощью метода газовой хроматографии. Однако, разработанные модели не учитывают распределение содержания *n*-парафинов и их реакционную способность в целевой реакции гидрокрекинга.

При этом, для решения задачи прогнозирования низкотемпературных свойств получаемых дизельных топлив принципиально важным является определение в их составе количества длинноцепочечных *n*-парафинов, которые оказывают решающее влияние на температуру помутнения, предельную температуру фильтруемости и температуру застывания [7]. Температура застывания *n*-парафинов, содержащихся в дизельных фракциях, варьируется от $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ для *n*-додекана ($n\text{-C}_{12}\text{H}_{26}$) до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ для *n*-гептакозана ($n\text{-C}_{27}\text{H}_{56}$). Также известно, что реакционная способность *n*-парафинов в реакциях гидрокрекинга увеличивается с увеличением числа атомов в молекуле [6]. Кроме того, при протекании реакции гидрокрекинга *n*-парафинов наблюдается разная вероятность

разрыва связи в том или ином положении в молекуле, что также сказывается на распределении содержания n-парафинов в продукте.

Исходя из вышесказанного, возникла необходимость разработки нового подхода к моделированию процессов гидрокрекинга и депарафинизации, основанного на учете

1. распределения содержания n-парафинов в сырье и продуктах;
2. реакционной способности n-парафинов в реакции гидрокрекинга в зависимости от длины цепи;
3. вероятности разрыва связи в том или ином положении в молекуле n-парафина;
4. факторов нестационарности протекания процессов (таких как изменяющийся состав сырья и дезактивация катализатора).

Также использование данного подхода предполагает разделение элементарных химических превращений на следующие группы реакций: реакции, протекающие без участия водорода; реакции, протекающие с участием водорода; реакции гидрокрекинга n-парафинов.

Для разработки нового подхода к моделированию процессов гидрокрекинга и депарафинизации необходимо решить следующие задачи:

1. выявление функции распределения содержания длинноцепочечных n-парафинов в сырьевых и продуктовых фракциях методом газовой хроматографии;
2. выявление функции реакционной способности n-парафинов в реакциях гидрокрекинга в зависимости от числа атомов углерод в молекуле путем расчета значений термодинамической вероятности протекания реакций n-парафинов с различной длиной цепи с использованием квантово-химических методов;
3. выявление функции вероятности разрыва связи в том или ином положении в молекуле n-парафина путем расчета значений термодинамической вероятности разрыва связи в различном положении с использованием квантово-химических методов;
4. разработка уравнений математических моделей процессов гидрокрекинга и депарафинизации, учитывающих реакции, протекающие без участия водорода; реакции, протекающие с участием водорода; реакции гидрокрекинга n-парафинов;
5. выявление полуэмпирических и эмпирических соотношений между составом получаемого дизельного топлива и его низкотемпературными свойствами (зависимость предельной температуры фильтруемости от содержания n-парафинов);
6. разработка алгоритма и компьютерной моделирующей системы для нахождения параметров модели (кинетических параметров, коэффициентов дезактивации) и проведения прогнозных расчетов.

Согласно литературным данным по определению состава вакуумного газойля и результатам определения состава дизельных фракций методом газовой хроматографии, функция распределения содержания длинноцепочечных n-парафинов приблизительно представляет собой нормальное распределение (распределение Гаусса), рис. 1 [5], 2 [2].

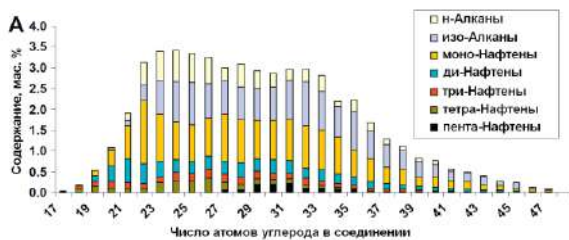


Рис. 1 Распределение содержания n-парафинов в вакуумном газойле

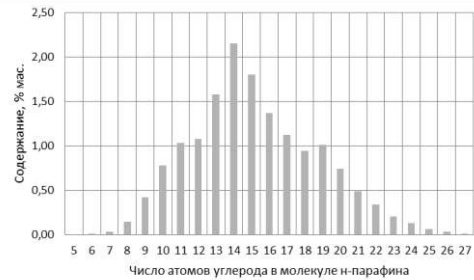


Рис. 2 Распределение содержания n-парафинов в дизельной фракции

Функция вероятности разрыва связи в том или ином положении в молекуле n-парафина заложена в модель в виде матрицы вероятности разрыва связей для n-парафинов C_{12} - C_{27} (для процесса депарафинизации), для n-парафинов C_{22} - C_{40} , разработанной на основе термодинамической вероятности разрыва связи в различном положении.

В таблице 1 представлена фрагмент матрицы термодинамической вероятности разрыва связи в реакции гидрокрекинга при различном положении связи в молекуле n-парафина.

**Изменение энергии Гиббса реакции гидрокрекинга при разрыве связи в различном положении
в молекуле n-парафина**

| № атома углерода (положение разрыва связи) | C ₁₂ H ₂₆ | C ₁₃ H ₂₈ | C ₁₄ H ₃₀ | C ₁₅ H ₃₂ | C _i H _{i+2} i = 16÷26 | C ₂₇ H ₅₆ |
|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--|---------------------------------|
| 1 | -71,67 | -81,78 | -70,36 | -82,83 | ... | -77,42 |
| 2 | -74,20 | -75,66 | -74,35 | -75,40 | | -76,41 |
| 3 | -80,77 | -79,69 | -79,69 | -90,85 | | -83,79 |
| 4 | -83,62 | -87,09 | -84,50 | -87,06 | | -85,15 |
| 5 | -81,25 | -88,82 | -80,87 | -90,80 | | -85,59 |
| 6 | -83,93 | -88,05 | -84,20 | -88,71 | | -87,27 |
| 7 | - | - | -80,74 | -89,36 | | -86,75 |
| ... | ... | ... | ... | ... | | ... |
| 14 | - | - | - | - | | -88,18 |

Общий вид уравнений математических моделей процессов гидрокрекинга и депарафинизации записывается следующим образом:

$$\begin{cases} \frac{dC_i(x, \tau)}{d\tau} = \sum_{m=1}^p k_m(x) C_i(x, \tau) + \sum_{m=1}^p k_m(x) C_i(x, \tau) C_{H_2} + \sum_{s=1}^n C_{H_2} \int_{x_i}^b k_m(x) C_s(x', \tau) v_m(x, x') dx' \\ \frac{dT(\tau)}{d\tau} = -\frac{1}{C_p^m} \sum_{j=1}^n \Delta H_j \int_{x_i}^b k_j(x') C_j(x') dx' \end{cases}$$

$C_i(x, \tau)$, $k_m(x)$ – функции распределения содержания углеводородов и констант скоростей реакций; $v_m(x, x')$ – функции распределения вероятностей разрыва связей при гидрокрекинге парафиновых углеводородов; τ – время пребывания реагентов в зоне реакции, с; $T(\tau)$ – изменение температуры в ходе процесса, К; C_p^m – теплоемкость смеси, Дж/моль·К; ΔH_j – изменение энтальпии в ходе реакции, кДж/моль; x – число атомов углерода в молекуле углеводорода; i – количество групп углеводородов (парафины, изопарафины, циклоалканы, ароматические, смолы, кокс).

Первое слагаемое в уравнении материального баланса описывает реакции, в которых водород не участвует, второе – реакции, идущие с участием водорода, третье – реакции гидрокрекинга парафиновых углеводородов.

Реализация алгоритма и компьютерной моделирующей системы для нахождения параметров модели (кинетических параметров, коэффициентов дезактивации) и проведения прогнозных расчетов осуществляется с использованием языка программирования Pascal в среде Delphi 7.

Такой подход к моделированию позволит более детально исследовать процессы гидрокрекинга и депарафинизации, прогнозировать выход и низкотемпературные свойства получаемых дизельных топлив в зависимости от состава сырья, технологических условий и активности катализатора, а также определять степень дезактивации катализаторов в зависимости от объема переработанного сырья.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Наука», проект № 10.13268.2018/8.9.

Литература

1. Becker P.J., Serrand N., Celse B., Guillaume D., Dulpt H. Comparing hydrocracking models: Continuous lumping vs. single events // Fuel. – 2016. – Vol 165. – P. 306-315.
2. Belinskaya N.S., Frantsina E.V., Ivanchina E.D. Unsteady-state mathematical model of diesel fuels catalytic dewaxing process // Catalysis Today. – 2019. – Vol. 329. – P. 214-220.
3. Cristian J., Calderón, Jorge Ancheyta. Modeling of CSTR and SPR small-scale isothermal reactors for heavy oil hydrocracking and hydrotreating // Fuel. – 2018. – Vol 216. – P. 852-860.
4. Dik P.P., Danilova I.G., Golubev I.S., Kazakov M.O., Nadeina K.A., Budukva S.V., Pereyma V.Yu., Klimov O.V., Prosvirin I.P., Gerasimov E.Yu., Bok T.O., Dobryakova I.V., Knyazeva E.E., Ivanova I.I., Noskov A.S. Hydrocracking of vacuum gas oil over NiMo/zeolite-Al₂O₃: Influence of zeolite properties // Fuel. – 2019. – Vol. 237. – P. 178-190.
5. Dutriez T., Thiébaud D., Courtiade M., Dulot H., Bertoncini F., Hennion M. C. Application to SFC-GCxGC to heavy petroleum fractions analysis // Fuel. – 2013. – V. 104. – P. 583–592.
6. Flinn R. A., Larson A., Beuther H. The mechanism of catalytic hydrocracking // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 1960. – Vol. 52. – P. 745.
7. Овчинникова А.В., Болдинов В.А., Есипко Е.А., Прозорова И.С. Влияние n-парафинов на низкотемпературные свойства летнего дизельного топлива // Химия и технология топлив и масел. – 2005. – №6. – С. 28-31.
8. Синюта В.Р., Орловская Н.Ф. Производство арктических дизельных топлив // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2017. – №9. – С. 16-18.
9. Хавкин В.А. Гидрогенизационные процессы переработки нефти с получением дизельного топлива современного уровня качества // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2018. – №5. – С. 18-20.
10. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Классификация трудноизвлекаемых нефтей и анализ их качественных особенностей // Химия и технология топлив и масел. – 2016. – №4. – С. 50-56.

**ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ЦЕОФОРМИНГ
НА УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ ПОЛУЧАЕМЫХ ПРОДУКТОВ**

А.А. Алтынов, И.А. Богданов, М.В. Киргина

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дискуссии об окончании запасов нефти и поиски альтернативных видов сырья для получения моторных топлив активно продолжаются. Одним из перспективных вариантов альтернативного источника углеводородного сырья является стабильный газовый конденсат, добываемый на нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождениях.

Стабильный газовый конденсат – это смесь жидких углеводородов (C_{5+}), которую получают путем отделения от нестабильного газового конденсата примесей и углеводородов C_1-C_4 . На территории Российской Федерации стабильный газовый конденсат производится согласно требованиям ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия» [2].

Одним из наиболее перспективных процессов для переработки стабильного газового конденсата является процесс Цеоформинг, который проводится на цеолитных катализаторах и позволяет получать компоненты моторных топлив [1]. Важно отметить, что в случае каталитических процессов переработки углеводородов не только состав сырья, но и технологические параметры ведения процесса, оказывают существенное влияние на состав получаемых продуктов. Таким образом, исследование влияния технологических параметров процесса Цеоформинг при использовании стабильного газового конденсата в качестве сырья, на углеводородный состав получаемых продуктов является крайне актуальной задачей.

В ходе работы на каталитической установке Отделения химической инженерии Томского политехнического университета был реализован процесс Цеоформинг с использованием цеолитного катализатора КН-30. Исследования проводились в интервале температур 375-425 °С с шагом 25 °С и интервале давлений 2,5-4,5 МПа с шагом 1 МПа.

Для определения группового состава сырьевого образца стабильного газового конденсата был проведен хроматографический анализ. Результаты отражены на рисунке 1.

Результаты хроматографического анализа показывают, что основную часть в составе стабильного газового конденсата занимают такие группы углеводородов как парафины нормального и изостроения, а также нафтены, незначительную часть составляют олефины и ароматические углеводороды.

Результаты определения группового углеводородного состава продуктов процесса «Цеоформинг», полученных при различных температурах ведения процесса (375 °С, 400 °С, 425 °С), представлены на рисунке 2.

Как можно видеть, из результатов, представленных на рисунке 2, общим для всех продуктов является максимальное содержание изопарафиновых и минимальное содержание олефиновых углеводородов. С ростом температуры процесса содержание ароматических углеводородов в продуктах растет, что объясняется увеличением скорости протекания целевых реакций ароматизации.

Результаты определения группового углеводородного состава продуктов процесса «Цеоформинг», полученных при различных давлениях проведения процесса (2,5 МПа, 3,5 МПа, 4,5 МПа), представлены на рисунке 3.

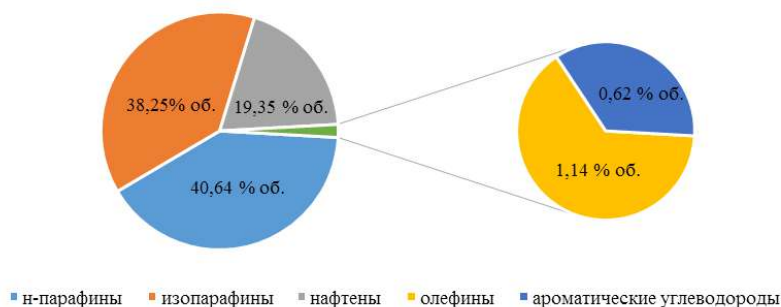


Рис. 1 Содержание групп углеводородов в образце стабильного газового конденсата

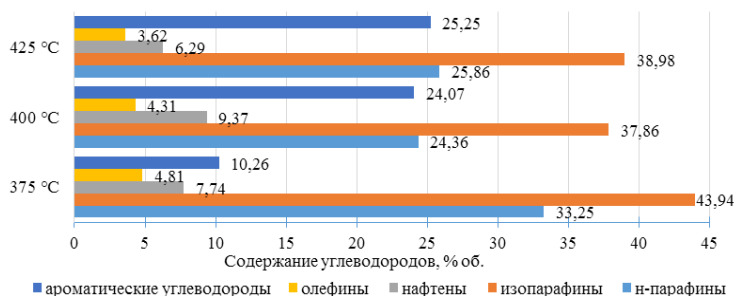


Рис. 2 Содержание групп углеводородов в продуктах процесса Цеоформинг в зависимости от температуры проведения процесса

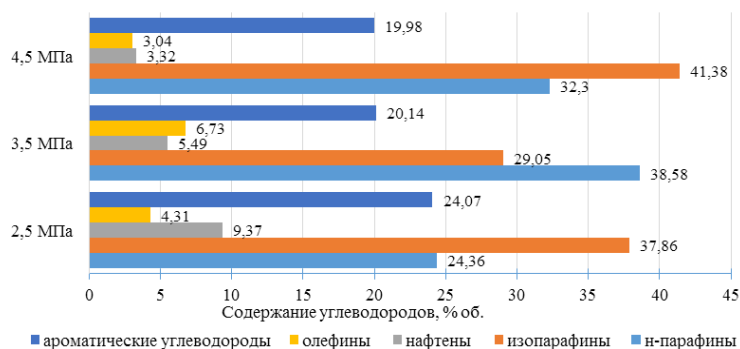


Рис. 3 Содержание групп углеводородов в продуктах процесса Цеоформинг в зависимости от давления проведения процесса

Как можно видеть, из результатов, представленных на рисунке 3, в зависимости от давления проведения процесса преобладающая группа углеводородов в полученных продуктах меняется. Так для продукта, полученного при давлении 3,5 МПа преобладающей группой являются парафиновые углеводороды, в то время как для продуктов, полученных при давлениях 2,5 МПа и 4,5 МПа, преобладающей является группа изопарафиновых углеводородов. Для продуктов, полученных при давлениях 2,5 МПа и 4,5 МПа, характерно также минимальное содержание олефиновых углеводородов, а для продукта, полученного при давлении 3,5 МПа – нафтеновых углеводородов. С ростом давления проведения процесса содержание ароматических углеводородов в продуктах падает, что объясняется снижением селективности превращения парафиновых углеводородов в ароматические, т.к. высокие давления благоприятны для протекания побочных реакций крекинга.

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что с точки зрения вовлечения продуктов цеоформинга стабильного газового конденсата в производство товарных бензинов наиболее предпочтительными являются продукты, полученные при температуре 375 °С и давлении 4,5 МПа, так как в данных продуктах наименьшее содержание ароматических углеводородов – содержание ароматических углеводородов бензина строго ограничивается требованиями [3] (не более 35 % об.).

Литература

1. Алтынов А. А., Богданов И. А., Киргина М. В. Исследование возможностей использования стабильного газового конденсата в качестве сырья процесса цеоформинга // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XIX Международной научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых, Томск, 21-24 Мая 2018. - Томск: ТПУ, 2018 - С. 340-341
2. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия. М.: Стандартинформ. – 2012 – 15 с.
3. Технический регламент таможенного союза от 31 декабря 2012 г. [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru/document/902307833/>, свободный. – Дата обращения: 10.02.2019.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ПРИСАДКИ

С.Б. Аркенова¹, Н.А. Небогина²

Научный руководитель - доцент Н.И. Кривцова

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Образующиеся при добыче высокопарафинистой нефти на поверхности внутреннего скважинного оборудования многих месторождений асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) являются одними из основных и нежелательных видов осложнений. Образование отложений приводит к сокращению производительности скважин, а также к уменьшению поперечного сечения нефтепроводов и, как следствие, к повышенным расходам, приходящимся на процессы очистки от АСПО, а также на обслуживание скважин при их эксплуатации. Таким образом, снижается темп добычи нефти и теряется при этом большое ее количество. К основным условиям, имеющим наибольшее воздействие, приводящее к образованию структур АСПО, относятся: состав нефти, обводненность скважинной продукции, физические параметры потока, вероятность образования эмульсии и характеристики поверхности трубопроводов. На действующем этапе развития нефтяной промышленности выросло число месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, использующие методы повышения нефтеотдачи пластов. Таким образом, приводя к обводнению добываемой нефтяной продукции. Образующие водонефтяные эмульсии создают дополнительные проблемы при транспорте и хранении товарной нефти. А также это существенно осложняет ее добычу, сбор и подготовку. Существующие способы борьбы с АСПО при добыче и транспортировке нефти предполагают удаление образовавшихся отложений путем применения термических и химических методов, а также использование полимерных присадок [2,3].

В настоящее время особую актуальность приобретает исследование влияния содержания водной фазы на состав АСПО водонефтяных эмульсий, что позволит спрогнозировать поведение водонефтяных дисперсных систем при их добыче и транспортировке.

В данной работе объектами исследования являлись: высокопарафинистая Урманская нефть, а также основанные на ней водонефтяные эмульсии с содержанием воды от 5 % до 40 %. Исследуемые водонефтяные эмульсии, при этом, были искусственно созданы в лабораторных условиях с помощью аппарата ПЭ-0118, мощностью 150 Вт при частоте вращения лопастей 2000 об/мин. В ходе исследований эмульсии были подвержены перемешиванию в течение промежутка времени длиной 10 минут, после чего были выдержаны в течение одного часа при температуре 20 °С. В качестве ингибирующих присадок исследовались реагенты на основе полиалкилметакрилатов: присадка Flexoil WM1470 импортного производства («Champion») и присадка К-210, которая была синтезирована на основе новых упорядоченных амфифильных азотсодержащих полимеров (полиалкилметакрилатов, модифицированных додециламином) [1].

В таблице 1 представлены результаты по влиянию присадок на образование АСПО в водонефтяных эмульсиях нефти Урманского месторождения. Установлено, что степень ингибирования выбранных присадок К-210 и Flexoil для нефти в концентрации 0,05 % мас. составляет 60,5 и 66,0 % соответственно. Введение в нефтяную систему воды приводит к увеличению эффективности присадки К-210 и снижению ингибирующей способности реагента Flexoil.

Таблица 1

Осаждение нефти и водонефтяных эмульсий в присутствии присадок

| Образец | Кол-во АСПО, г/100 г | 0,05 % мас. К-210 | | 0,05 % мас. Flexoil | |
|---------------|----------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|--------------------------|
| | | Кол-во АСПО, г/100 г | Степень ингибирования, % | Кол-во АСПО, г/100 г | Степень ингибирования, % |
| Осадок нефти | 41,6 | 16,5 | 60,6 | 14,1 | 66,0 |
| 5 % эмульсия | 39,4 | 9,3 | 76,4 | 31,5 | 20,1 |
| 10 % эмульсия | 40,1 | 11,9 | 70,3 | 31,6 | 21,2 |
| 20 % эмульсия | 40,3 | 13,0 | 68,5 | 35,9 | 13,8 |
| 30 % эмульсия | 40,6 | 13,0 | 68,8 | 36,1 | 13,2 |
| 40 % эмульсия | 40,5 | 13,4 | 67,7 | 37,8 | 8,9 |

Для водонефтяных эмульсий с содержанием воды 5% ингибирующая способность К-210 максимальна и составляет 76,4 % соответственно. Увеличение содержания воды в эмульсии до 40 % приводит к незначительному снижению степени ингибирования до 68 % для присадки К-210. Ингибирующая способность присадки Flexoil снижается почти в 7 раз с увеличением содержания воды в водонефтяной эмульсии по сравнению с исходной нефтью. Наибольшая эффективность присадки Flexoil прослеживается при ее использовании в эмульсиях, содержащих 5 и 10 % воды.

В таблице 2 приведены результаты изменения группового состава осадков исходной нефти и водонефтяных эмульсий в присутствии присадок.

Таблица 2

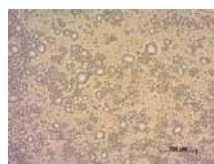
Групповой состав осадков нефти и водонефтяных эмульсий, выделенных в присутствии присадок

| Образец | Без присадки | | | К-210 | | | Flexoil | | |
|----------------|--------------|-------|-----|------------|-------|-----|-------------|-------|-----|
| | ШФУ (н-ПУ) | Смолы | Асф | ШФУ (н-ПУ) | Смолы | Асф | ШФУ (н-ПУ) | Смолы | Асф |
| Исходная нефть | 85,4 (6,5) | 13,2 | 1,6 | - | | | - | | |
| Осадок нефти | 78,7 (6,8) | 18,4 | 2,7 | 80,1 (1,2) | 16,3 | 3,4 | 81,7 (6,3) | 15,5 | 2,8 |
| 5 % эмульсия | 74,8 (7,6) | 16,5 | 8,7 | 75,5 (1,3) | 17,7 | 6,8 | 77,7 (6,5) | 16,1 | 6,2 |
| 10 % эмульсия | 78,5 (8,3) | 15,6 | 5,8 | 74,9 (1,5) | 20,7 | 4,4 | 75,1 (7,3) | 18,6 | 6,3 |
| 20 % эмульсия | 76,2 (8,9) | 18,5 | 5,2 | 72,5 (1,9) | 21,0 | 6,5 | 79,0 (8,2) | 16,8 | 4,2 |
| 30 % эмульсия | 78,2 (10,5) | 17,6 | 4,2 | 76,4 (1,8) | 17,0 | 6,6 | 77,6 (9,6) | 17,0 | 5,4 |
| 40 % эмульсия | 78,0 (14,5) | 18,6 | 3,4 | 76,2 (2,3) | 17,7 | 6,1 | 79,0 (13,8) | 16,9 | 4,1 |

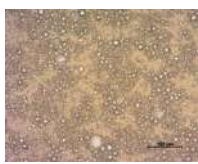
**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

В осадках нефти по сравнению с исходной наблюдается увеличение доли асфальтенов, как с присадками, так и без. Доля асфальтенов понижается с увеличением содержания воды в системе. При введении присадок в осадках эмульсий доля асфальтенов возрастает практически вдвое по сравнению с осадком исходной нефти. В осадках эмульсий с присадкой К-210 прослеживается небольшое увеличение доли смол. В присутствии присадки Flexoil содержание смол в составе осадков снижается.

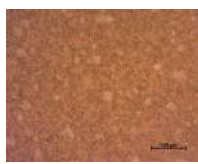
На примере 30% эмульсии рассмотрено влияние присадок на дисперсность осадков водонефтяных эмульсий (рисунок 1).



Исходная 30 %
эмульсия урманской
нефти
($D_{cp}=4,5$ мкм)



Осадок исходной 30 %
эмульсии урманской
нефти ($D_{cp}=3,2$ мкм)



Осадок исходной 30 %
эмульсии урманской нефти с
присадкой К-210
($D_{cp}=1,7$ мкм)



Осадок исходной 30 %
эмульсии урманской нефти с
присадкой Flexoil
($D_{cp}=3,6$ мкм)

Рис. 1 Микрофотографии исследуемых образцов 30 % эмульсии урманской нефти

В осадке средний диаметр капель воды меньше в отличие от размера капель в исходной эмульсии. С добавлением присадки К-210 размер капель в осадке становится меньше размера капель в осадке исходной эмульсии. Размеры капель в осадке в присутствии присадки Flexoil, практически не изменились от размеров капель осадка исходной эмульсии.

Таким образом, проведенный анализ позволяет оценить и сравнить эффективность действия присадок Flexoil и К-210 в водонефтяных эмульсиях с разным содержанием воды. Использование новой присадки на основе полимера с амфифильными свойствами комплексного действия К-210 позволяет значительно снизить количество образующегося осадка в водонефтяных эмульсиях.

Литература

1. Литвинец И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. канд. хим. наук. – Томск, 2016. - 181 с.
2. Сахабутдинов Р.З. и др. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / ВНИИОЭНГ, 2005. - 324 с.
3. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. М.: Техника, 2000. - 336 с.

СТРУКТУРА АСФАЛЬТЕНОВ МАЗУТА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

А.Д. Арышева

Научный руководитель - научный сотрудник Т.В. Чешкова

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В России получаемый на нефтеперерабатывающих установках мазут, в основном используют в качестве котельного топлива [14]. Решить эту проблему можно как внедрением вторичных процессов переработки на действующие нефтеперерабатывающие заводы, так и разработка новых способов крекинга остаточных фракций. На данный момент, одной из основных причин осложняющий процесс переработки тяжелой нефти, служит высокое содержание асфальтенов и смол (суммарно до 45 мас. %), присутствующих в исходном сырье. В молекулах асфальтенов и смол концентрируется большая часть металлов и гетероатомов [23, 32]. Для более качественной переработки остаточных фракций необходимо больше информации о строении, составе и структуре смолисто-асфальтеновых компонентов. В работе исследован состав фрагментов асфальтенов мазута тяжелой нефти Усинского месторождения, связанных в их молекулах через сульфидные и эфирные мостики.

Для выделения асфальтенов использовали стандартную методику [41]. Средняя молекулярная масса асфальтенов мазута (измеренная криоскопией в нафталине) составила 2280 а.е.м., что практически в два раза превышает молекулярную массу асфальтенов нефти Усинского месторождения [41]. По данным элементного анализа (табл.1), асфальтены характеризуются высоким содержанием серы. Известно, что сера в молекулярной структуре асфальтенов находится в сульфидных связях, на долю которых приходится до 40 % общей серы асфальтеновых веществ [56].

Таблица 1

Характеристика структуры асфальтенов мазута Усинской нефти

| | Содержание, % масс | | | | | | Средняя мол. масса, а.е.м. |
|----------------|--------------------|------|------|------|------|------|----------------------------|
| | С | Н | Н:С | О | Н | S | |
| Асфальтены МУН | 85,4 | 8,40 | 1,18 | 1,50 | 1,30 | 3,40 | 2280 |

С использованием метода химической деструкции, установлено, что в составе асфальтенов мазута Усинской нефти присутствуют соединения, связанные между собой или с полициклическим ядром их макромолекул через сульфидные и эфирные мостики. Химическую деструкцию проводили по методике [65].

Выход продуктов деструкции растворенных в гексане равен 24,1%, что значительно больше, чем выход растворимых продуктов деструкции эфирных связей 9,6%, все это свидетельствует о том, что доля «серосвязанных» фрагментов выше доли фрагментов, содержащих эфирные связи.

По данным ГХ-МС анализа мы можем наблюдать, что в растворимых продуктах химической деструкции сульфидных и эфирных связей присутствуют алканы, изо-алканы, циклогексаны, а в продуктах деструкции сульфидных связей дополнительно установлены алкилбензолы, алкилтолуолы, алкилкселолы, фенилаканы, фенантрены, метилое эфиры.

Алканы нормального строения (m/z 57) в эфиросвязанных фрагментах представлены гомологами C_{16} - C_{26} . Циклопентаны (m/z 68,69) состоят из ряда C_{10} - C_{16} . В продуктах разрушения сульфидных мостиков алканы представлены гомологическим рядом C_{10} - C_{16} *n*-алканов и изоалканов C_{10} - C_{16} . Среди нафтенов присутствуют циклопентаны C_{10} - C_{16} и циклогексаны C_{15} - C_{33} (m/z 82,83). В составе моноциклических АУ продуктов деструкции сульфидных связей в молекулах смолистых веществ идентифицированы *n*-алкилбензолы C_{17} - C_{19} (m/z 91, 92), фенилалканы C_{15} - C_{20} (m/z 91) с различным положением фенильного заместителя в алкильной цепи, би- (m/z 105), три- (m/z 119) и тетраалкилзамещенные бензолы (m/z 133), представленные, соответственно, алкилтолуолами C_{16} - C_{19} , алкилксилолами C_{17} - C_{19} . Из этого можно сделать вывод, что в «серо» и «эфиросвязанных» фрагментах смол и асфальтенов присутствуют соединения основными представителями, которых являются нормальные алканы, моно-, би-, три- ароматические углеводороды, метиловые эфиры алифатических кислот, алифатические спирты. Сравнительный анализ идентифицированных соединений показал, что основная их часть связана через сульфидные мостики. Это может быть связано с тем, что большая часть эфирных мостиков разрушилась уже на стадии получения мазута, так как в основном находятся в периферии. А сульфидные связи защиты в ядре, поэтому разрушить их сложнее. Так же выявлено, что в структуре асфальтенов присутствуют фрагменты, связанные эфирными и сульфидными группами. Основными фрагментами, связанными посредством алифатических связей углерод-сера и углерод-кислород, являются алифатические, ароматические и гетероорганические соединения. Методом ГХ-МС определено, что во фрагментах асфальтенов присутствуют соединения связанные с ядром с их молекулы эфирными и сульфидными группами. Основными представителями являются нормальные и разветвленные алканы, моно- и полициклоалканы, моно-, би-, три- ароматические углеводороды.

Литература

1. Головки А.К., Камьянов В.Ф., Огородников В.Д. // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 12. – С. 1786–1795.
2. Гринько А.А. Серосодержащие структурные фрагменты смолисто-асфальтеновых компонентов тяжелой нефти: дис. канд. хим. наук / Учреждение Российской академии наук ИХН СО РАН. Томск, 2011. 177 с.
3. Сергун В.П., Чешкова Т.В., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. // Нефтехимия. – 2016. – Т. 56. – № 1. – С. 13–18.
4. Сергиенко С. Р., Таимова Б. А., Талалаев Е. И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. – М.: Наука 1979. – 269 с.
5. Чешкова Т.В., Герасимова Н.Н., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 8. – С. 6–15.
6. Strausz O.P., Mojelsky T.W., Faraji F. et al. // Energy and Fuels. – 1999. – V.13. – № 2. – P. 207.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ОБЕССЕРИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА К.А. Баклашкина

Научные руководители: доцент М.А. Самборская, инженер К.Б. Кривцова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Серосодержащие соединения в составе дизельной фракции негативно сказываются на качестве топлива, поэтому их количество строго регламентируется. Они представлены меркаптанами, алкилсульфидами, тиоцикланами и производными тиофена. Серосодержащие соединения оказывают масштабное загрязняющее действие на окружающую среду, вызывают коррозию металлических частей, способствуют отравлению катализаторов в процессе обогащения топлива, а также ведут к разрушению каталитических нейтрализаторов, поэтому приоритетной задачей в процессе переработки является удаление серосодержащих соединений из нефтепродуктов. Снижение содержания серосодержащих соединений в топливе ведет к общему уменьшению выбросов диоксида серы, вызывающих раздражение слизистых оболочек дыхательных органов и образование кислотных дождей.

Основным процессом, направленным на снижение содержания соединений серы, является каталитическая гидроочистка. Так же в ходе данного процесса происходит снижение содержания полициклоароматических аренов и соединений, содержащих азот и кислород. Полициклические арены влияют на работу двигателя, изменяя приемистость и дымность [3]. Азотсодержащие соединения отравляют катализатор в процессе обогащения дизельных фракций.

На территории Российской Федерации с 1 января 2017 года разрешен выпуск дизельного топлива только 5-го класса экологической опасности. Показатели качества декларируются на соответствие Техническому регламенту Таможенного союза (ТР ТС 013/2011 от 18.10.2011 №826) [2].

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Производство дизельного топлива в соответствии с требованиями современных европейских экологических стандартов на отечественных нефтеперерабатывающих заводах возможно только после модернизации действующих установок гидроочистки дизельного топлива.

Увеличить степень десульфурзации возможно тремя путями: 1) произвести модернизацию действующих установок гидроочистки; 2) использовать высокоэффективные катализаторы; 3) ввести дополнительный блок десульфурации. Конверсия серосодержащих соединений происходит в таких процессах, как окислительное обессеривание, адсорбция, экстракция, озонирование, ультразвуковое воздействие. Перспективным методом десульфурации является процесс окислительного обессеривания [1]. Наибольшей популярностью в качестве окислительного агента пользуется пероксид водорода, так как он является дешевым, не загрязняющим окружающую среду и коммерчески доступным. Данный процесс протекает при атмосферном давлении и температуре до 100°C, с высокой конверсией ароматических соединений и без использования водорода. Основной недостаток – протекание процесса в жидкой фазе. При разделении продуктов реакции происходит незначительное снижение содержания дизельного топлива, в связи с тем, что отделяемый комплекс содержит окисленные серосодержащие углеводороды.

В связи с этим особую актуальность приобретает поиск инновационных методов десульфурации или высокоэффективных катализаторов для гидрогенизационных процессов. Поэтому целью данной работы стало произвести сравнительный анализ технологии процесса гидроочистки и окислительного обессеривания.

В качестве объектов для исследования были выбраны три образца прямогонной дизельной фракции с разным содержанием серы: 1,730 %масс., 0,243%масс., 0,074 %масс. Для исходных образцов были определены содержание общей серы, общего азота и групповой углеводородный состав. Затем образцы подверглись окислительному обессериванию, параметры процесса окисления: мольное соотношение $S_{\text{общ}}:H_2O_2=1:15$, мольное соотношение $H_2O_2:HCOOH=3:4$, скорость вращения мешалки в реакторе= 2100 об/мин. Далее исходные образцы и образцы после окислительного обессеривания подверглись процессу гидроочистки. Процесс проводился на лабораторной каталитической установке, условия были выбраны приближенными к промышленным: объемная скорость потока жидкого сырья 0,05 мл/мин, давление 3,3 МПа, соотношение водород/сырье = 600/1, температура 350°C. Гидроочистку проводили на катализаторе ГКД-202. Объем реактора равен 10 см³.

Экспериментальные исследования показали, что процесс окислительного обессеривания может быть, как альтернативой, так и дополнением к процессу гидроочистки (табл.1). Окислительное обессеривание позволяет удалить более чем 86% мас. соединений серы, гидроочистка более чем 71%, при совмещении процесса окислительного обессеривания с гидроочисткой степень конверсии более чем 87%. Наибольшая степень извлечения наблюдается для образца №1 и для всех трех образцов при совмещении процессов гидроочистки и окислительного обессеривания. Например: у образца №1 после окислительного обессеривания содержание серы снижается в 8,7 раза, после гидроочистки в 9 раз, при совмещении процессов в 23 раза. Изменение содержание серы отражено в таблице 1.

Таблица 1

Изменение содержания общего серы (% масс.)

| Образец | Исходное содержание | После окислительного обессеривания | После гидроочистки | После совмещения |
|---------|---------------------|------------------------------------|--------------------|------------------|
| 1 | 1,730 | 0,200 | 0,193 | 0,074 |
| 2 | 0,243 | 0,035 | 0,070 | 0,019 |
| 3 | 0,074 | 0,051 | 0,013 | 0,009 |

В связи с тем, что азот отравляет каталитические центры катализатора в ходе проведения процесса гидроочистки, снижение его содержания в предшествующих процессах положительно скажется на сроке службы катализатора.

Также было определено содержание азота с помощью элементного анализатора Vario EL Cube (Германия). Результаты представлены в таблице 2. Можно обратить внимание, что содержание азота снижается больше при совмещении процессов. Наибольшее исходное содержание азота в образце №2, также степень конверсии азота для этого образца выше. Для образца №1 степень деазотирования при окислительном обессеривании составляет 27,9 %масс., при гидроочистке 26,4 %масс., при совмещении 62,1 %масс. Для образца №2 степень деазотирования при окислительном обессеривании составляет 30,4% масс., при гидроочистке 62,2 %масс., при совмещении 68,0%масс. Для образца №3 степень деазотирования при окислительном обессеривании составляет 21,8 %масс., при гидроочистке 32,2 %масс., при совмещении 58,9 %масс.

Таблица 2

Изменение содержания общего азота (% масс.)

| Образец | Исходное содержание | После окислительного обессеривания | После гидроочистки | После совмещения |
|---------|---------------------|------------------------------------|--------------------|------------------|
| №1 | 0,5427 | 0,3911 | 0,3996 | 0,2057 |
| №2 | 0,5612 | 0,3908 | 0,2121 | 0,1798 |
| №3 | 0,5525 | 0,4321 | 0,3746 | 0,2271 |

В процессе окислительного обессеривания протекают реакции деструктуризации полиароматических соединений и гидрирования углеводородов, в связи с этим возрастает количество насыщенных углеводородов. Результаты определения группового углеводородного состава представлены в таблице 3.

Для образца с содержанием серы 1,73 %масс. полиароматических соединений после окислительного обессеривания снижается на 1%масс., при проведении гидроочистки на 0,48 %масс., а при совмещении процессов на 1,14 %масс. Для образца с содержанием общей серы 0,243 %масс. количество полиароматических соединений после окислительного обессеривания снижается на 2,74 %масс. соответственно, при гидроочистке на 6,76 %масс, при совмещении на 7,47 %масс. Для образца с наименьшим содержанием серы наблюдается снижение содержания полиароматических соединений после окислительного обессеривания на 0,87 %масс., после гидроочистки на 4,53 %масс., после совмещения на 4,56 %масс.

Таблица 3

Изменение содержания полиароматических углеводов (%масс.)

| Образец | Исходное содержание | После окислительного обессеривания | После гидроочистки | После совмещения |
|---------|---------------------|------------------------------------|--------------------|------------------|
| №1 | 10,60 | 9,60 | 10,12 | 9,46 |
| №2 | 37,43 | 34,69 | 30,67 | 29,96 |
| №3 | 31,85 | 30,98 | 27,32 | 27,29 |

Выводы

В данной работе показана эффективность процесса окислительного обессеривания. Данный негидрогенизационный процесс позволяет перерабатывать газойль каталитического крекинга в дизельное топливо, соответствующее экологическим требованиям.

Окисление дизельной фракции при помощи смеси пероксида водорода и муравьиной кислоты позволяет в достаточной мере удалять содержащиеся во фракции сернистые соединения. Показано, что степень конверсии серы составляет до 92% масс. Окисление фракции приводит к преимущественному окислению сернистых соединений и ароматических углеводов.

В данной работе было установлено, что в ходе процесса окислительного обессеривания протекают реакции деазотирования. Наибольшая степень конверсии азота для образца №1, она составляет 30,4 %масс. По мере снижения содержания серы и азота в исходном образце снижается степень конверсии. При совмещении процесса окислительного обессеривания и гидроочистки степень деазотирования достигает 68% масс.

Экспериментально выяснено, что конверсия серы и азота при совмещении процесса гидроочистки с окислительным обессериванием гораздо выше, чем при проведении гидроочистки и окислительного обессеривания по-отдельности, что подтверждает эффективность совмещения процессов.

Литература

1. Pawelec B. et al. Toward near zero-sulfur liquid fuels: a perspective review // Catalysis Science & Technology. – 2011. – № 1. – P. 23-42.
2. Булгаков С.В. Особенности производства гидроочищенного дизельного топлива стандарта ЕВРО – 5 // Современные автомобильные материалы и технологии (САМИТ – 2017). URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30530713> (дата обращения 20.02.2018).
3. Основы эффективного использования энергоресурсов: теория и практика/ под ред. В. Л. Ганжа. – Минск: Белорусская наука, 2007. – 450 с.

МОНИТОРИНГ РАБОТЫ УСТАНОВКИ АЛКИЛИРОВАНИЯ ИЗОБУТАНА ОЛЕФИНАМИ

А.В. Беккер, А.Е. Нурмаканова, И.О. Долганова

Научный руководитель - профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение эффективности действующих промышленных производств достигается, в основном, за счет внедрения прогрессивных технологий или снижения издержек действующего производства. Для любого химического, а, в частности, нефтехимического производства огромную роль играет технологический режим работы для любой установки и качество исходного сырья, соответственно, достичь повышения эффективности производства возможно за счет оптимизация режима и контроля качества сырья на входе.

Для процесса алкилирования изобутана олефинами исходным сырьем являются бутан-бутиленовая фракция, изобутан и серная кислота, используемая в качестве катализатора. Концентрация кислоты оказывает различное влияние на качество алкилата, в зависимости от эффективности перемешивания в реакторе и содержания воды в кислоте. Вода в реактор поступает вместе с исходным сырьем, а также образуется в ходе побочных реакций. В сернокислотном алкилировании лучшее качество и высокий выход алкилата получают при концентрации кислоты 93-95% моногидрата, 12% воды, а остальная часть - углеводородные разбавители.

Содержание воды в кислоте снижает его каталитическую активность примерно в 3-5 раз больше, чем углеводородные разбавители, таким образом, 88% кислота, содержащей 5% воды гораздо менее эффективна, чем катализатор, такой же концентрации кислоты, содержащей 2% воды [1].

В реакции алкилирования, стехиометрическое соотношение изобутан:олефины - 1:1, несмотря на это, в реакционной смеси необходимо постоянно поддерживать избыток изобутана. Избыток изобутана позволяет подавить побочные реакции процесса – полимеризации и деалкилирования. Соотношение изобутана - олефины обычно составляет от 7:1 до 12:1 (объемных). Повышение избытка изобутана более 12:1 неэффективно и

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

практически не влияет на результат процесса, но при этом, увеличиваются эксплуатационные расходы на циркуляцию и охлаждение изобутана.

Для определения влияния состава сырья на качество целевого продукта, проведен мониторинг действующей установки алкилирования. Результаты мониторинга представлены на рисунках 1,2.

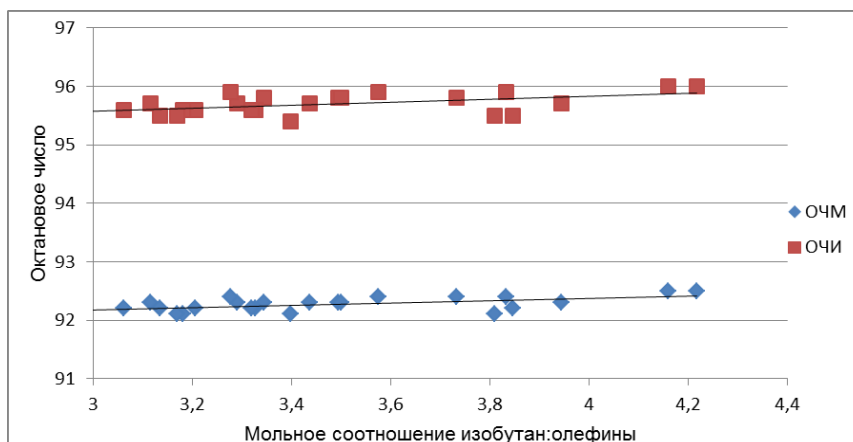


Рис. 1 Зависимость ОЧИ и ОЧМ от мольного соотношения изобутан:олефины (экспериментальные данные)

На рисунке 1 отображена зависимость октанового числа по моторному методу (ОЧМ) и октанового числа по исследовательскому методу (ОЧИ) от объемного соотношения изобутан:олефины.

Данные из графика подтверждают зависимость, описанную выше, избыток изобутана положительно сказывается на ОЧИ и ОЧМ, однако, учитывая постоянно изменяющиеся концентрации изобутана и олефинов во входных потоках, на рисунке 2 также приводится зависимость ОЧИ и ОЧМ от мольного соотношения изобутан : олефины.

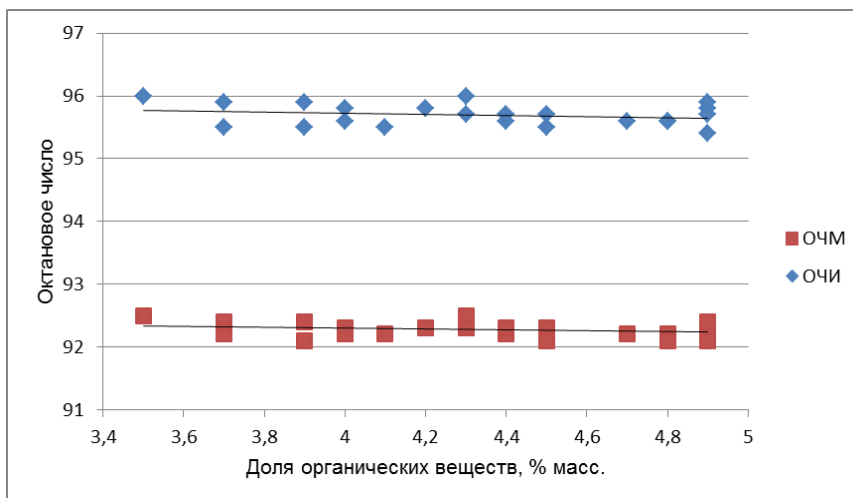


Рис. 2 Зависимость ОЧИ и ОЧМ от массовой доли органических веществ в отработанной серной кислоте (экспериментальные данные)

Для алкилирования углеводородных фракций С4 обычно применяется серная кислота, которая содержит от 90% до 98% моногидрата. При увеличении концентрации серной кислоты повышается октановое число алкилата (антидетонационные характеристики).

Использование серной кислоты с концентрацией выше 100 % приводит к усилению побочных реакций сульфирования. Серная кислота с концентрацией менее 86 % интенсифицирует побочные реакции полимеризации олефинов.

В рассматриваемом процессе алкилирования, концентрация серной кислоты снижается по двум причинам:

а) вследствие накопления в ней высокомолекулярных органических соединений (кислых и нейтральных сложных эфиров серной кислоты, высокомолекулярных углеводов);

б) в результате разбавления кислоты водой, которая попадает в реактор с сырьем, а также образуется в результате некоторых побочных реакций [2].

Снижение концентрации за счет разбавления водой, резко снижает каталитическую активность серной кислоты, именно поэтому, оптимальный режим работы реактора должен способствовать минимальному

образованию воды. А также, из емкостей для накопления ББФ и изобутановой фракции, необходимо постоянно отводить воду.

Из рис. 2 видно, что при увеличении доли органических веществ в кислоте, октановое число алкилата снижается, что подтверждает описанные выше закономерности.

Литература

1. Дорогочинский А. З., Лютер А. В., Вольпова Е. Г., Сернокислотное алкилирование изопарафинов олефинами. – М.: Химия, 1970– 216 с.
2. Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Нурмаканова А.Е., Бойченко С.С., Храпов Д.В., Короткова Н.В., Есипенко Р.В., Использование математической модели процесса алкилирования изобутана олефинами для мониторинга работы промышленной установки и тренинга технологического персонала в ОАО «Газпромнефть–Омский НПЗ». – Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2016. – №2. – с.33-43.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ МЕТОДАМИ ХРОМАТОГРАФИИ И ИК-СПЕКТРОСКОПИИ

А.А. Бердникова, В.В. Машнич, М.В. Майлин

Научные руководители: научный сотрудник Е.В. Францина, доцент Н.И. Кривцова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время активно исследуются регионы Арктики. Для исследований применяется высоконагруженная техника, для которой необходимо дизельное топливо с улучшенными низкотемпературными характеристиками. В данной работе исследован состав дизельных фракций методами хроматографии и ИК-спектроскопии.

Объектом исследования выбраны 3 дизельные фракции различного углеводородного состава, основные эксплуатационные характеристики которых приведены в таблице 1.

Таблица 1

Эксплуатационные характеристики фракций

| Характеристика | Дизельная фракция 1 (ДФ 1) | Дизельная фракция 2 (ДФ 2) | Дизельная фракция 3 (ДФ 3) |
|---|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Температура помутнения $T_{п}, ^\circ\text{C}$ | -9 | -5 | -11 |
| Температура застывания, $T_{з}, ^\circ\text{C}$ | -25 | -21 | -15 |
| Цетановый индекс (ГОСТ) | 48 | 50 | 55 |

Для разделения дизельной фракции (ДФ) использовали стандартную методику разделения нефти, которая соответствует ГОСТ 11858-66 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания асфальтово-смолистых веществ».

Навеску ДФ разбавляли 40-кратным по объему количеством н-гексана и тщательно перемешивали. Для полного осаждения асфальтенов раствор помещали в темное место на 24 ч. После отфильтровывали асфальтены, из полученного фильтрата отгоняли растворитель. Затем смесь масел и смол разделяли хроматографически. В адсорбционную колонку насыпали силикагель. Весовое соотношение силикагеля к исследуемому образцу составляло 1:40. Сорбент заполняли растворителем, объемом 200-250 мл. Далее в колонку заливали раствор исследуемого образца. Для десорбции масел в резервуар колонки заливали смесь бензола и петролейного эфира в соотношении 3:7. Смолистые вещества элюировали спиртобензольной смесью в соотношении 1:1. Растворители отгоняли на роторном испарителе. Полученные фракции анализировали на ИК-спектрометре.

Соединений, относящихся по способу выделения к асфальтенам, во всех трех фракциях не удалось обнаружить, но наблюдались изменения массы фильтра, которое определили, как механические примеси (таб. 2). Максимальное содержание примесей наблюдается в дизельной фракции 3. Наибольшим содержанием смол характеризуется дизельная фракция 1.

Таблица 2

Компонентный состав дизельных фракций

| Образец | Мех примеси, %отн. | Масла, %отн. | Смолы, %отн. | Потери, % |
|---------|--------------------|--------------|--------------|-----------|
| ДФ 1 | 0,25 | 95,2 | 2,52 | 2 |
| ДФ 2 | 0,85 | 95,5 | 0,65 | 3 |
| ДФ 3 | 1,92 | 96,1 | 0,98 | 1 |

Полученные хроматографически смолы и масла были исследованы с помощью метода ИК-спектроскопии. ИК-спектры регистрировали на FTIR-спектрометре NICOLET 5700 в области 400 – 4000 cm^{-1} . Образцы в растворе четыреххлористого углерода наносили в виде пленки на пластинки из бромиды калия. Обработку ИК-спектров проводили с использованием программного обеспечения «OMNIC 7.2» Thermo Nicolet Corporation. Электронные спектры поглощения получали на спекрофотометре «Uvikon 943» в ультрафиолетовой области $\lambda = 190-400$ нм и видимой области $\lambda = 400- 700$ нм.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

По данным ИК-спектроскопии (табл. 3, 4) в составе масел и смол ДФ присутствуют алифатические структуры, на это указывают полосы поглощения валентных и деформационных колебаний С–Н в алифатических группах. В спектре проявляются полосы поглощения ароматических структур, о чем свидетельствуют наличие полос поглощения характерных для деформационного колебания С=C в бензольном кольце и полосы «ароматического триплета».

В спектре масел (табл. 3) среди гетероорганических соединений присутствуют полосы поглощения, соответствующие валентному колебанию S=O – группы в сульфоксидах. В ДФ 3 дополнительно появляются кислородсодержащие соединения, на это указывают полосы поглощения алифатических эфиров насыщенных карбоновых кислот и валентные колебания –C-O – групп ароматических эфиров.

В спектре смол (табл. 4) наблюдается высокая интенсивность полос поглощения гетероорганических соединений. В составе смол ДФ установлены различные кислородные соединения. В ДФ 2 установлены алифатические эфиры насыщенных карбоновых кислот, в ДФ 3 алифатические кислоты, насыщенные альдегиды и кетоны присутствуют в ДФ 1 и ДФ 2. Среди гетероорганических соединений присутствуют полосы поглощения, соответствующие валентному колебанию S=O – группы в сульфоксидах, дополнительно появляются кислородсодержащие соединения, на это указывают полосы поглощения соответствующие валентным колебаниям –C-O – групп эфиров [1]. Дополнительно в смолах ДФ 1 и ДФ 2 проявляется полоса поглощения, соответствующая колебаниям N-O-группы амидов. Полосы поглощения валентного колебания S=O – группы в сульфоксидах присутствуют во всех образцах ДФ.

Таблица 3

Спектральные показатели масел по данным ИК Фурье-спектроскопии

| Образец | Оптическая плотность D в max полосы поглощения, ν cm^{-1} | | | | | | | Спектральные показатели | | | | |
|---------|--|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 1740 | 1710 | 1600 | 1465 | 1380 | 1030 | 720 | C ₁ | C ₂ | C ₃ | C ₄ | C ₅ |
| ДФ 1 | - | - | 0.054 | 0.659 | 0.338 | 0.043 | 0.103 | 0.529 | - | 0.512 | 8.0917 | 0.066 |
| ДФ 2 | - | - | 0.049 | 0.759 | 0.395 | 0.044 | 0.110 | 0.452 | - | 0.520 | 10.140 | 0.058 |
| ДФ 3 | 0.040 | - | 0.047 | 0.669 | 0.346 | 0.040 | 0,107 | 0.446 | 0.06 | 0.517 | 9.4769 | 0.067 |

Таблица 4

Спектральные показатели смол по данным ИК Фурье-спектроскопии

| Образец | Оптическая плотность D в max полосы поглощения, ν cm^{-1} | | | | | | | Спектральные показатели | | | | |
|---------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 1740 | 1710 | 1600 | 1465 | 1380 | 1030 | 720 | C ₁ | C ₂ | C ₃ | C ₄ | C ₅ |
| ДФ 1 | | 0,404 | 0.308 | 0.773 | 0.625 | 0.321 | 0.125 | 2.464 | 0.523 | 0.809 | 2.154 | 0.415 |
| ДФ 2 | 0.419 | | 0.138 | 0.677 | 0.452 | 0.24 | 0.121 | 1.140 | 0.619 | 0.668 | 3.396 | 0.355 |
| ДФ 3 | 0.629 | | 0.239 | 0.754 | 0.5 | 0.24 | 0.112 | 2.134 | 0.834 | 0.663 | 2.204 | 0.318 |

По данным ИК Фурье-спектроскопии исследуемые масла характеризуются различными значениями спектральных показателей (табл. 3): ароматичности (C1=D1600/D720), окисленности (C2=D1710/D1465), разветвленности (C3=D1380/D1465), алифатичности (C4 =D720 + D1380/D1600) и осерненности (C5=D1030/D1465).

По данным (табл. 3) масла ДФ 1 характеризуются наиболее высоким значением ароматичности (C₂=0,5291). Масла ДФ 2 характеризуются наибольшим коэффициентом алифатичности (C₄=10,1405), масла ДФ 3 являются наиболее окисленными (C₂=0,0608) по сравнению с маслами ДФ 1 и ДФ 3.

По данным (табл. 4) смолы ДФ 2 характеризуются наиболее низким значением ароматичности (C₂=1,140) и наибольшим коэффициентом алифатичности C₄=3,396, смолы ДФ 3 являются наиболее окисленными (C₂=0,834) по сравнению с маслами ДФ 1 ДФ 3.

Выводы:

1. Исследован состав трех образцов дизельных фракций различного углеводородного состава методами хроматографии и ИК-спектроскопии.
2. Анализ дизельных фракций методом колоночной хроматографии показал, что в образцах содержится различное содержание масел, смол и механических примесей, отличающихся по своему составу. Содержание масел во всех образцах примерно одинаково и составляет 95,96 %отн., наибольшее содержание смол в образце ДФ 1 (2,52 %отн.) по сравнению с ДФ 2 и ДФ 3 (0,65-0,98 %отн.), что связано с высокой ароматичностью данного образца (C1=2,464).
3. Анализ масел, содержащихся в дизельных фракциях методом ИК-спектроскопии показал, что масла ДФ 1 характеризуются высокой ароматичностью, ДФ 2 алифатичностью, ДФ 3 окисленностью. По показателю осерненности масла всех образцов примерно одинаковы.
4. Анализ смол, содержащихся в дизельных фракциях методом ИК-спектроскопии показал, что смолы ДФ 1 характеризуются наибольшей разветвленностью и ароматичностью, ДФ 2 алифатичностью, а ДФ 3 окисленностью.
5. По значению спектральных показателей масел смол установлено, что в маслах преимущественно концентрируются соединения алифатической природы, а в смолах – ароматической. При этом в смолах содержится большее количество гетероорганических соединений (окисленных и сернистых), что свидетельствует о преимущественном концентрировании гетероорганики в тяжелых углеводородах.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (Проект № 18-79-00095) в Национальном исследовательском Томском политехническом университете в рамках Программы повышения конкурентоспособности Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Литература

1. Беккер Х., Беккерт Р., Бергер В., Гевальд К., Генц Ф., Глух Р., Домшке Г., Зайлер Э., Майер Р., Мец П., Мюллер К., Пафель Д., Фангхенель Э., Фауст Ю., Фишер М., Хабахер В., Шветлик К., Шмидт Г., Шольберг К., Цеппенфельд Г. Органикум. – М.: Мир, 2008. – 504 с.

**О ВЛИЯНИИ ГРУППОВОГО СОСТАВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ
НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК**

И.А. Богданов, А.А. Алтынов, М.В. Киргина

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из наиболее простых в применении и экономически обоснованным способом производства зимнего и арктического дизельного топлива в России является использование присадок. Топливо, производимое вышеописанным способом, получают введением в прямогонные дизельные фракции и их композиции депрессорных присадок, улучшающих низкотемпературные свойства. Существенным недостатком данного способа производства является отсутствие универсальных низкотемпературных присадок и их концентраций – это связано с особенностью механизма действия присадок и взаимодействием компонентов присадок с различными группами углеводородов, входящими в состав дизельных фракций.

Целью данной работы было установить, как групповой углеводородный состав прямогонного дизельного топлива влияет на эффективность действия низкотемпературных присадок.

Для проведения исследования были выбраны 5 образцов прямогонного дизельного топлива, полученные с предприятий Томской области и три депрессорные присадки для дизельных топлив (А, В, С). Для образцов были определены следующие свойства: фракционный состав согласно методике, представленной в ГОСТ ISO 3405-2013 «Нефтепродукты. Определение фракционного состава при атмосферном давлении» [3]; групповой состав согласно методике, приведенной в [4]; температура помутнения по методике, приведенной в ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации» [2]; температура застывания по методике, представленной в ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания» [1]. Результаты определения фракционного состава исследуемых образцов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Фракционный состав образцов дизельного топлива

| Номер образца | Н.К. | ФС _{10%} | ФС _{20%} | ФС _{30%} | ФС _{40%} | ФС _{50%} | ФС _{60%} | ФС _{70%} | ФС _{80%} | ФС _{90%} |
|---------------|------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | °C | | | | | | | | | |
| 1 | 160 | 189 | 200 | 216 | 232 | 248 | 265 | 284 | 304 | 338 |
| 2 | 149 | 190 | 211 | 229 | 248 | 262 | 276 | 292 | 309 | 332 |
| 3 | 151 | 183 | 211 | 222 | 254 | 271 | 289 | 310 | 329 | 359 |
| 4 | 138 | 161 | 179 | 204 | 227 | 247 | 266 | 284 | 306 | 330 |
| 5 | 145 | 159 | 190 | 211 | 235 | 251 | 270 | 282 | 297 | 312 |

Из результатов, представленных в таблице 1, следует, что наиболее высокой температурой кипения обладает образец под номером 3, а наименьшей температурой кипения образец под номером 5.

Результаты определения группового состава исследуемых образцов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Групповой состав образцов дизельного топлива

| Номер образца | Содержание углеводородов, % мас. | | |
|---------------|----------------------------------|---------|----------|
| | Ароматические углеводороды | Нафтенy | Парафины |
| 1 | 23,9 | 30,1 | 46,0 |
| 2 | 23,5 | 29,6 | 46,9 |
| 3 | 22,3 | 33,5 | 44,2 |
| 4 | 22,6 | 31,1 | 46,3 |
| 5 | 21,7 | 34,6 | 43,7 |

Из результатов, представленных в таблице 2 видно, что во всех исследуемых образцах преобладающей группой углеводородов являются парафины, нафтенy занимают промежуточную позицию, наименьшую долю в составе образцов занимают ароматические углеводороды.

Результаты определения низкотемпературных свойств, исследуемых образцов дизельного топлива представлены в таблице 3.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Таблица 3

Низкотемпературные свойства образцов дизельного топлива

| Номер образца | $T_{\text{помутнения}}, ^\circ\text{C}$ | $T_{\text{застывания}}, ^\circ\text{C}$ |
|----------------------|---|---|
| 1 | -15 | -35 |
| 2 | -12 | -32 |
| 3 | -3 | -18 |
| 4 | -12 | -45 |
| 5 | -13 | -29 |

Результаты определения низкотемпературных свойств, исследуемых образцов с добавлением присадок представлены в таблице 4.

Таблица 4

Низкотемпературные свойства образцов дизельного топлива с добавлением депрессорных присадок

| Смесь | Присадка А | | | | | Присадка В | | | | | Присадка С | | | | |
|---|-------------------|----------|----------|----------|----------|-------------------|----------|----------|----------|----------|-------------------|----------|----------|----------|----------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| $T_{\text{помутнения}}, ^\circ\text{C}$ | -16 | -12 | -5 | -12 | -15 | -13 | -12 | -6 | -18 | -16 | -16 | -17 | -4 | -12 | -15 |
| $T_{\text{застывания}}, ^\circ\text{C}$ | -49 | -46 | -30 | -50 | -42 | -54 | -52 | -48 | -53 | -48 | -35 | -39 | -28 | -50 | -39 |

Изменение низкотемпературных свойств образцов при добавлении присадок представлено в таблице 5.

Таблица 5

Изменение низкотемпературных свойств образцов дизельного топлива при добавлении присадок

| Температура, $^\circ\text{C}$ | Номер образца | | | | |
|---|----------------------|-----------|-----------|----------|-----------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Изменение $T_{\text{помутнения}}$ с присадкой А | 1 | 0 | 2 | 0 | 2 |
| Изменение $T_{\text{помутнения}}$ с присадкой В | 2 | 0 | 3 | 6 | 3 |
| Изменение $T_{\text{помутнения}}$ с присадкой С | 1 | 5 | 1 | 0 | 2 |
| Среднее изменение $T_{\text{застывания}}$ | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Изменение $T_{\text{застывания}}$ с присадкой А | 14 | 14 | 12 | 5 | 13 |
| Изменение $T_{\text{застывания}}$ с присадкой В | 19 | 20 | 30 | 8 | 19 |
| Изменение $T_{\text{застывания}}$ с присадкой С | 0 | 7 | 10 | 5 | 10 |
| Среднее изменение $T_{\text{застывания}}$ | 11 | 14 | 17 | 6 | 14 |

Из результатов, представленных в таблицах 1, 2, 5 видно, что исследуемые присадки наиболее эффективно действуют на образцы с высоким содержанием парафинов (образцы номер 2, 3, 5). Важно так же отметить, что наиболее эффективно присадки действуют на образец номер 3 (обладает наибольшей температурой выкипания 90 % фракции). Из полученных результатов следует, что при выборе присадки и ее оптимальной концентрации необходимо не только учитывать концентрацию парафинов в дизельной фракции, но и учитывать структуру этих парафинов. Полученные результаты находят объяснение в адсорбционном механизме действия депрессорных присадок, так при наличии во фракции достаточного количества высококипящих парафинов они начинают кристаллизоваться и присадка быстрее начинает адсорбироваться на их поверхности останавливая дальнейший рост кристаллических парафиновых структур. На температуру помутнения образцов исследуемые присадки существенного влияния не оказывают так как являются присадками депрессорного действия.

Литература

- ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428> (дата обращения 11.02.2019 г.).
- ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации». [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200007918> (дата обращения 22.12.2018 г.).
- ГОСТ ISO 3405-2013 «Нефтепродукты. Определения фракционного состава при атмосферном давлении». [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200108426> (дата обращения 22.12.2018 г.).
- Определение группового и структурно – группового составов нефтяных фракции: Методические указания к лабораторной работе для студентов химико-технологического факультета / сост. О.С. Сухинина, А.И. Левашова – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 22 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ АЛКИЛИРОВАНИЯ И СУЛЬФИРОВАНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ АБСК

А.А. Бунаев, И.О. Долганова

Научный руководитель доцент И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В наши дни происходит постепенное увеличение спроса на мощные средства синтетического происхождения. Одними из основных компонентов, применяющихся в производстве подобных средств, являются линейные алкилбензолы – это примерно треть ингредиентов, использующихся при изготовлении моющих средств во всем мире. Столь широкое применение линейных алкилбензолов объясняется тем, что они совершенно безопасны по отношению к окружающей среде. Это, в свою очередь, вызывает необходимость в увеличении производительности установок производства линейных алкилбензолов. Для такой сложной системы, как многокомпонентный химический процесс, обеспечение и поддержание оптимального технологического режима вызывает необходимость в проведении достаточно большого количества экспериментов различной сложности, что влечет за собой привлечение, соответственно, большого количества различных ресурсов и временных затрат. Таким образом, использование современных установок на производстве неэффективно без привлечения к этому различных моделирующих систем, в данном случае, процессов нефтепереработки. [5]

Программные комплексы, созданные с помощью принципов объектно-ориентированного программирования, имеют применение не только в области разработки программного обеспечения специфического или узконаправленного прикладного значения, но также для целей прогнозирования и мониторинга режимов работы установок на предприятиях. [1] При этом, несмотря на положительные тенденции в сфере компьютерного моделирования, отдельные вопросы, касающиеся, в первую очередь, оптимизации производства на взаимосвязанных объектах, остаются до сих пор нерешенными. [2] Так, например, при внесении изменения в режим работы одного реактора может увеличиться его эффективность, но при этом пострадает качество промежуточных и конечных продуктов следующих стадий, а, возможно, даже это может привести к остановке работы всей производственной цепи.

Возможность к внедрению математической модели в реальное производство на нефтеперерабатывающем заводе определяется, главным образом, ее адекватностью – сходимостью результатов расчетов, полученных с помощью данной моделирующей системы, и экспериментальных данных. Таким образом, для достижения требуемой точности, необходимо решить обратную кинетическую задачу: найти неизвестные кинетические параметры с помощью известных экспериментальных данных.

Таким образом, разработка компьютерной программы моделирования процесса производства АБСК включает в себя такие этапы как: во-первых, создание схемы реакций, имеющих место быть в процессе, протекающих с участием рассматриваемых углеводородов. Во-вторых, необходимо проведение анализа термодинамических условий процесса – исследование, собственно, теоретической возможности протекания реакций указанных в полученной ранее схеме. В-третьих, необходимо определить режимы, в которых происходит работа реакторов: как гидродинамического, так и теплового. Наконец, финальным этапом является создание, собственно, самой математической модели, а также ее воплощение в виде законченного программного обеспечения. [3]

На рисунке 1 представлено основное диалоговое окно программы, разработанной на языке Delphi 7.

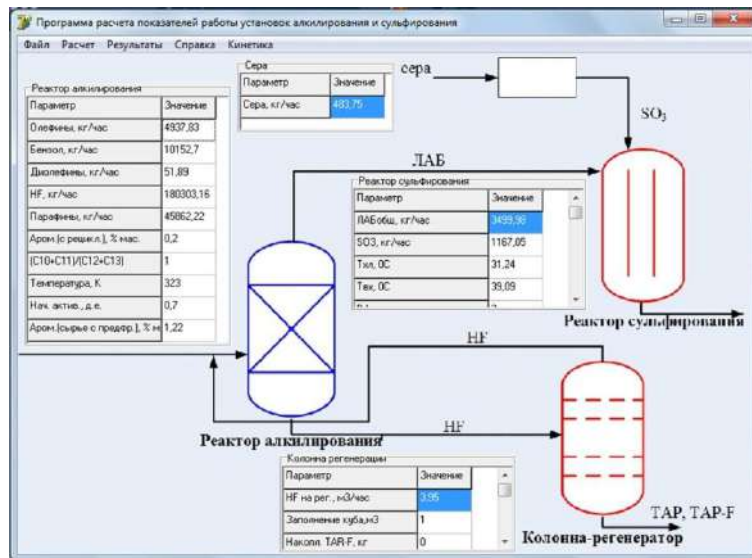


Рис. 1 Графический интерфейс программы

Созданная моделирующая система процессов алкилирования и сульфирования, таким образом, имеет в себе возможность выполнения таких функций, как: проведение типовых расчетов состава продуктовых потоков, длин межпромывочных циклов реактора сульфирования и иных выходных параметров при заданных составах сырья и

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

технологических параметрах, расчеты нескольких наборов исходных данных считанных из файла. Также реализована функция оптимизации работы установки алкилирования углеводородов и колонны регенерации фтороводородного катализатора, использующегося в данном процессе. Кроме того, возможна корректировка кинетических параметров всего процесса в целом, для каждой установки. [4]

В основе работы данного моделирующего комплекса заложен следующий алгоритм:

На первом этапе производится поиск околооптимальных областей расположения значений необходимых кинетических параметров с помощью метода сканирования. В качестве компьютерной реализации этого шага алгоритма поиска кинетических параметров выступает найденное множество локальных минимумов целевой функции, а также погрешности при найденных кортежах значений кинетических параметров.

Полученные на предыдущем шаге околооптимальные области значений исследуются с помощью симплексного метода оптимизации – методом Нелдера-Мида, в данном случае. Данная оптимизация выполняется для всех имеющихся наборов данных, имеющих свои определенные составы сырья и продуктов. Расчет величины погрешности для данного конкретного набора параметров проводится для всех точек, а в качестве итоговой выбирается погрешность, имеющая максимальное значение.

В случае если не удается произвести расчет набора параметров, позволяющих дать описание рассматриваемого процесса с какой-то заданной требуемой точностью, то необходимо переопределение интервалов поиска, чтобы заново начать исполнение данного алгоритма.

Для отображения результатов разработки моделирующей системы данная методика решения была отработана на получении зависимости выхода алкилбензолсульфофосфорной кислоты из реактора сульфирования от количества ароматических соединений в сырье для процесса алкилирования. Результаты представлены на рисунке 2.

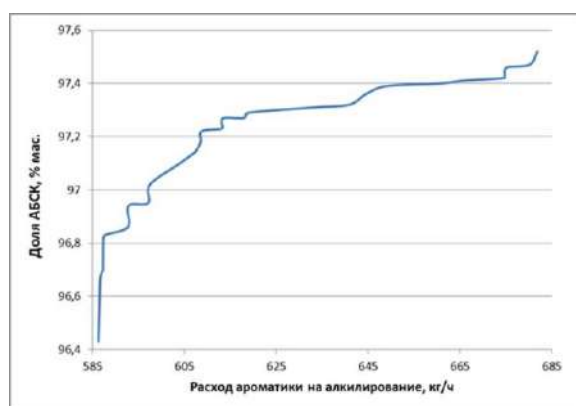


Рис. 2 Зависимость выхода алкилбензолсульфофосфорной кислоты от расхода ароматических углеводородов на алкилирование

Полученный график демонстрирует, что с увеличением расхода ароматических углеводородов, поступающих в реактор алкилирования, доля алкилбензолсульфофосфорной кислоты в потоке продуктов на выходе из реактора сульфирования, соответственным образом, возрастает.

Таким образом, был разработан алгоритм поиска кинетических параметров реакций для процессов сульфирования и алкилирования, что, по сути, определяет все остальные их параметры. Также модель была реализована с помощью языка Delphi 7 и протестирована.

Литература

1. Долганов И. М., Киргина М. В., Ивашкина Е. Н., Иванчина Э. Д., Долганова И. О. Оптимизация аппаратного оформления процесса дегидрирования высших алканов с использованием метода математического моделирования // Известия ТПУ. – 2012, №3. – 84-88 с.
2. Долганов И. М., Францина Е. В., Афанасьева Ю. И., Иванчина Э. Д., Кравцов А. В. Моделирование промышленных нефтехимических процессов с использованием объектно-ориентированного языка Delphi // Известия ТПУ. – 2010, №5. – 53-57 с.
3. Долганова И. О., Ивашкина Е. Н., Иванчина Э. Д. Математическое моделирование в задачах повышения эффективности работы установки производства линейных алкилбензолов // Известия ТПУ. – 2011, №3. – 109-112 с.
4. Долганова И. О., Фетисова В. А., Шнидорова Н. О., Иванчина Э. Д. Разработка и программная реализация алгоритма решения обратной кинетической задачи для процесса алкилирования бензола олефинами C10-C14 // Известия ТПУ. – 2010, №3. – 117-121 с.
5. Шнидорова Н. О., Долганова И. О., Долганов И. М., Кочегурова Е. А. Создание компьютерной моделирующей системы процесса алкилирования со схемой превращения различного уровня детализации // Известия ТПУ. – 2010, №5. – 57-61 с.

ПРОИЗВОДСТВО ЗИМНЕГО И АРКТИЧЕСКОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ

В.В. Быкова, О.М. Торчакова

Научный руководитель - научный сотрудник Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия является крупнейшим по территории государством в мире. Северные регионы занимают более площади страны, то есть большая часть лежит в арктическом и субарктическом поясах. В данное время очень интенсивно идет развитие северных регионов. В связи с чем, возрастает потребность в топливе, которое даже при очень низких температурах не теряло бы своих свойств и при этом не было бы слишком ресурсо- и энергозатратным процессом [1]. Поэтому производство зимнего и арктического топлива является стратегически важной производственной задачей для государства.

В представленной работе проводилось исследование процесса каталитической депарафинизации с использованием компьютерной моделирующей системы [2,3], а именно исследование влияния температуры, состава сырья и активности катализатора. По результатам полученных зависимостей от состава сырья и активности катализатора была проведена оптимизация. Начальные параметры, при которых происходил расчет с использованием математической модели процесса каталитической депарафинизации, представлены в таблице 1.

При расчете влияния температуры на содержание н-парафинов в продукте, предельной температуры фильтруемости и выход дизельного топлива получены значения, представленные в таблице 1.

Таблица 1

Начальные параметры, используемый для расчетов на модели

| Параметр | Значение |
|--|----------|
| Расход сырья, м ³ /ч | 340 |
| Температура рециркулирующего водородсодержащего газа, °С | 75 |
| Расход водородсодержащего газа, м ³ /ч | 35000 |
| Давление, МПа | 7,5 |

При расчете влияния температуры на содержание н-парафинов в продукте, предельной температуры фильтруемости и выход дизельного топлива получены значения, представленные в таблице 2.

Таблица 2

Исследование влияния температуры на процесс каталитической депарафинизации

| Температура процесса депарафинизации, °С | Т вх. Р-3, °С | Содержание н-парафинов в продукте (ДТ), % мас. | ПТФ продукта (ДТ), °С | Выход продукта (ДТ), % |
|--|---------------|--|-----------------------|------------------------|
| 344 | 333 | 12,97 | -26 | 85,5 |
| 349 | 338 | 12,50 | -28 | 84,5 |
| 354 | 343 | 12,00 | -29 | 83,4 |
| 359 | 348 | 11,49 | -31 | 82,3 |
| 364 | 353 | 10,97 | -33 | 81,2 |

Исследование влияния температуры показало, что, увеличивая температуру процесса депарафинизации, содержание н-парафинов в продукте уменьшается. Предельная температура фильтруемости (ПТФ) также снижается, что обусловлено прямопропорциональной зависимостью между количеством н-парафинов и предельной температурой фильтруемости. Таким образом, улучшаются низкотемпературные свойства ДТ, но при этом выход целевого продукта снижается.

Так же было проведено исследование влияния состава сырья на процесс каталитической депарафинизации. Были взяты 5 типов сырья с различным составом и, как следствие, с различной плотностью и температурой выкипания. Расчётные данные представлены в таблице 3.

Таблица 3

Исследование влияния состава сырья на процесс каталитической депарафинизации

| | Температура выкипания, °С | | | | |
|--------------------------------|---------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | Сырье-1 | Сырье-2 | Сырье-3 | Сырье-4 | Сырье-5 |
| Содержание н-парафинов, % мас. | 14,76 | 13,47 | 12 | 10,96 | 10,14 |
| ПТФ продукта (ДТ), °С | -20 | -25 | -29 | -33 | -35 |
| Выход продукта (ДТ), % | 89,4 | 86,6 | 83,4 | 81,2 | 79,4 |

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

С увеличением температуры выкипания в разных фракциях сырья содержание n-парафинов снижается. Выход продукта имеет обратно пропорциональную зависимость от температуры выкипания сырья. При увеличении температуры выкипания снижается выход продукта.

Следующим этапом работы было исследование влияния активности катализатора на те же параметры при тех же условиях процесса, но при различных объемах переработанного сырья и содержании кокса на катализаторе, для двух его типов: сырье-1 и сырье-3. Информацию о объемах переработанного сырья и содержании кокса на катализаторе можно видеть в таблице 4.

Таблица 4

Параметры процесса

| Объем переработанного сырья, м ³ | Объем переработанного сырья, тыс. тонн | Содержание кокса на катализаторе, % мас. |
|--|---|---|
| 0 | 0 | 0,0 |
| 8206331 | 7000 | 3,42 |
| 9964830 | 8500 | 7,67 |
| 10550997 | 9000 | 13,51 |
| 11137163 | 9500 | 20,53 |

С увеличением объема переработанного сырья активность катализатора снижается, т.к. содержание кокса на катализаторе увеличивается. С увеличением активности катализатора содержание n-парафинов в продукте снижается. С понижением активности катализатора предельная температура фильтруемости продукта ухудшается.

Так же была проведена оптимизация в зависимости от состава сырья и активности катализатора. Результаты приведены в таблице 5.

Таблица 5

Оптимизация в зависимости от состава сырья и активности катализатора

| Активность катализатора, отн. ед. | Сырье-1 | | Сырье-3 | |
|-----------------------------------|--|-----------------------|--|-----------------------|
| | Температура процесса депарафинизации, °С | ПТФ продукта (ДТ), °С | Температура процесса депарафинизации, °С | ПТФ продукта (ДТ), °С |
| 1,0 | 363 | -24 | 337 | -24 |
| | 368 | -26 | 342 | -26 |
| | 373 | -28 | 347 | -27 |
| 0,7 | 370 | -24 | 343 | -24 |
| | 375 | -26 | 348 | -26 |
| | 380 | -28 | 353 | -27 |
| 0,4 | 381 | -24 | 351 | -24 |
| | 386 | -26 | 356 | -26 |
| | 391 | -27 | 361 | -27 |

Сырье с большей температурой выкипания требует меньшую оптимальную температуру процесса депарафинизации для получения топлива с предельной температурой фильтруемости, требуемой по ГОСТу 32511-2013, т.е. -26 °С. Такая же зависимость наблюдается и при отклонении от оптимальной температуры процесса депарафинизации на ±5 °С.

При уменьшении активности катализатора увеличивается температура процесса депарафинизации, т.е. при меньшей активности катализатора необходимо повысить температуру процесса депарафинизации для получения ДТ с требуемой предельной температурой фильтруемости.

Литература

1. Агаев С.Г., Глазунов А.М. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив: монография. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 145 с.
2. Иванчина Э.Д., Белинская Н.С., Францина Е.В., Попова Н.В., Луценко А.С., Аверьянова Е.В. Прогнозирование активности катализатора процесса депарафинизации дизельных топлив на установке ООО «КИНЕФ» методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2017 – №. 4. – С. 13-18.
3. Францина Е.А., Белинская Н.С., Луценко А.В., Майлин М.В., Афанасьева Д.А. Влияние технологических параметров процесса каталитической депарафинизации среднестиллятных фракций на его эффективность // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2017 – №. 11. – С. 25-31.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО СИНТЕЗИРОВАНИЮ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ
Е.Е. Данилова**

Научный руководитель - заведующий кафедрой недропользования Р.А. Атласов
Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Цель: Получение искусственных газогидратов в лабораторных условиях.

Задачи:

1. Произвести анализ физико-химических свойств газовых гидратов;
2. Произвести лабораторные исследования;
3. Произвести анализ иностранной научно-технической литературы.

Газовый гидрат – это структура, имеющая газ, заключенный в клетки молекулы воды. Он образуется при повышенных давлениях и низких температурах. Газовые гидраты встречаются в морских донных осадках и в зоне вечной мерзлоты. Они представляют собой естественное хранилище метанового газа (рис. 1).



Рис. 1 Образец газового гидрата в лаборатории Якутска

Получение газовых гидратов искусственным путем.

Газовые гидраты возможно синтезировать искусственным путем, в лабораторных условиях. В лаборатории института физико-технических проблем Севера младший научный сотрудник Портнягин Альберт Серафимович продемонстрировал процесс получения газовых гидратов искусственным путем (рис. 2).

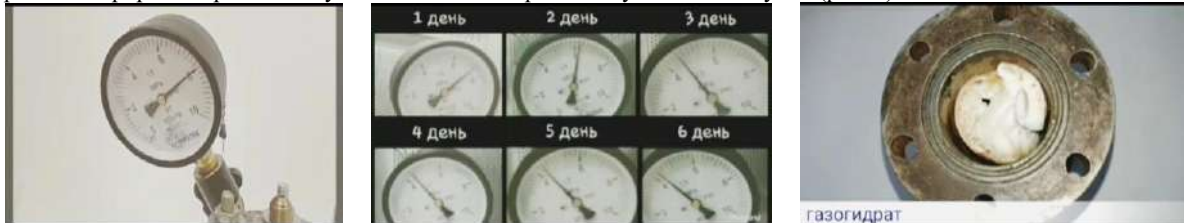


Рис. 2 Получение газовых гидратов искусственным путем

Прибор, показанный на рисунке 3, называется камерой высокого давления.

Манометр может показывать избыточное давление в камере. Через вентиль подают газ, производят гидраты из природного газа. Во внутрь заливается определенный объем воды, затем заправляют газом. Обычно давление 80 кг/см². Это примерно 8 МПа. Далее прибор помещается в холодильник, который держит температуру ±10 градусов и настаивается от недели до двух. В это время образуются газовые гидраты. Процесс происходит в замкнутом пространстве, так как вода к себе отбирает газ, то есть приводит из газообразного состояния в твердое. Объем газа уменьшается, и давление начинает падать. В процессе гидратообразования наблюдают за изменением давления, и как только оно перестает изменяться на каком-то определенном уровне, вода, которая находится в камере, переходит в гидрат. Когда вся вода переходит в гидрат, тогда процесс гидратообразования завершен.



Рис. 3 Камера высокого давления

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Перспективы применения газовых гидратов в Республике Саха (Якутия).

В настоящее время происходит переход от производства электроэнергии на основе угля к газовой генерации из-за огромных выгод, поэтому в текущем контексте газовые гидраты могут быть непосредственно использованы для выработки электроэнергии. Один из самых привлекательных аспектов этого потенциального нового источника газа является то, что большие месторождения широко распространяются в морских донных осадках и в зоне вечной мерзлоты Якутии. Выгоды от использования газогидратных ресурсов могут хорошо сыграть роль в экономической деятельности, занятости населения, прочих льгот, снижению энергопотребления и т.д. Также количество диоксида углерода у газового гидрата образуется при горении метана, и он на 40% ниже, чем у угля и около 20 % ниже, чем у нефти. Благодаря этой эффективности любое выделение парниковых газов, приведет к снижению глобального загрязнения окружающей среды. Ресурсы газового гидрата могут оказаться огромными. Они рассматриваются как вариант облегчения перехода к будущему новому топливу. Поскольку наука и промышленность работают над поиском новых источников энергии, важно понимать социальные последствия развития ресурсов. Социальные последствия: повышение уровня жизни и безопасности, увеличение занятости населения, передача технических и коммерческие навыков, развитие части бюджетных доходов на местном уровне Крайнего Севера.

Заключение

Автор статьи убежден, что уровень современных исследований и состояние индустрии позволяют раскрыть любые сложности на этом пути. Мир вынужден искать и находить новые минеральные источники экологически чистой энергии. Таким сырьем являются, в частности, природные газогидраты, так как в них имеется огромное количество метана. Даже небольшая часть, из которых могла удовлетворить энергетические потребности мира на протяжении веков.

Литература

1. Дядин Ю. А., Гушин А. Л. Газовые гидраты // Соросовский образовательный журнал. – 1998. – №3.
2. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. – 236 с.
3. Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А., Трофимук А.А., Черский Н.В. Обнаружение газогидратной залежи. Доклады АН СССР. – М., 1971. – С. 197-206.
4. Соловьёв В. А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое. // Российский химический журнал. – 2003. – Т. 48. – № 3. – С. 59-69.
5. Якушев В.С. Газовые гидраты в криолитозоне // Геология и геофизика. – 1989. – № 11. – с. 100-105.

**МЕЛКОДИСПЕРСНОЕ РАСПЫЛЕНИЕ ВОДО-УГОЛЬНЫХ ТОПЛИВ МОЩНЫМИ ЛАЗЕРНЫМИ
ИМПУЛЬСАМИ**

А.С. Зайцев, Р.И. Егоров

Научный руководитель - профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование отходов угле- и нефтепереработки в качестве топлив за последние годы стало общепризнанным трендом в развитии мировой энергетики [3,5]. В силу низкой калорийности, высокой зольности и ряда других свойств отходов, их поджиг представляет существенную проблему [3,5].

В данной работе мы предлагаем использовать воздействие мощными лазерными импульсами для тонкодисперсного распыления водо-угольных смесей (ВУТ) [1]. Данный подход может быть использован вместе с традиционными технологиями распыления, позволяя получить в составе топливно-воздушной смеси достаточно высокую долю легко воспламеняемых частиц топлива субмиллиметрового размера. Под действием лазерных импульсов, параллельно с распылением ВУТ будет происходить частичная газификация топлива [2,7], что также положительно скажется на скорости поджига топливной смеси.

Нами была проведена серия экспериментов, показывающая основные особенности процесса лазерного распыления водо-угольной смеси, приготовленной из отходов углепереработки (фильр-кек угля марки Г, состоящий из частиц угля ~64 вес.% размером не более 200 мкм, и воды). Схема эксперимента представлена на рис. 1а. Импульсный лазер Quantel Evergreen 200 инициировал диспергирование капли топлива, непрерывный лазер (533 нм) подсвечивал астигматическим пучком облако микрочастиц, выбитое из поверхности топлива в результате микровзрыва, происходящего при попадании мощного импульса. Наблюдение потока частиц происходило с помощью высокоскоростной видеокамеры Phantom V411 в плоскости перпендикулярной плоскости рисунка.

На рис. 1б-г показаны кадры высокоскоростной видеосъемки потока мелкодисперсных частиц, выбитого из капли топлива лазерным импульсом длительностью 10 нс с интенсивностью ~9.3 Дж/см². Зеленые объекты на видеокдрах – это микрочастицы топлива и микроскопические капли воды, а также облака газа, полученного при абляции и пиролизе угля под действием импульса. Обработка видеозаписи [4,6] показывает, что в неподвижной атмосфере облако микрочастиц топлива распространяется на расстояние порядка сантиметра. На рис. 1б-г также показан пример траектории распространения видимого центра масс облака. Анализ размеров частиц методом теневой фотографии позволяет заключить, что основная масса частиц (~70%) имеет размеры в диапазоне от 30 мкм до 70 мкм, что значительно ниже исходного размера частиц порошка фильр-кека. Распределение частиц по скоростям непосредственно после выброса имеет очевидный максимум (~10%) вокруг величины 0.3-0.4 м/с. Максимальная скорость частиц может достигать 3м/с, средняя – немного менее 1м/с.

На схеме показаны импульсный (ИЛ) и непрерывный (НЛ) лазеры, цилиндрическая линза (ЦЛ) и устройство сведения пучков (УСП), аналитические весы (АВ), порция ВУТ (Т). Фотографии распространяющегося облака частиц ВУТ (б-г). Частицы ВУТ показаны зеленым, траектория облака частиц – красным, текущее положение видимого центра масс облака – белое кольцо.

Отдельный интерес представляет скорость генерации топливного аэрозоля под действием лазерных импульсов. Для ее определения использовались электронные аналитические весы, на которые устанавливался держатель с порцией топлива в процессе воздействия лазерными импульсами. Полученные зависимости массы выбитого из капли топлива вещества от количества поглощенных импульсов показаны на рис. 2а. Видно, что кривые, описывающие изменение массы, разделяются на два семейства, в зависимости от интенсивности лазерного излучения (плотности энергии импульсов). В случае, когда интенсивность импульса не превышает 8 Дж/см^2 , выход распыленной массы после поглощения 300 импульсов не превышает 7% исходной массы капли. Это дает нам возможность оценить *максимальную* производительность метода порядка 35 мкг/имп.

При использовании интенсивностей лазерного излучения, превосходящих 8 Дж/см^2 наблюдается резкий скачок скорости генерации топливного аэрозоля. Проведенные исследования состава атмосферы внутри рабочего объема экспериментальной установки показали, что при высоких плотностях энергии лазерных импульсов наблюдается образование высоких концентраций газообразного оксида углерода (СО), что свидетельствует о начале эффективной лазерной газификации топлива (рис. 2б). Таким образом, задавая энергию импульсов можно выбирать предпочитаемый режим диспергирования топлива (с задействованием газификации или без нее). Типичная зависимость концентрации основного горючего компонента сингаза (СО) от интенсивности лазерного излучения, представленная на рис. 2б, показывает, что рост интенсивности лазерных импульсов ведет к росту скорости генерации сингаза.

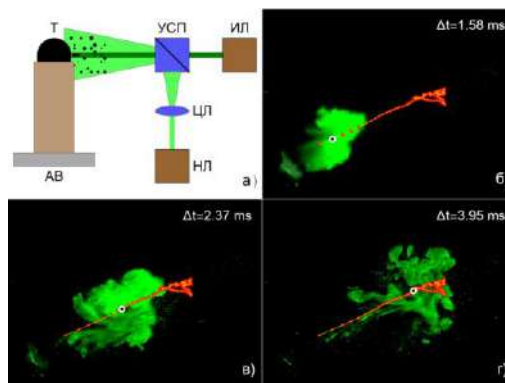


Рис. 1 Схема экспериментальной установки (а)

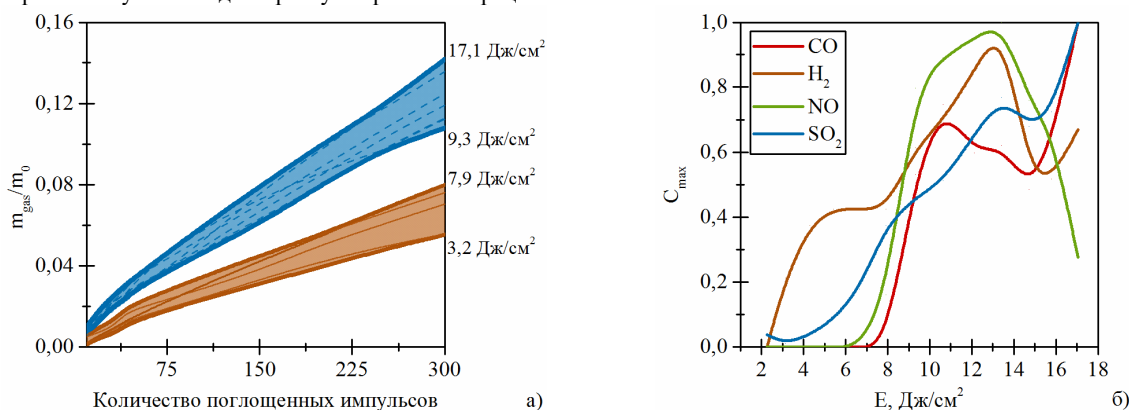


Рис. 2 Зависимость изменения массы газо-аэрозольной смеси от количества поглощенных лазерных импульсов (а) Диапазон соответствующих плотностей энергии импульсов указан на правой шкале. Зависимость нормированных концентраций компонентов сингаза от плотности энергии импульсов (б).

Из величины зазора между ветками зависимостей на рис. 2а можно оценить соотношение между массами газифицированного и тонкораспыленного ВУТ. Возникновение зазора однозначно связано с включением процесса газификации при превышении порога интенсивности лазерного излучения (8 Дж/см^2). Таким образом, соотношение между массами топливного аэрозоля и сингаза оказывается на уровне порядка 3:1.

Характерный излом в левой части графика (рис. 2а) показывает, что при повторяющемся воздействии лазерных импульсов происходит высыхание ВУТ. После поглощения порядка 50-70 импульсов суспензия теряет большую часть воды и ее атомизация заметно замедляется.

Таким образом, в работе продемонстрирована эффективность тонкого распыления водо-угольной топливной суспензии мощными лазерными импульсами, которая позволяет создать достаточно высокую концентрацию тонких фракций в облаке топливного аэрозоля. Даже при воздействии единичных импульсов порядка 1-2% исходной массы перейдет в тонкораспыленное состояние. Показано наличие порога интенсивности лазерных импульсов (8 Дж/см^2), при переходе которого запускается процесс свето-индуцированной газификации ВУТ. Оба продемонстрированных процесса позволяют создать в потоке капель ВУТ существенную концентрацию легко воспламеняемых компонентов, существенно упрощающих воспламенение ВУТ.

Литература

1. Chichkov B.N., Momma C., Nolte S., F. Von Alvensleben, Tannermann A., Femtosecond, picosecond and nanosecond laser ablation of solids // Appl. Phys. A: Materials Sci. and Proc. – 1996. – V 63 (2). – P. 109 – 155.
2. Egorov R. I., Strizhak P. A. The light-induced gasification of waste-derived fuel // Fuel. – 2017. – V. 197. – P. 28 – 30.

3. Glushkov D.O., Lyrshchikov S.Y., Shevyrev S. A. and Strizhak P.A., Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste // Energy & Fuels. – 2016. – V 30 (4). – P. 3441 – 3450.
4. Hadad T., Gurka R., Effects of particle size, concentration and surface coating on turbulent flow properties obtained using PIV/PTV // Exp. Therm. Fluid Sci. – 2013. – V 45. – P. 203 – 212.
5. Kjiо-Kleczkowska A., Combustion of coal-water suspensions // Fuel. – 2011. – V 90 (2). –P. 865 – 877.
6. Young C.N., Johnson D.A., Weckman E.J., A model-based validation framework for PIV and PTV // Exp. Fluids. – 2004. – V 36 (1). – P. 23 – 35.
7. Zaitsev A.S., R.I. Egorov, trizhak P.A. Light-induced gasification of the coal-processing waste: Possible products and regimes // Fuel. – 2018. – V. 212. – P. 347 – 352.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ИЗОМЕРИЗАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ C₇-C₈

У.Н. Копычева

Научный руководитель - ассистент Чузлов В.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основным направлением устойчивого развития экономики России является добыча и переработка нефти и газа. Разработка и внедрение технологий, позволяющих улучшить качество продуктов нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий, является ключевым фактором успешного развития данной отрасли отечественной промышленности.

Более 30 % потребляемой продукции нефтехимического комплекса на внутреннем рынке приходится на долю автомобильных бензинов. При производстве высокооктановых и экологически чистых компонентов бензинов эффективной технологией является изомеризация бензиновых фракций. Данный процесс позволяет улучшить эксплуатационные свойства прямогонных бензиновых фракций и рафинатов каталитического риформинга, имеющих большое количество линейных парафинов с низким октановым числом.

Математическая модель позволяет рассчитывать состав и свойства изомеризата при различных технологических условиях процесса изомеризации и переменном компонентном составе легких бензиновых фракций, содержащих углеводороды гептанового и октанового рядов. Так же, возможен подбор оптимальных условий проведения процесса для увеличения выхода диметилзамещенных изомеров и снижения вклада побочных реакций гидрокрекинга углеводородов.

Реакции каталитической изомеризации n-парафинов протекают в несколько стадий по карбени-ионному механизму. Основываясь на результатах лабораторных испытаний установки изомеризации гептановой фракции [1], в работе была составлена формализованная схема превращения углеводородов с числом атома углерода до C₈ (Рисунок 1). В предложенной схеме химических превращений углеводороды объединены в группы со схожими физико-химическими, реакционной способностью и термодинамическими свойствами. Схема обусловлена не только механизмом протекания химической реакции на поверхности бифункционального катализатора изомеризации, но и возможностью самопроизвольного превращения с точки зрения термодинамики.

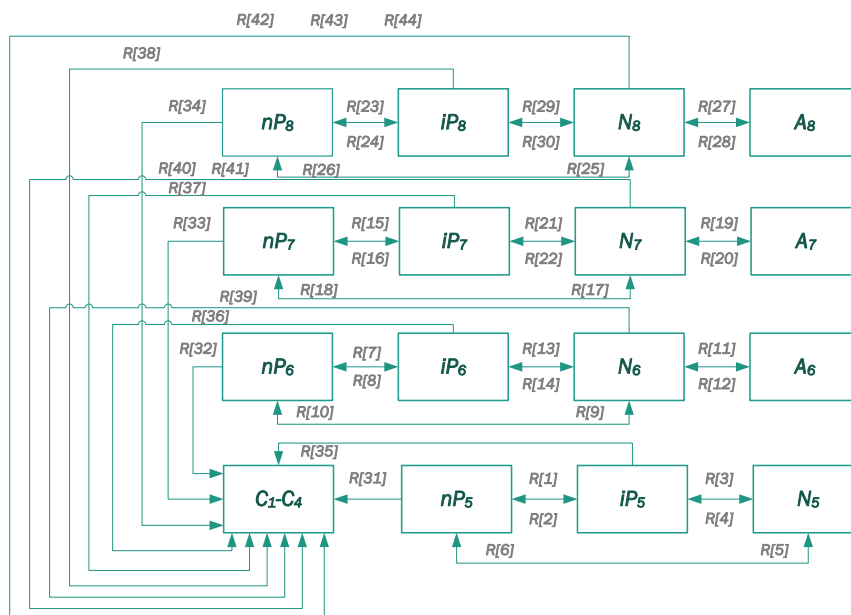


Рис. 1 Формализованная схема химических превращений процесса каталитической изомеризации углеводородов C₇₊.

На процесс изомеризации C_{7+} - фракции оказывают влияние состав исходного сырья и технологические параметры: температура, давление, расход. В таблице 1 представлен групповой состав сырья реактора изомеризации.

Таблица 1

Состав потоков изомеризации легких бензинов

| Компоненты | Состав потоков, % мас. | | | | |
|-------------------------------|------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | Сырье 1 | Сырье 2 | Сырье 3 | Сырье 4 | Сырье 5 |
| C1-C4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,14 |
| н-C5 | 0,82 | 0,00 | 1,03 | 4,79 | 0,69 |
| изо-C5 | 0,31 | 0,00 | 0,27 | 7,14 | 0,95 |
| Нафтены C5 | 0,00 | 0,00 | 0,13 | 0,34 | 0,08 |
| н-C6 | 1,95 | 0,12 | 10,45 | 12,09 | 12,65 |
| изо-C6 | 0,36 | 0,00 | 4,69 | 20,06 | 14,70 |
| Нафтены C6 | 3,35 | 0,00 | 23,21 | 4,69 | 9,77 |
| Бензол | 0,25 | 0,00 | 0,72 | 12,86 | 0,83 |
| н-C7 | 30,63 | 34,47 | 7,42 | 4,69 | 14,89 |
| изо-C7 | 28,19 | 31,62 | 27,41 | 17,24 | 19,50 |
| Нафтены C7 | 20,58 | 2,36 | 10,23 | 1,79 | 16,34 |
| Ароматические углеводороды C7 | 3,24 | 5,81 | 0,29 | 10,39 | 2,65 |
| Сумма углеводородов C8 | 10,32 | 25,61 | 14,17 | 3,92 | 6,80 |

На рисунке 2 представлена зависимость октанового числа высокооктановой фракции от углеводородного состава исходного сырья. В соответствии с результатами расчета, сырье, содержащие от 60 мас.% углеводородов C7-C8 имеет максимальное октановое число, имеющее значение от 85 до 88 пунктов. На качество продуктов оказывает влияние содержание углеводородов гексанового ряда, при их содержании более 5 мас.% исходной смеси октановое число целевой фракции уменьшается на 2-4 пункта.

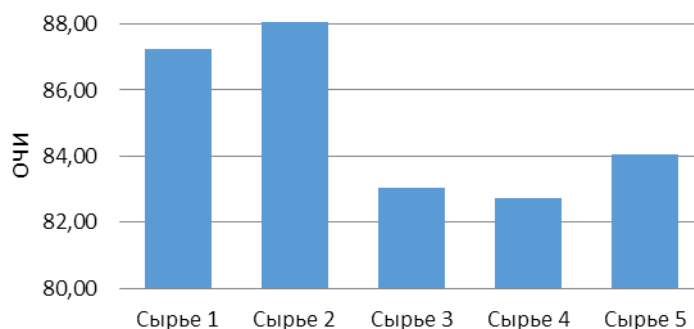


Рис. 2 Зависимость октанового числа высокооктановой фракции от состава исходного сырья

Непосредственное влияние на октановое число оказывает температура и скорость подачи сырья в реактор изомеризации. Рисунок 3 описывает зависимость от технологических параметров.

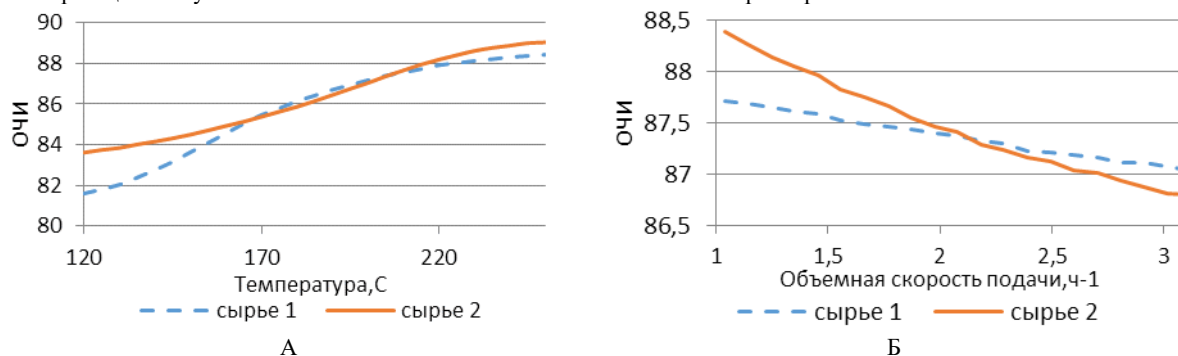


Рис. 3 Зависимость октанового числа высокооктановой фракции от: А – температуры, Б – объемной скорости подачи сырья

Оптимальная температура составляет 200°C , при повышении температуры увеличивается октановое число, при этом происходит увеличение выхода фракции C_1-C_4 за счет ускорения процессов гидрокрекинга. При объемной скорости подачи сырья менее $2,5 \text{ ч}^{-1}$ уменьшается выход изомеризата за счет образования углеводородов C_1-C_4 . Скорость подачи, превышающая оптимальное значение, приводит к уменьшению октанового числа высокооктановой фракции.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Применение математической модели процесса изомеризации позволяет оценить влияние технологического режима в условиях переменного состава перерабатываемого сырья.

Литература

1. Патент РФ RU 2321575 C1, 19.06.2006. Шакун А.Н., Федорова М.Л. Способ изомеризации легких бензиновых фракций // Патент России № 2321575. 2008. Бюл. № 10.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ
ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПУТЕМ УЧЕТА ДЕЗАКТИВАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА**

Е.П. Коткова, Н.И. Кривцова, Е.В. Францина

Научный руководитель - профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время процесс гидроочистки дизельного топлива является самым крупнотоннажным вторичным процессом и присутствует практически на каждом НПЗ. В связи с этим задача поиска новых эффективных методов его управления является актуальной.

Основным из таких методов является метод математического моделирования, учитывающий как кинетику превращения веществ, так и ее изменение за счет процесса дезактивации катализатора.

Катализатор в условиях гидроочистки со временем снижает свою активность в результате сложных физических и химических явлений. Нестационарность промышленного процесса гидроочистки выражается изменением активности катализатора в течение рабочего цикла вследствие отравления, старения и коксообразования.

Кокс на поверхности катализатора в условиях гидроочистки образуется в результате реакций поликонденсации ароматических углеводородов, дегидрирования циклопарафиновых углеводородов. Образовавшиеся нежелательные для каталитической поверхности соединения, откладываясь и накапливаясь на ней, блокируют кислотные активные центры, тем самым снижая их доступность для протекания реакций, характер активности этих центров при этом не изменяется.

Активность катализатора выражается как отношение скорости реакции, наблюдаемой в текущий момент времени, к ее скорости на катализаторе с первоначальной активностью. Для обратимой реакции первого порядка изменение концентрации компонентов записывается в общем виде:

$$G_c \frac{\partial C_i}{\partial Z} + G_c \frac{\partial C_i}{\partial V} = \sum_j W_j$$

при $Z = 0$ $C_i = 0$; при $V = 0$ $C_i = C$ (на входе в реактор). Изменение каталитической активности происходит за счет изменения числа активных центров катализатора, вводится параметр $a(t)$, который соотносит концентрацию активных центров катализатора в любое время с начальной концентрацией центров:

$$a(t) = \frac{S(t)}{S(t_0)} = \frac{K_i(t)}{K_i(t_0)} = \frac{K_{i0}(t)}{K_{i0}(t_0)}$$

где $S(t_0)$ – общее количество центров на свежем катализаторе; $S(t)$ – количество центров в закоксованном катализаторе.

В качестве допущений можно принять, что кокс образуется преимущественно за счет поликонденсации ненасыщенных углеводородов.

$$a_j = A_0 e^{-\alpha_j C_k} \quad (1)$$

Скорость j -той химической реакции i -го компонента с учетом дезактивации катализатора представляется через a_j :

$$W_j = C_j k_j a_j$$

где k_j – константа скорости реакции группы j

Различие скорости закоксовывания разных центров катализаторов в одном и том же процессе отражено в значениях a_j .

Процесс коксообразования затухает с течением времени, что объясняется уменьшением числа свободных центров.

Уровень (a_j) можно рассматривать как изменение удельной поверхности катализатора в каждый момент времени.

Для оценки дезактивации катализатора в процессе гидроочистки были использованы данные работы промышленной установки. Сырье установки – смесь дизельной фракции и атмосферного газойля.

Состав сырья указан в таблице 1.

Для анализа были выбраны точки с одинаковым расходом сырья – 250 ± 1 м³/ч.

В течение всего периода работы установки рабочая температура в реакторе повышается с 320 до 370 °С.

Таблица 1

Состав сырья

| Дата | Расход дизельной фракции, м ³ /ч | Расход газойля, м ³ /ч | Суммарный расход, м ³ /ч |
|------|---|-----------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | 249,667 | 0,318 | 249,985 |
| 2 | 178,639 | 71,311 | 249,950 |
| 3 | 153,162 | 97,701 | 250,863 |
| 4 | 208,996 | 41,307 | 250,303 |
| 5 | 206,056 | 44,287 | 250,343 |

Исходными данными, необходимыми для анализа, являются: содержание серы в сырье и в продукте, температура процесса, расход и плотность сырья, расход водородсодержащего газа и содержание водорода в нем [1]. При расчете на математической модели получены данные по температуре и содержанию серы в продукте. Данные представлены в таблице 2. Расчетные и экспериментально полученные значения сравнивались между собой, на основании этого был сделан вывод о закономерности падения активности катализатора в условиях гидроочистки.

Таблица 2

Исходные данные

| Дата | Масса переработанного сырья, кг | Сод-ие серы, % масс. | Расход водородсодержащего газа, нм ³ /м ³ | Сод-ие водорода в водородсодержащем газе, % об | Плотность, г/см ³ | Сера в продукте, % мас. | Температура (эксперимент), °С | Температура (расчет), °С |
|------|---------------------------------|----------------------|---|--|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| 1 | 89201 | 0,800 | 88445 | 95,6 | 0,8477 | <0,0001 | 355,8 | 325 |
| 2 | 385738 | 0,800 | 120834 | 87,3 | 0,8500 | 0,00025 | 344,3 | 327 |
| 3 | 1394287 | 0,950 | 142064 | 89,2 | 0,8527 | 0,00049 | 349,2 | 332,1 |
| 4 | 2257959 | 0,880 | 99316 | 94,2 | 0,8461 | 0,00015 | 349,8 | 335 |
| 5 | 2568260 | 0,946 | 98195 | 93,0 | 0,8521 | 0,00044 | 353,2 | 341,6 |

Интегральная активность катализатора была рассчитана по формуле:

$$\text{Активность} = \Delta - (t_{\text{эксперимент}} - t_{\text{расчет}}) / \Delta,$$

где Δ – разность между минимальной и максимальной температурами процесса; $t_{\text{эксперимент}}$ – температура, полученная в ходе эксперимента; $t_{\text{рас}}$ – температура, полученная при расчете на модели.

График падения активности катализатора в зависимости от массы переработанного сырья представлен на рисунке 1.

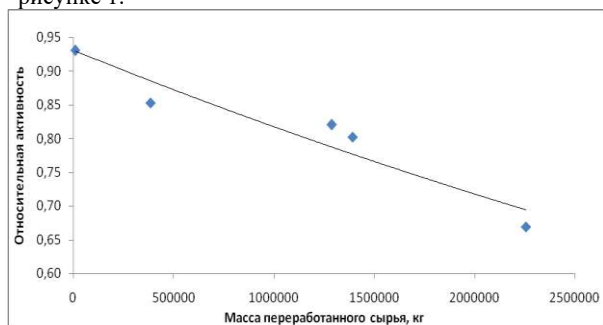


Рис. 1 График падения активности катализатора

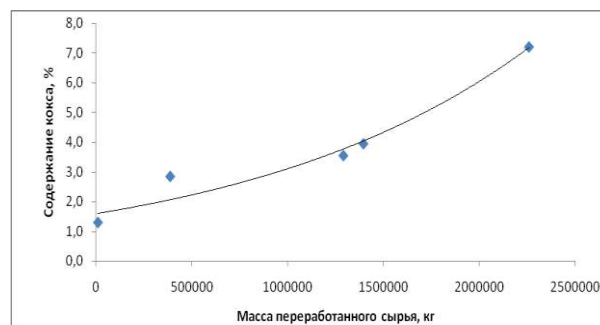


Рис. 2 График зависимости накопления кокса от массы переработанного сырья

Наблюдается закономерное снижение активности катализатора при увеличении массы переработанного сырья (рис.1). За 1,5 года было переработано более 2,5 тысяч тонн сырья, и активность снизилась на 30 % от первоначальной и достигла отметки 0,67. Оценка коксообразования была сделана на основании данных полученных методом ГТА закоксованного катализатора. Массовое количество кокса за исследуемый период (1 год 7 месяцев) составило 7,2 %, что согласуется с расчетными данными.

График зависимости накопления кокса (Ск) от массы переработанного сырья представлен на рисунке 2.

Значения активности катализатора и концентрации кокса в исследуемый период представлены в таблице 3.

Таблица 3

Значения активности катализатора и концентрации кокса

| Дата | Активность катализатора | Концентрация кокса, % |
|------|-------------------------|-----------------------|
| 1 | 0,9305 | 1,2909 |
| 2 | 0,8533 | 2,8422 |
| 3 | 0,8206 | 3,5423 |
| 4 | 0,8026 | 3,9405 |
| 5 | 0,6691 | 7,2000 |

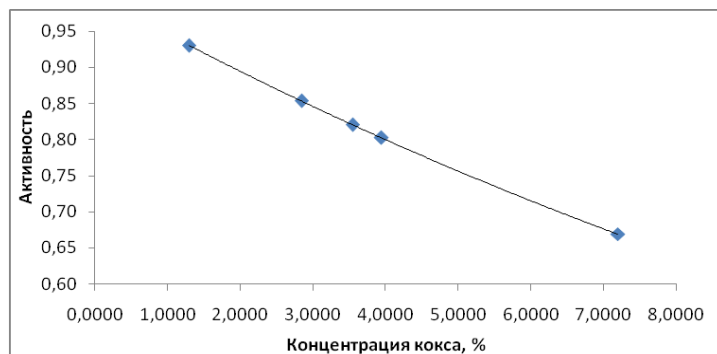


Рис. 3 Зависимость активности катализатора от концентрации кокса

При описании процесса дезактивации катализатора учтены две основные составляющие накопления кокса на его поверхности: линейная зависимость падения активности катализатора, что выражается в снижении скорости целевых реакций процесса гидроочистки и экспоненциальная зависимость снижения скорости реакций коксообразования. Обе составляющие включены в уравнение 1 через значения активности катализатора A_0 и скорости его закоксовывания α_j , соответственно.

Литература

1. Krivtsova N.I., Frantsina E.V., Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Kotkova E.P. Influence of technological parameters and hydrogen-containing gas consumption on the efficiency of middle distillates hydrodesulphurization process // Petroleum Science and Technology. – 2018. – Vol. 37. – Issue 2. – P. 181-189.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ НА ПЕРЕРАБОТКУ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Д.Н. Логачева, А.Д. Стреляев, Е.Н. Шатова, К.Б. Кривцова

Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время нефть играет важную роль на мировой арене. В связи с этим её добыча является неотъемлемой частью нашей жизни. Нефть – это система, состоящая из различных гетероатомных органических соединений: сернистых, азотистых, кислородсодержащих и металлоорганических.

Азотистые соединения довольно стабильны и не оказывают заметного влияния на эксплуатационные характеристики нефтепродуктов. Свои критические качества они проявляют на этапе переработки нефтяного сырья: вызывают смолообразование, потемнение нефтепродуктов и снижают активность катализаторов (происходит дезактивация катализатора за счёт перекрывания активных центров без возможности его дальнейшей регенерации). Азотистые соединения оказывают отрицательное влияние на стабильность и цвет нефтепродуктов, они склонны к образованию продуктов осмоления и уплотнения, что приводит к ухудшению эксплуатационных свойств дизельных и реактивных топлив.

Азотистые соединения являются поверхностно-активными веществами. Они во многом определяют смачивающую способность нефти, поверхностную активность на границах раздела фаз и обладают ингибирующими свойствами при коррозии металлов в процессе добычи, транспортировки и переработки нефти [6]. Некоторые азотистые соединения являются каталитическими ядами. На сегодняшний день является важным вопросом разработка новых или улучшение старых методов для извлечения азотсодержащих соединений для того, чтобы изучить свойства и механизмы (химические, физические, коллоидные) взаимодействия с другими группами углеводородов.

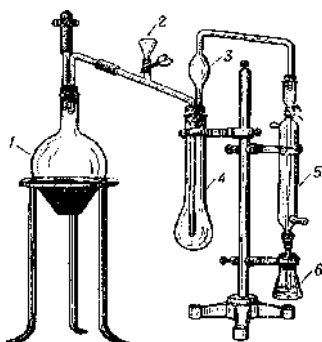
Азотсодержащие соединения являются производными аренов, следовательно, имеют сходную с ними молекулярную массу. Однако, в отличие от аренов азотистые соединения достигают максимального содержания в высококипящих фракциях нефти, в частности в тяжелых остатках. Среднее содержание азота в нефти составляет порядка 0,001 – 1,8%, максимально достигая 10% в высокосмолистых нефтях. В лёгких фракциях нефти азотистые соединения находятся в малых количествах или вовсе отсутствуют. С увеличением температуры кипения фракций обычно возрастает содержание азотсодержащих соединений, помимо этого изменяется и их структура: в лёгких и средних фракциях преимущественно содержатся пиридины, в тяжелых – их полиароматические производные, а в продуктах термической переработки преобладают анилины. Известно, что большая часть всего азота содержащегося в нефти (до 95%) сосредотачивается в смолисто-асфальтовой части.

Азотистые основания нефти - гомологи пиридина и его производных. Они являются гетероциклическими соединениями с атомом азота в одном из колец, с общим числом колец от одного до трех [5]. До сих пор не известен механизм превращения исходного вещества в азотистые соединения. Существует органическая теория, согласно которой нефть образовалась из остатков древних животных и растений. При захоронении органического вещества (остатков зоопланктона и водорослей сопепелевого типа) в водно-осадочных отложениях происходит постепенное преобразование. Полагают, что анаэробное брожение протеинов приводит к образованию амидов и других

производных аминокислот и соединений, содержащих пиррольные кольца. При доступе воздуха дальнейшее изменение молекулы идёт с образованием аммиака [3].

Для изучения физико-химических свойств азотсодержащих соединений необходимо выделить их из исходного вещества. Для отделения азотсодержащих соединений применяется метод Кьельдаля (Рис.1), который позволяет выделить экстракт, содержащий азотистые соединения.

Метод Кьельдаля позволяет извлечь азотсодержащие соединения путём обработки серной кислотой исходной органической смеси, которая содержит азот. В результате азотистые соединения переходят в сульфат аммония, который при действии раствора щелочи образует аммиак. После газ поглощается титрованным раствором кислоты, а затем избыток кислоты титруют раствором щелочи. Для определения содержания азота в исследуемом веществе необходимо измерить количество серной кислоты, вступившей в реакцию [2].



- 1 – колба для кипячения воды;
- 2 – воронка для приливания щёлочи;
- 3 – насадка Кьельдаля;
- 4 – колба Кьельдаля;
- 5 – прямой холодильник;
- 6 – колба-приёмник.

Рис. 1 Схема установки для определения содержания азота методом Кьельдаля

Сейчас азотистые соединения в нефти изучены недостаточно для наглядного представления их свойств и механизмов взаимодействия с другими группами углеводородов. Наиболее изученными азотсодержащими соединениями являются порфирины. Порфирины — это тетрапиррольные соединения, производные порфина, образованного четырьмя пиррольными ядрами. С помощью порфиринов осуществляются важнейшие функции в живой природе (фотосинтез, перенос кислорода, транспорт электронов). Количество и состав извлекаемых порфиринов зависит от свойств кислоты, а так же от структурных особенностей порфиринов [1].

В настоящее время изучены следующие методы выделения порфиринов:

1. Метод обработки концентрированными кислотами. Нефть и нефтяные компоненты обрабатывают сильными кислотами, в результате чего происходит деметаллирование металлопорфиринов с дальнейшим переходом их в кислотную фазу. Концентрированной серной кислотой достигаются наилучшие результаты при деметаллизации. В виде металлокомплексов остается лишь малая часть, а большая часть превращается в свободные основания.

2. Метод селективной экстракции. Данный метод экстракции металлопорфиринов несмешивающимися с нефтью растворителями предполагает дальнейшую очистку экстракта. Селективные растворители выполняют свою роль при очень мягких условиях, что гарантирует отсутствие химических превращений. Например, диметилформамид является лучшим растворителем, к тому же с ним экстрагируются все металлопорфирины в полном объеме.

3. Метод комплексообразования с кислотами Льюиса (в основном используются галогениды металлов). Метод заключается в образовании металлопорфиринов, нерастворяющихся в углеводородных системах, с последующим выделением, разрушением и регенерацией. Для разделения на комплексы ванадила и никеля металлопорфирины, которые пригодны для дальнейшего исследования, подвергают хроматографическому разделению. Данный метод позволяет выделить металлопорфирины даже в незначительной концентрации [4].

Электронные спектры поглощения являются ключевой характеристикой порфиринов. По интенсивности и форме полос можно сказать о структуре исследуемой молекулы. Из известных методов анализа многокомпонентных смесей наиболее полную информацию может описать масс-спектрометрия.

В качестве объекта исследования выбран прямогонный мазут с содержанием асфальтенов 9% мас. Порфирины экстрагировали серноокислым методом из предварительно выделенных «холодным» методом Гольде асфальтенов. Экстракт нейтрализовали едким натром, после чего с помощью четыреххлористого углерода из полученного раствора выделяли порфирины. С помощью колоночной хроматографии проводили разделение порфириновых фракций. В качестве элюента использовали раствор изопропилового спирта в бензоле. Были получены следующие фракции порфиринов: родо-, этио-, филлопорфирины, а также порфирины смешанного типа ДФЭП (Рис. 2).

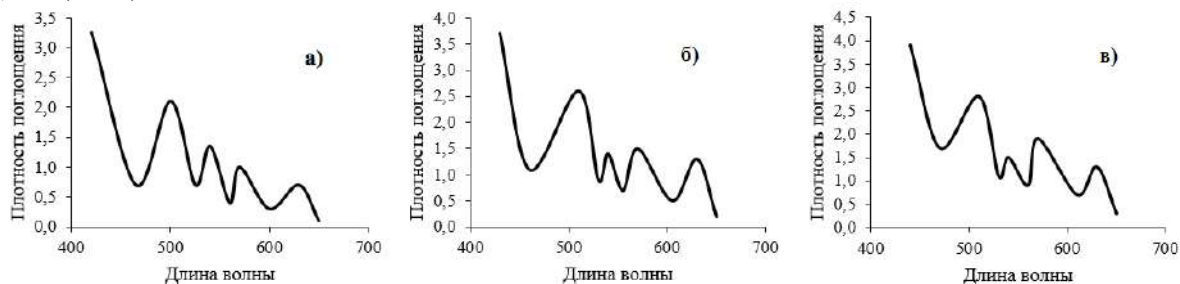


Рис.2 Фракции порфиринов: а) родо-, б) этио-, в) филопорфирины

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Регистрация спектров порфириновых фракций проводилась на спектрофотометре Carry 600 Series FTIR Spectrometer фирмы Agilent Technologie от 420 до 650 нм.

Литература

1. Березина Д.Б. Макроциклический эффект и структурная химия порфиринов – М.: Ивановский государственный химико-технологический университет, 2010. – 28–29 с.
2. ГОСТ 23327-98. Межгосударственный стандарт молоко и молочные продукты. – Москва: Изд-во стандартов, 2000.
3. Гутельмахер Б.Л. Метаболизм планктона как еденного целого: Автореферт. Дис. на соискание ученой степени доктора биологических наук. – Ленинград, 1983 г. – 4 с.
4. Милордов Д.В. Состав и свойства порфиринов тяжелых нефтей и нефтяных остатков с повышенным содержанием ванадия и никеля: Автореферт. Дис. на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Казань, 2016 г. – 16 с.
5. Удмуртский государственный университет Практикум по химии нефти и газа. – Уфа, 2004 г. – 25 с.
6. Rogacki G. The Journal of Supercritical Fluids – 2017. – Vol. 128. – P. 1–5.

ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ УСТАНОВКИ ГИДРОДЕПАРАФИНИЗАЦИИ АО «АНПЗ» С ПОМОЩЬЮ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА

А.С. Луценко, Н.С. Белинская, Е.В. Францина

Научный руководитель - профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оптимизация работы процессов нефтепереработки с применением моделирования, хотя и имеет свои ограничения в применении, является одним из наименее затратных способов повышения эффективности их эксплуатации, поскольку реализация не требует затраты больших ресурсов. Улучшающие технические изменения в конструкции аппаратов, техническое перевооружение установок, модернизация, замена катализаторов связаны с затратами по времени и ресурсам мероприятиями: вовлечением большого количества персонала различных служб, как на стадии проектирования, так и на стадии реализации, остановом производства или части производства на время проведения ремонтных операций, с возможным привлечением сторонних организаций для выполнения работ.

Модели процессов нефтепереработки направлены, как правило, на решение следующих задач:

- задачи оптимизации (расчёт оптимального режима в зависимости от поступающего сырья)

- прогностические задачи (расчёт объёма продукта, который возможно произвести при заданных условиях, планирование сроков останова на регенерацию или замену катализатора и т.д.)

- образовательные задачи (обучение студентов технических образовательных учреждений, персонала предприятий).

В настоящей статье представлены расчёты с помощью модели установки каталитической гидродепарафинизации средних дистиллятов, функционирующей на АО «АНПЗ» г. Ачинск. Установка предназначена для получения низкотемпературного зимнего и арктического дизельного топлива.

За основу модели была принята модель аналогичной промышленной установки, описанной в [2]. В модель заложена схема аналогичная схеме превращений углеводородного сырья [1,2]. Остальные параметры такие как, схема загрузки катализаторов, толщина слоев катализатора, состав сырья, состав водородсодержащего газа, конструктивные параметры аппарата были учтены при построении модели.

Модель включает в себя функцию оптимизации температуры процесса по температуре застывания продукта. Расчет оптимальной температуры осуществляется путем совершения итераций с определенным шагом до момента выполнения условия оптимизации.

В соответствии с коммерческим планом на установке могут производиться несколько видов компонентов ДТ с заданными низкотемпературными свойствами согласно технологическому регламенту производства. В дальнейшем компоненты направляются на смешение для получения готового продукта. В настоящем исследовании оптимизационный расчет производили на компонент ДТ 2-го класса с температурой застывания $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$. Расчет произведен на объём сырья в 1,1 млн. тонн, что соответствует одному расчетному году эксплуатации в режиме производства компонентов зимнего ДТ. По истечении данного периода катализатор был заменен.

С помощью математической модели процесса депарафинизации были проведены следующие расчеты в заводских и оптимальных режимах: расчет оптимального температурного режима; расчет относительной активности катализатора; выходы дизельной фракции.

На рис. 1 представлена динамика температурных режимов процесса: заводской и оптимальный, полученный расчетом на модели.

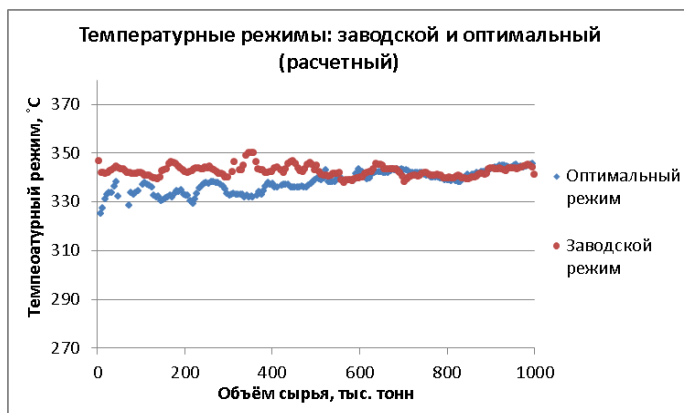


Рис. 1 Текущая и оптимальная температура

Как показывают расчёты, в начальный период эксплуатации процесс можно было проводить при более низких температурах. Что позволило бы выработать большее количество целевого продукта с заданными низкотемпературными свойствами. Повышение температуры в реакторе выше оптимальной приводит к снижению выхода целевого продукта, т.к. увеличивается скорость реакций крекинга и возрастает выход углеводородного газа и бензиновой фракции (рис. 2).

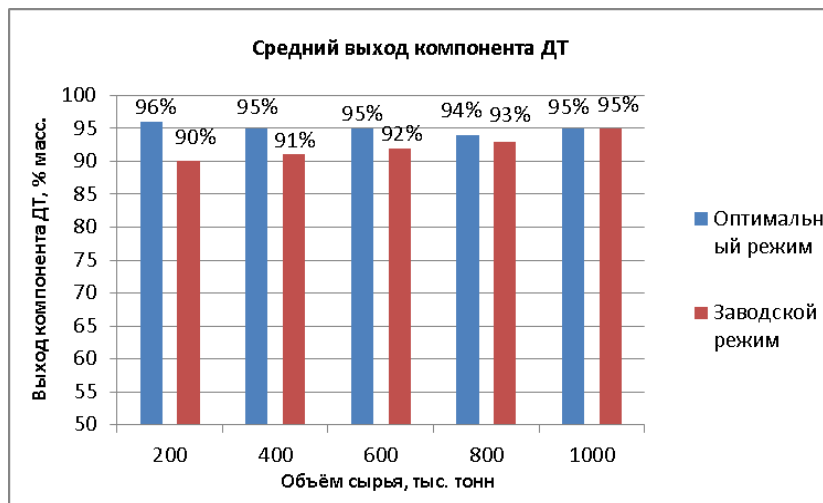


Рис. 2 Выход дизельной фракции при текущей и оптимальной температуре

Падение активности катализатора зависит, главным образом, от скорости накопления коксогенных структур (КГС) на поверхности катализатора, который блокирует активные центры. По мере накопления КГС падение активности происходит экспоненциально. Повышение температуры и уменьшение времени контакта приводит интенсификации накопления КГС. На рисунке 3 представлена динамика падения активности катализатора в условиях оптимального и заводского режима. Поскольку, согласно расчетам, температура в реакторе была выше оптимальной в начале эксплуатации, то и скорость дезактивации была выше в случае заводского режима.

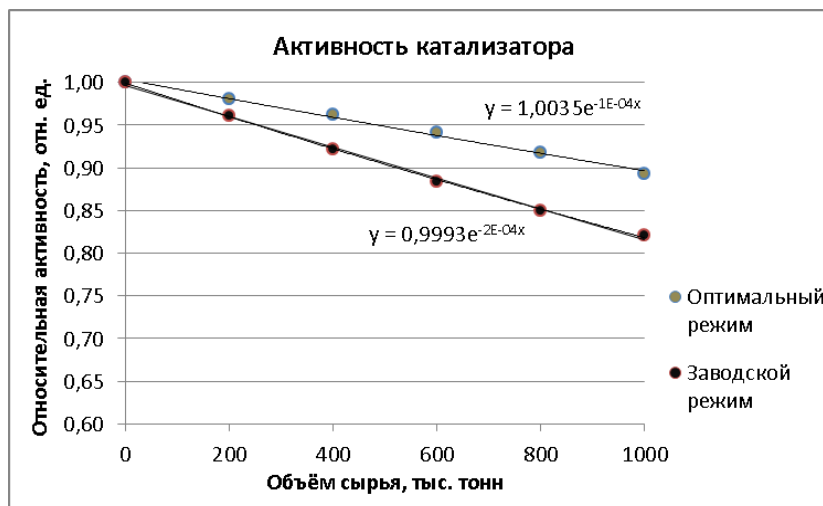


Рис. 3 Активность катализатора при текущей и оптимальной температуре

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-38-00585 «Исследование физико-химических закономерностей и разработка нестационарной математической модели процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти».

Литература

1. Белинская Н.С., Францина Е.В., Иванчина Э.Д., Луценко А.С., Афанасьева Д.А. Нестационарная математическая модель процесса каталитической изодепарафинизации дизельных топлив // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – Москва. – 2018. – №12. – С. 25 – 32.
2. Иванчина Э.Д., Белинская Н.С., Е.В. Францина, А.С. Луценко, Е. В. Аверьянова Влияние кратности циркуляции водородсодержащего газа на активность катализатора депарафинизации // Технологии нефти и газа. – Москва. – 2018. – №2 – С. 8 – 13.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОМПАУНДИРОВАНИЯ БЕНЗИНОВ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ «COMPOUNDING»**

В.Ю. Малецкий, И.М. Долганов, И.О. Долганова

Научный руководитель - доцент И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный завод по переработки нефти не может обойтись без такого процесса, как компаундирование товарных бензинов. Данный процесс позволяет получить бензины с высоким октановым числом, которые отвечают требованиям ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228-2004) [2]. Оптимизация процесса компаундирования осложняется из-за наличия обширного числа вовлекаемых компонентов. Известно, что различные частицы (молекулы и атомы) взаимодействуют друг с другом, из-за этого свойства каждого отдельного компонента могут отличаться от свойств в смеси. Следовательно, детонационная стойкость - это неаддитивная величина. Причиной таких отклонений является наличие межмолекулярных связей в бензинах.

В отделении химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета установлена связь, которая объясняет отклонение октановых чисел смешения, учитывая межмолекулярное взаимодействие на основе эмпирических данных – уравнения (1,2) и была выведено выражение для расчета октанового числа смеси (3):

$$B = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=2}^n B_i B_j c_i c_j, \quad (1)$$

$$B_i = \alpha \left(\frac{D_i}{D_{\max}} \right)^n, \quad (2)$$

$$\text{ОЧ}_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n (\text{ОЧ}_i \cdot c_i) + B, \quad (3)$$

где c_i – концентрация углеводородов в смеси; α и n – кинетические параметры, которые определяют зависимость интенсивности межмолекулярных взаимодействий от дипольного момента D ; B_i , B_j – величины, которые характеризуют склонность к межмолекулярному взаимодействию i -й и j -й молекул; D_{\max} – максимальный дипольный момент; $\text{ОЧ}_{\text{см}}$ – октановое число смешения бензинов.

С помощью компьютерной программы Compounding, разработанной в отделении химической инженерии ТПУ производился подбор рецептур бензинов с октановыми числами 92, 95, 98 и 80 и рассчитывалась их себестоимость. Программа позволяет определять октановые числа бензинов, учитывая при этом межмолекулярные взаимодействия углеводородов, по сравнению с коммерческими программами, которые существуют на рынке, а именно: Refinery and Petrochemical Modeling System (RPMS), Aspen PIMS, Blend Ratio Control, Blend Optimization and Supervisory System (BOSS) в которых, не учитывается неаддитивность октановых чисел смешения.

Точно установив октановое число смешения каждого потока, можно вычислить оптимальное соотношение потоков, используемых в процедуре смешения бензинов, это позволяет снизить экономические затраты, а также позволяет сэкономить временной ресурс и избежать вероятности производства некачественных партий бензина. В базе данных моделирующей компьютерной системы Compounding есть вся необходимая информация по октановым числам для индивидуальных углеводородов, которые присутствует в составе бензина.

Таблица 1

Результаты подбора рецептур бензинов с ОЧ 92,95,98,80

| Компоненты | АИ-92 | | АИ-95 | | АИ-98 | | АИ-80 | |
|---------------------------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|
| | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| Гидроочищенный БКК | 31,7 | 31,7 | 26,9 | 26,9 | 10,5 | 10,7 | 40,7 | 40,7 |
| КТ-1 Крекинг | 13,5 | 13,5 | 13,2 | 13,2 | 11,1 | 11,1 | 10,7 | 11,2 |
| Л-35-11-1000 Риформат | 22 | 18,8 | 20 | 20,3 | 22,3 | 22 | 0 | 0 |
| Л-35-11-600 Риформат | 7,7 | 3,2 | 7,4 | 7,1 | 7,9 | 8 | 10,5 | 10 |
| Концентрант толуола | 0 | 1,2 | 1,8 | 0 | 4,8 | 4,2 | 0 | 0 |
| Изомалк-2 Изомеризат | 6,9 | 7 | 5 | 5 | 11 | 11 | 0,1 | 0 |
| Изопентан | 5,1 | 5,3 | 5 | 5 | 11,7 | 12 | 8,2 | 8,2 |
| Алкилбензин | 7,4 | 8,5 | 12,9 | 12,9 | 13,7 | 13,7 | 0 | 0 |
| Метил-трет-бутиловый эфир | 0 | 0 | 2,8 | 4,5 | 7 | 7,3 | 0 | 10 |
| АВТ-10 фр.нк.62 | 1,1 | 2,5 | 0,8 | 1,5 | 0 | 0 | 9,8 | 9,9 |
| С-100 КПА фр.62-85 | 1,1 | 2,9 | 1,1 | 0,5 | 0 | 0 | 10 | 9,7 |
| Рафинат КРА С400 | 1 | 2,5 | 1,1 | 1,1 | 0 | 0 | 10 | 10,3 |
| Н-бутан | 2,5 | 2,9 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Был выполнен подбор рецептур для АИ-92, АИ-95, АИ-98 и АИ-80 с целью уменьшения их себестоимости. Таких показателей можно достичь, понижая содержания дорогостоящих составляющих. Каждый из вариантов

соответствует ГОСТ Р 51866-2002. Рецептурой с наиболее низкой стоимостью для бензина с октановым числом 92 является вариант 1 и составляет 18015 рублей; для бензина с октановым числом 95 – 1 вариант и составляет 19617 рублей; для бензина с октановым числом 98 – 2 вариант и составляет 23055 рублей; а для бензина с октановым числом 80 – 2 вариант и составляет 15598 рублей. Такого результата можно достичь, если использовать преимущественно потоки с относительно низкой стоимостью, таких как крекинг КТ-1 и ГО БКК.

Таблица 2

Показатели качества бензинов

| Характеристики автомобильного бензина | АИ-92 | | АИ-95 | | АИ-98 | | АИ-80 | | Требуемый показатель |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------------|
| | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | |
| Содержание бензола, % объем. | 1 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | Не превышая 1 |
| Содержание олефиновых углеводородов, % объем. | 11,19 | 11,2 | 9,8 | 9,9 | 5 | 5 | 13,2 | 13,3 | Не превышая 18 |
| Массовая доля серы, мг/кг | 10 | 10 | 9 | 9 | 7 | 7 | 9 | 10 | Не превышая 10 |
| Содержание ароматических углеводородов, % объем. | 34,94 | 30,8 | 33,7 | 31,9 | 34,1 | 33,37 | 20,7 | 20,56 | Не превышая 35 |
| Давление насыщенных паров, кПа | 66,91 | 68,5 | 63,37 | 63,85 | 57,29 | 57,85 | 54,79 | 54,93 | Не превышая 100 |
| Себестоимость, руб/т | 18015 | 18062 | 19617 | 19936 | 23075 | 23055 | 15634 | 15598 | |

Работа выполнена при поддержке гранта РНФ 18-73-00086 «Разработка научных основ процессов приготовления моторных топлив на основе учета химического реагирования компонентов при каталитическом превращении и компаундировании».

Литература

1. Киргина М. В., Сахневич Б. В., Иванчина Э. Д., Чеканцев Н. В. Разработка модуля автоматизированной обработки данных хроматографического анализа для повышения эффективности процесса компаундирования товарных бензинов // Известия Томского политехнического университета. – 2014 – Т 324. – №3 – С127–135.
2. ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228 – 2004). Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия.
3. Maylin M.V., Kirgina M.V., Sviridova E.V., Sakhnevich B.V., Ivanchina E.D. Calculation of gasoline octane numbers taking into account the reaction interaction of blend components // Procedia Chemistry. – 2014. – Vol. 10. – pp. 477-484.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

Е.Н. Маужигунова, Н.С. Белинская, Н.Е. Белозерцева

Научный руководитель - научный сотрудник Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дизельное топливо является важнейшим крупнотоннажным продуктом нефтепереработки, которое обеспечивает функционирование транспортных средств различных отраслей народного хозяйства. Основными потребителями дизельного топлива являются сельскохозяйственная техника, железнодорожный транспорт, а также водный транспорт. Кроме того, данный вид топлива используется для легковых автомобилей.

Для России в связи с особенностями климатических условий и географического положения особое значение имеет производство зимних и арктических марок дизельного топлива с соответствующими низкотемпературными и экологическими характеристиками [2,3]. Помимо этого, ежегодно увеличивается доля переработки тяжелых и высокосернистых нефтей с высоким содержанием парафинов, которые имеют высокую температуру замерзания.

Наиболее эффективным методом производства зимнего и арктического видов дизельного топлива является применение технологий, основанных на уменьшении концентрации алканов нормального и слабо разветвленного строения в топливе (процессы депарафинизации). В настоящее время эти процессы широко применяются в производстве зимнего и арктического дизельных топлив [4]. Исходя из этого, актуальным является исследование

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

процесса каталитической депарафинизации с применением метода математического моделирования для регулирования технологических условий процесса с целью повышения его эффективности за счет оптимального выхода целевого продукта и соблюдения требований к низкотемпературным характеристикам при условии изменяющегося состава углеводородного сырья [1].

В ходе процесса каталитической депарафинизации протекают такие реакции как: гидрокрекинг, приводящий к расщеплению длинноцепочных углеводородов; изомеризация с образованием парафинов разветвленного строения; гидрирование ароматических углеводородов до нафтенов, насыщение непредельных углеводородов и гидрирование нафтенов; гидродециклизация; образование коксогенных структур.

Температура в реакторе процесса каталитической депарафинизации является одним из ключевых регулируемых параметров, влияющих на скорость протекания реакций, а соответственно, на выход, состав и свойства. Целью данной работы являлось исследование влияния температуры на процесс каталитической депарафинизации дизельного топлива.

Для расчетов была использована компьютерная моделирующая система процесса каталитической депарафинизации [5], созданная на основе математической модели данного процесса.

Для изучения были выбраны два вида сырья, с различным содержанием n-парафинов. Данные о компонентном составе представлены в таблице 1.

Таблица 1

Состав сырья процесса каталитической депарафинизации

| Компонент | Сырье-1 | Сырье-2 |
|---|---------|---------|
| Н-парафины C ₁₀ -C ₂₇ | 15,50 | 22,50 |
| Н-парафины C ₅ -C ₉ | 0,60 | 0,69 |
| Олефины | 1,98 | 1,09 |
| Нафтены | 37,75 | 31,44 |
| И-парафины | 24,23 | 24,23 |
| Моноароматические углеводороды | 18,82 | 18,82 |
| Полиароматические углеводороды | 1,12 | 1,23 |

Для каждого состава сырья было проведено исследования влияния температуры на содержание n-парафинов, выход целевой дизельной фракции и предельную температуру фильтруемости. Полученные результаты представлены на следующих графиках (рис. 1, 2, 3).

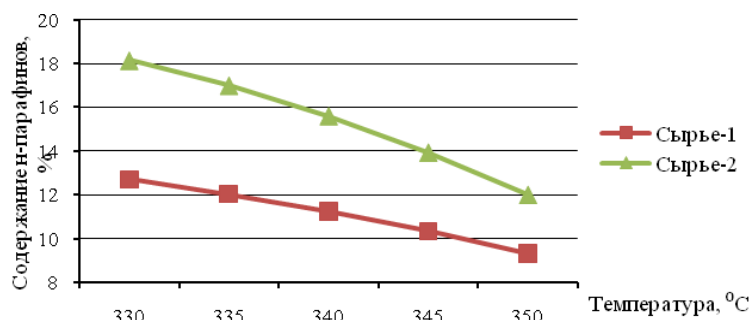


Рис. 1 Зависимость содержания n-парафинов C₁₀-C₂₇ от температуры

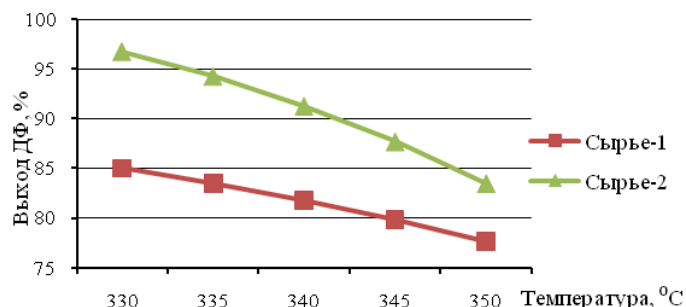


Рис. 2 Зависимость выхода дизельной фракции от температуры

По полученным результатам видно, что повышение температуры в реакторе гидродепарафинизации на 20 °C приводит к снижению содержания высокомолекулярных парафинов нормального строения на 3,39% для сырья-1 (с 12,71% до 9,32%) и для сырья с высоким содержанием n-парафинов C₁₀-C₂₇ на 6,13% (с 18,14% до 12,01%). В данном случае, повышение температуры способствует понижению предельной температуры фильтруемости получаемых в процессе гидродепарафинизации дизельных фракций. Также с увеличением

температуры процесса каталитической депарафинизации происходит снижение выхода целевого продукта и предельной температуры фильтруемости.

Анализ влияния температуры показал, что при увеличении температуры процесса содержание n-парафинов в продукте уменьшается, что обусловлено увеличением скорости целевой реакции гидрокрекинга, соответственно большее количество парафинов подвергается данной реакции. Также с увеличением температуры процесса ПТФ в продукте уменьшается, это обусловлено прямой зависимостью содержания n-парафинов и предельной температуры фильтруемости продукта. Следовательно, при уменьшении содержания парафинов нормального строения в продукте снижается и ПТФ. При увеличении температуры процесса выход дизельного топлива уменьшается. Это связано с тем, что при более высокой температуре большее количество парафинов превращается в короткоцепочечные парафины бензиновой фракции, а также протекают реакции крекинга с образованием углеводородной бензиновой фракции и газа. Следовательно, для наибольшего выхода продукта и эффективного протекания процесса необходимо подобрать оптимальную температуру в реакторе.

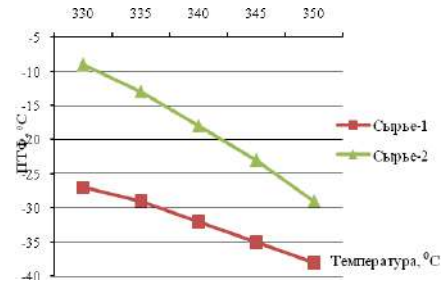


Рис. 3 Зависимость ПТФ от температуры

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-38-00585 «Исследование физико-химических закономерностей и разработка нестационарной математической модели процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти».

Литература

- Белинская Н.С., Францина Е.В., Иванчина Э.Д., Луценко А.С., Афанасьева Д.А. Нестационарная математическая модель процесса каталитической изодепарафинизации дизельных топлив // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2018. – №12. – С. 25-32.
- Богданов И.А., Алтынов А.А., Белинская Н.С., Киргина М.В. Исследование влияния состава прямогонных дизельных топлив на эффективность действия низкотемпературных присадок // Нефтепереработка и нефтехимия. Научные достижения и передовой опыт. – 2018. – №11. – С. 37-42.
- Болдушевский Р.Э., Капустин В.М., Чернышева Е.А., Гуляева Л.А., Груданова А.И., Столоногова Т.И.. Исследование эффективности процесса каталитической депарафинизации с использованием цеолитсодержащего катализатора с добавкой железа // Катализ в нефтеперерабатывающей промышленности. – 2015. – Т. 15. - № 4. – С. 79 – 85.
- Груданова А.И., Гуляева Л.А., Красильникова Л.А., Чернышева Е.А. Катализатор для получения дизельных топлив с улучшенными низкотемпературными характеристиками // Катализ в промышленности. – 2015. – №2. – С. 46-52.
- Иванчина Э.Д., Белинская Н.С., Францина Е.В., Луценко А.С., Аверьянова Е.В. Влияние кратности циркуляции водородсодержащего газа на активность катализатора депарафинизации // Технологии нефти и газа. – 2018. – №2 (115). – С. 8-12.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Ю.Н. Мордвинова¹, Ю.В. Лоскутова²

Научный руководитель - доцент Е.М. Березина¹

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

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В настоящий момент в нефтедобыче и транспорте нефти накоплен большой опыт по использованию технологий с применением различных видов физических полей – электромагнитных, ультразвуковых, вибрационных, акустических или их различных комбинаций. Обработку нефтяного сырья физическими полями на практике часто используют для улучшения физико-химических свойств и качества товарной нефти и нефтепродуктов (электрообезвоживание, электрообессоливание, электроосаждение) [1].

Лабораторные исследования устойчивости водонефтяных эмульсий под акустическим воздействием и действием температуры проводились с помощью метода «Bottle test», который позволяет оценить эффективность разрушения водонефтяных эмульсий под действием внешних факторов за счет оценки динамики их разрушения, наличия на границе раздела фаз промежуточного слоя и остаточного содержания воды в отстаившейся нефти [2-3].

Изучено влияние продолжительности низкочастотного акустического воздействия и температурного фактора на устойчивость 50 и 60 % мас. водонефтяных эмульсий смолистой парафинистой нефти Игнялинского месторождения, полученных при смешивании нефти и дистиллированной воды в течение 10 минут при комнатной температуре. Стабильные во времени водонефтяные эмульсии подвергали воздействию низкочастотного акустического поля с внешним напряжением ~100 В продолжительностью от 0,5 до 5 минут с последующим отстаиванием в течение 1 ч при 20 и 50 °С.

После отстаивания в верхнем слое 50 % мас. необработанной эмульсии наблюдается наличие крупных глобул воды, однако, выделения свободной водной фазы не происходит. При низкочастотной акустической обработке (НАО) 50 % мас. нефтяной эмульсии с увеличением времени воздействия от 0,5 до 5 минут стабильность эмульсии возрастает, а нагревание до 50 °С не приводит к появлению свободной воды.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Микрофотографии 50 % мас. эмульсий нефти представлены на рисунке 1.

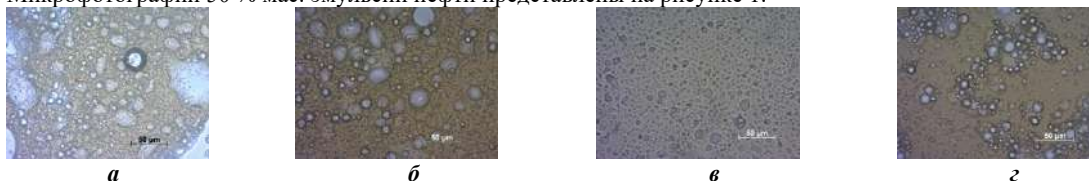


Рис. 1 Микрофотографии 50 % мас. эмульсий игналинской нефти после низкочастотной акустической обработки и термостатирования при 50 °С: 0,5 мин (а), 1 мин (б), 3 мин (в), 5 мин (г)
Данные по анализу размеров капель 50 % мас. эмульсий нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1

Размеры капель 50 и 60 % мас. эмульсий до и после НАО (1 ч при 50 °С)

| Образец эмульсии | Размеры капель эмульсий с различным содержанием воды, мкм | | | |
|------------------|---|------------|----------------|------------|
| | 50 % мас. воды | | 60 % мас. воды | |
| | d_{\min} | d_{\max} | d_{\min} | d_{\max} |
| без НАО | 2,1 | 67,2 | 1,7 | 32,0 |
| 0,5 мин НАО | 1,8 | 71,7 | 2,2 | 131,6 |
| 1 мин НАО | 2,1 | 40,0 | 5,3 | 149,6 |
| 3 мин НАО | 2,2 | 17,8 | 2,9 | 21,0 |
| 5 мин НАО | 1,9 | 20,5 | 1,1 | 14,3 |

Минимальные размеры капель d_{\min} в эмульсии мало зависят от времени обработки и находятся в интервале от 1 до 2,5 мкм, а максимальные размеры d_{\max} в 50 % мас. эмульсиях существенно снижаются с ростом времени воздействия – с 72 мкм при 0,5 мин НАО до 20 мкм при 5 мин НАО.

В верхнем слое 60 % мас. необработанной полем эмульсии после термостатирования при 20 и 50 °С также происходит формирование крупных глобул воды и полного разрушения эмульсии не наблюдается.

Несмотря на отсутствие свободной водной фазы, после нагревания 60 % эмульсии, обработанной в течение 0,5 - 3 мин, наблюдается значительный рост размеров капель воды. Дальнейшее увеличение продолжительности НАО до 5 мин, напротив, стабилизирует эмульсию, что сопровождается резким снижением размеров капель воды (таблица 1).

На эффективность НАО оказывает влияние содержание смоло-асфальтеновых веществ (САВ) в эмульсиях. Для уточнения роли САВ при воздействии на устойчивые водонефтяные эмульсии нефти низкочастотном акустическим полем, из 50 % мас. эмульсии после 0,5, 1, 3, 5 и 10 мин НАО были выделены фракции асфальтенов (рисунок 2).

Уже после 0,5 мин НАО в нефтяной фазе эмульсии содержание асфальтенов возрастает в 6,7 раза – с 0,13 до 0,87 % мас. Максимальное содержание асфальтенов наблюдается после 5 минут обработки (1,31 % мас.). Столь значительный рост фракции асфальтенов может быть связан с разрушением крупных глобул воды на начальном этапе обработки, что привело к высвобождению из бронирующих оболочек водной фазы стабилизированных смолами асфальтеновых компонентов, в нефтяную среду.

С увеличением продолжительности обработки нефтесодержащей системы до 5 мин за счет передачи акустическим полем большого количества кинетической и потенциальной энергии протекает процесс агрегации асфальтенов и выделения их при деасфальтизации. Структура асфальтенов при этом претерпевает значительные изменения (рисунок 3). Если до обработки выделенные из исходной эмульсии асфальтены имеют однородную пористую структуру (рисунок 3 а), то после НАО наряду с крупными пластинчатыми агрегатами на микрофотографиях присутствуют мелкие сферолиты (рисунок 3 б).

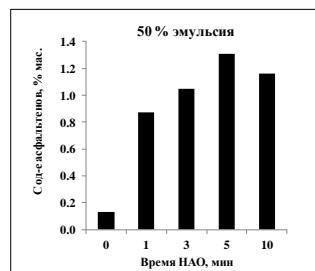
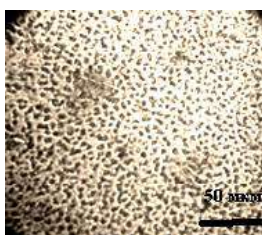
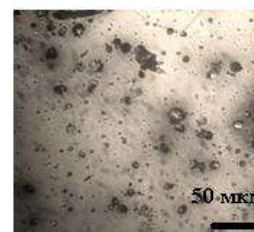


Рис. 2 Влияние времени низкочастотной акустической обработки на содержание асфальтенов в 50 % мас. водонефтяной эмульсии игналинской нефти



а



б

Рис. 3 Микроструктура асфальтенов, выделенных из 50 % мас. эмульсии до (а) и после 5 мин НАО (б)

Для оценки химической структуры исследуемых асфальтенов использовали метод ИК-спектроскопии (рисунок 4).

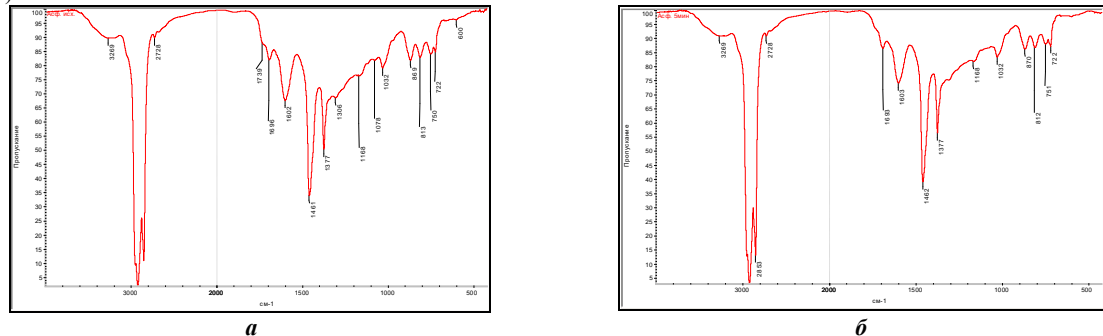


Рис. 4 ИК-спектры асфальтенов, выделенных из 50 % мас. водонефтяной эмульсии нефти Игнялинского месторождения до (а) и после низкочастотной акустической обработки (б)

Анализ ИК-спектров показывает идентичность характеристических полос, присутствующих в образцах асфальтенов. Этот факт также говорит о том, что при НАО происходят в основном количественные, а не качественные изменения состава асфальтенов. Более значительное влияние акустическое поле оказывает на кристаллическую структуру парафиновых углеводородов.

Таким образом, низкочастотное акустическое воздействие на эмульсии смолистой нефти при концентрации воды, близкой к критической, приводит к частичному ее разрушению без высвобождения свободной воды. При этом формируется сложная эмульсия, в составе дисперсной фазы которой присутствуют как капли минимального размера (~1-2 мкм), так и крупные водные глобулы (~130-150 мкм), для разрушения которых необходимо предпринимать дополнительные методы подготовки нефти. С увеличением времени обработки количество асфальтенов в 50 % мас. эмульсии возрастает в 10 раз.

Литература

1. Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Юдина Н.В., Рикконен С.В. Изменение реологических свойств нефтяных дисперсных систем при вибрационной обработке//Коллоидный журнал. – Томск, 2005. – Т. 67(5) . – С. 663 – 667.
2. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
3. Evdokimov I.N., Losev A.P. Settling Properties and Fractal Dimensions of Aggregated Water Emulsions in Native Crude Oils//Journal of Dispersion Science and Technology, 2015. – Vol. 36. – P. 32 – 40.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРЯМОГОННЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ В КАЧЕСТВЕ ТОВАРНЫХ ПРОДУКТОВ

Я.П. Морозова, Н.С. Багдасарян, И.А. Богданов

Научный руководитель - аспирант И.А. Богданов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уровень потребления дизельного топлива в России с каждым годом увеличивается, при этом, несмотря на высокие объемы производства, производители не покрывают всю потребность в этом виде топлива, особенно по зимним и арктическим сортам. Одной из особенностей производства дизельного топлива в России, связанной с географическими и климатическими особенностями, является производство топлива по месту. Как правило, топливо производится на малотоннажных установках и чаще всего предполагает использование прямогонных продуктов в качестве готового товарного топлива. Целью данной работы является определение свойств образцов прямогонного дизельного топлива, полученного с малотоннажных установок, находящихся на территории Томской области и установление возможности его использования в качестве товарного продукта.

В России все выпускаемое дизельное топливо должно соответствовать требованиям ГОСТ 305-2013 и Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011. Основными регламентируемыми свойствами являются: фракционный состав дизельного топлива, плотность и вязкость, низкотемпературные свойства, а также содержание серы и цетановый индекс.

В ходе работы были исследованы 5 образцов прямогонного дизельного топлива, для которых были определены основные физико-химические свойства и эксплуатационные характеристики. Фракционный состав образцов был определен согласно методике, представленной в ГОСТ ISO 3405-2013. Определение содержания серы в образцах проводилось по методике, представленной в ГОСТ 32139-2013. Низкотемпературные свойства образцов были определены по следующим стандартам: температура помутнения по ГОСТ 5066-91, температура застывания по ГОСТ 20287-91, а предельная температура фильтруемости по ГОСТ 22254-92. Плотность дизельного топлива была определена по методике, представленной в ГОСТ 3900-85, вязкость – по методике, представленной в ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94). С использованием экспериментальных данных по фракционному составу и плотности был произведен расчет цетанового индекса, согласно методике, представленной в ISO 4264:2007. Результаты представлены в Таблице 1.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Таблица 1

Результаты определения физико-химических свойств и эксплуатационных характеристик исследуемых образцов прямогонных дизельных топлив

| № | Параметр | Единица измерения | Результаты | | | | |
|----|---|--------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | | Образец 1 | Образец 2 | Образец 3 | Образец 4 | Образец 5 |
| 1 | Температура кипения 10%-ной (по объему) фракции | °С | 161 | 305 | 164 | 159 | 248 |
| 2 | Температура кипения 50%-ной (по объему) фракции | °С | 247 | 335 | 265 | 251 | 321 |
| 3 | Температура кипения 90%-ной (по объему) фракции | °С | 330 | – | 333 | 312 | 357 |
| 4 | Температура кипения 95%-ной (по объему) фракции | °С | – | – | – | 320 | 359 |
| 5 | Содержание серы | мг/кг | 1700 | 5340 | 2420 | 1710 | 4480 |
| 6 | Плотность при 15 °С | кг/м ³ | 831,1 | 892,0 | 842,3 | 832,5 | 871,9 |
| 7 | Кинематическая вязкость при 20 °С | мм ² /с (сСт) | 1,96 | 62,50 | 2,67 | 2,49 | 11,46 |
| 8 | Температура помутнения | °С | -12 | +22 | +5 | -13 | +3 |
| 9 | Температура застывания | °С | -45 | +15 | -5 | -29 | -17 |
| 10 | Предельная температура фильтруемости | °С | -24 | – | – | -17 | – |
| 11 | Цетановый индекс | пункты | 47,2 | – | 46,4 | 47,1 | 47,9 |

Полученные результаты по кинематической вязкости свидетельствуют о том, что образцы №№ 1, 3 и 4 соответствуют требованиям, предъявляемым к зимней марке топлива (марка 3), а образцы №№ 2 и 5 не соответствуют ни одной из марок. По требованиям к плотности образцы №№ 1 и 4 соответствуют требованиям всех марок, образец № 3 соответствует требованиям летней (Л), межсезонной (Е) и зимней марок топлива, а образцы №№ 2 и 5 не соответствуют ни одной из марки.

По фракционному составу образцы №№ 1 и 4 соответствуют требованиям всех марок, образец № 3 соответствует требованиям марок Л, Е и 3, а образцы №№ 2 и 5 не соответствуют ни одной марке. Результаты определения содержания серы свидетельствуют о том, что только образцы №№ 2 и 4 соответствуют требованиям всех марок, а образцы №№ 1, 3 и 5 не соответствуют требованиям ГОСТ 305-2013.

Результаты определения предельной температуры фильтруемости свидетельствуют о том, что образцы №№ 1 и 4 соответствуют требованиям марок Л и Е. По значению цетанового индекса образцы №№ 1, 3, 4 и 5 соответствуют требованиям всех марок топлива.

Таким образом, по результатам полученных экспериментальных данных было установлено, что только два образца прямогонного дизельного топлива из пяти исследуемых – №№ 1 и 4 – удовлетворяют требованиям действующих стандартов и могут быть использованы в качестве готовых товарных топлив марок Л и Е.

**ИЗУЧЕНИЕ ГРУППОВОГО И СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА
ПРЯМОГОННЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ**

Н.П. Никонова, И.А. Богданов

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С развитием промышленности, транспорта и сельского хозяйства неуклонно увеличивается потребность выпуска нефтепродуктов. К наиболее потребляемым нефтепродуктам относятся моторные топлива в частности дизельное топливо.

Применение дизельного топлива весьма обширно:

- в дизельных двигателях внутреннего сгорания различных машин, механизмов и агрегатов строительной, сельскохозяйственной, военной, дорожной, карьерной техники;
- в тепловозах железнодорожного транспорта;
- в судовых двигателях водного транспорта;
- в дизель-генераторах;
- в котельных, применяемых в технологических целях, для нагрева воды и отопления.

По объемам внутреннего потребления и экспорта дизельное топливо в России занимает одно из первых мест. Из чего следует, что производство и повышение качества дизельного топлива являются актуальной задачей на сегодняшний день.

Для потребления на территории Российской Федерации дизельное топливо производится согласно требованиям следующих стандартов: ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [1] и ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» [5], а для отправки на экспорт согласно требованиям ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия» [2].

Дизельное топливо, как и нефть, не имеет фиксированного углеводородного состава. Состав дизельного топлива меняется и зависит от местоположения добычи нефти и технологии производства топлива [3].

Как правило, дизельное топливо состоит из следующих групп углеводородов: парафиновые (10-40 % состава); нафтеновые (20-60 % состава) и ароматические (15-30 % состава).

Целью данной работы стало определение группового и структурно-группового составов образцов прямогонного дизельного топлива. В качестве объекта исследования в данной работе были выбраны два образца прямогонного дизельного топлива, полученные с предприятий Томской области.

В ходе работы были исследованы групповой и структурно-групповой составы двух образцов дизельного топлива по методикам, описанным в [4]. Образцам были присвоены численные шифры 1 и 2.

При исследовании группового состава определяют количественное содержание углеводородов различных классов, таких как ароматические, парафиновые и нафтеновые, а при исследовании структурно-группового состава определяют распределение атомов углерода в различных углеводородных структурах и среднее число нафтеновых и ароматических колец в молекулах.

Для определения группового состава широко применяется анилиновый метод, основанный на различной растворимости углеводородов разных классов в анилине. Перед тем как определить групповой состав дизельное топливо предварительно разгоняют на 50 градусные фракции, и после этого каждую фракцию анализируют по отдельности. Для определения структурно-группового состава применяется метод $n - d - M$, основанный на определении показателя преломления, плотности и молекулярной массы исследуемого образца. Результаты определения группового состава исследуемых образцов представлены в таблицах 1 и 2, а результаты определения структурно-группового состава образцов представлены в таблице 3.

Таблица 1

Результаты определения группового состава образца №1

| Предел выкипания фракции, °С | Показатель преломления деароматизированной фракции | Анилиновая точка, °С | | Анилиновый коэффициент | Содержание углеводородов, % мас. | | |
|------------------------------|--|----------------------|-----------------------------|------------------------|----------------------------------|---------|----------|
| | | Исходной фракции | Деароматизированной фракции | | Ароматические | Нафтены | Парафины |
| 150-200 | 1,4250 | 57,2 | 69,2 | 1,488 | 17,8560 | 36,1434 | 46,0006 |
| 200-250 | 1,4401 | 63,8 | 76,8 | 1,650 | 21,4500 | 35,3475 | 43,2025 |
| 250-300 | 1,4546 | 70,5 | 86,9 | 1,734 | 28,4376 | 21,8265 | 49,7359 |
| Сумма | | | | | 22,5812 | 31,1058 | 46,3130 |

Из результатов определения группового состава исследуемых образцов представленных в таблицах 1 и 2 следует, что у разных фракций соотношение углеводородов отличается: чем выше температура кипения фракции, тем больше в ней содержание ароматических углеводородов, и меньше содержание нафтенов. Если рассмотреть образец №1, то у фракции с пределом кипения 150-200 °С содержание ароматических – 17,8560 % мас., нафтенов – 36,1434 % мас., парафинов – 46,0006 % мас., а у фракции с пределом кипения 200-250 °С содержание ароматических – 21,4500 % мас., нафтенов – 35,3475 % мас., парафинов – 43,2025 % мас.

Таблица 2

Результаты определения группового состава образца №2

| Предел выкипания фракции, °С | Показатель преломления деароматизированной фракции | Анилиновая точка, °С | | Анилиновый коэффициент | Содержание углеводородов, % мас. | | |
|------------------------------|--|----------------------|-----------------------------|------------------------|----------------------------------|---------|----------|
| | | Исходной фракции | Деароматизированной фракции | | Ароматические | Нафтены | Парафины |
| 150-200 | 1,4250 | 57,1 | 68,2 | 1,4945 | 16,5890 | 40,8714 | 42,5396 |
| 200-250 | 1,4402 | 62,8 | 76,4 | 1,6440 | 22,3584 | 36,4916 | 41,1500 |
| 250-300 | 1,4505 | 70,9 | 85,8 | 1,7510 | 26,0899 | 26,6076 | 47,3025 |
| Сумма | | | | | 21,6791 | 34,6569 | 43,6640 |

Если сравнить групповой состав образцов №1 и 2 видно, что у образца №1 содержание парафинов и ароматических выше, а содержание нафтенов ниже, чем у образца №2. К примеру рассмотрим фракцию с пределом кипения 150-200 °С: у образца №1 содержание ароматических, парафинов, нафтенов составляет 17,8560; 46,0006; 36,1434 % мас, соответственно, а у образца №2 содержание ароматических, парафинов, нафтенов составляет 16,5890; 42,5396; 40,8714 % мас, соответственно.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Таблица 3

Результаты определения структурно-группового состава образцов дизельного топлива

| Образец дизельного топлива | Распределение углерода, % мас. | | | Среднее число колец в молекуле | |
|----------------------------|--------------------------------|-------------------|------------------|--------------------------------|-------------------|
| | Ароматические кольца | Нафтеновые кольца | Парафиновые цепи | Ароматические кольца | Нафтеновые кольца |
| 1 | 14,385 | 35,259 | 49,644 | 0,330 | 0,839 |
| 2 | 16,021 | 32,639 | 48,660 | 0,378 | 0,798 |

Из результатов определения структурно-группового состава представленных в таблице 3, видно, что наибольшая доля атомов углерода находится в парафиновых цепях (для образца №1 – 50,356 % мас., а для образца №2 – 51,340 % мас.), а наименьшая в ароматических кольцах (для образца №1–14,385 % мас., а для образца №2 – 16,021 % мас.). В исследуемых образцах среднее число нафтенных колец больше, чем ароматических. У первого образца среднее число ароматических колец составляет 0,330, а нафтенных колец – 0,839.

При сравнении структурно-группового состава образцов №1 и 2 видно, что у второго образца доля углерода в парафиновых цепях и нафтенных кольцах больше, чем у первого образца; у первого образца среднее число нафтенных колец больше, чем у второго образца, а среднее число ароматических колец больше у второго образца.

Литература

1. ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>. – Дата обращения: 15.01.2019 г.
2. ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>. – Дата обращения: 15.01.2019 г.
3. Горючие, смазочные материалы: энциклопедический толковый словарь-справочник / Под ред. В.М. Школьников. – М.: Техинформ, 2007. – 736 с.
4. Определение группового и структурно – группового составов нефтяных фракции: Методические указания к лабораторной работе для студентов химико-технологического факультета / сост. О.С. Сухинина, А.И. Левашова – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 22 с.
5. Технический регламент таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru> – Дата обращения 11.02.2019 г.

СИНТЕЗ ЭМУЛЬГАТОРОВ НА ОСНОВЕ ОЛЕИНОВОЙ КИСЛОТЫ

А.А. Носкова, А.О. Пивень, Д.Ю. Сладков

Научный руководитель - доцент Т.Н. Волгина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время один из самых эффективных методов интенсификации добычи нефти в различных горно-геологических условиях – это применение инвертных эмульсионных буровых растворов, являющихся многокомпонентной системой, состоящей из воды, глины, утяжелителей, углеводородов. Эмульсия – это коллоидная высокодисперсная система, в которой дисперсная фаза и дисперсионная среда являются несмешивающимися жидкостями.

Очень часто на практике применяются водные эмульсии, которые делятся на два типа: I – масло в воде (м/в) и II – вода в масле (в/м). Эмульсии I типа называются прямыми. В них масло является дисперсионной фазой, а вода – дисперсионной средой. Эмульсии второго типа – обратные, где дисперсионной фазой является вода, раздроблена в виде капель, а дисперсионной средой – масло [1, 6]. Эмульсии неустойчивы из-за наличия в них излишнего запаса свободной поверхности на границе фаз. Это выражается значительным поверхностным натяжением [5]. Процесс получения эмульсии состоит в эмульгировании двух несмешивающихся жидкостей, который заключается в раздроблении жидкостей друг в друге с помощью механического встряхивания, разбивания особыми лопастными мешалками или продавливания через узкие щели [2]. Важны такие факторы, как: скорость перемешивания и введения диспергируемого вещества, его количество, температура и рН среды [3]. Повысить способность компонентов к диспергированию возможно также за счет добавления специальных веществ – эмульгаторов. Эмульгаторы – это поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые необходимы для образования стабильной эмульсии [5]. Молекулы эмульгатора имеют в своем составе гидрофильный и гидрофобный компоненты, предотвращающие расслоение эмульсии. Один из них связывается с водой, а другой – с маслом. На устойчивость и степень дисперсности частиц эмульсии влияют природа и концентрация эмульгатора. Когда эмульгатор адсорбируется на поверхности капель, как бы обволакивая их, то процесс слипания частиц значительно затормаживается, тем самым повышается агрегативная устойчивость эмульсий.

Целью данной работы является синтез и исследование физических и химических свойств эмульгаторов обратных эмульсий на основе олеиновой кислоты и глицерина.

Экспериментальная часть

Синтез эмульгаторов. Эмульгаторы получали реакцией этерификации, путем взаимодействия олеиновой кислотой и глицерина. Мольное соотношение исходных компонентов равнялось 1:1. Выделяющаяся в процессе

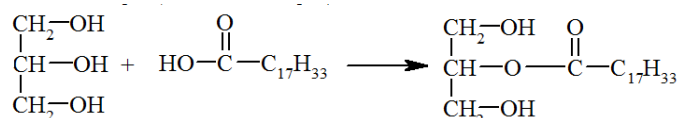
синтеза вода, в первом случае оставалась в реакционной массе (вариант 1), во втором случае – отгонялась в виде азеотропа с органическим растворителем (вариант 2). В обоих случаях в качестве катализатора использовали концентрированную серную кислоту в объеме 0,5 мл. Процесс проводили при температуре кипения растворителя в течение 3 часов.

Очистка эмульгаторов. После синтеза, органический растворитель и воду отгоняли на установке прямой перегонки. Далее из реакционной массы удаляли остатки катализатора. Для этого последовательно проводили промывку эмульгатора содой и водой и отделяли водный и органический слой с помощью делительной воронки. Чтобы максимально выделить остатки воды, в эмульгатор добавляли небольшое количество поваренной соли и оставляли расслаиваться на сутки. По истечении 24 ч водный слой сливали, а готовые эмульгаторы использовали для приготовления эмульсии и изучения их свойств.

Приготовление обратных эмульсий. Эмульсия готовилась при температуре окружающей среды. В 28,5 мл углеводородной фазы (индустриальное масло марки И-20А) добавляли 1 мл эмульгатора и гомогенизировали среду в течение 10 мин с помощью диспергирующего устройства ULTRA-TURRAX IKA при 14000 оборотах в минуту. Далее по каплям приливали предварительно подготовленный рассол, состоящий из 4,85 г хлорида кальция и 12,2 мл воды. После добавления всей порции рассола продолжали эмульгирование в течение 30 мин. Эмульсию помещали в пробирку (объемом 50 мл) и визуально определяли момент ее разрушения (эмульсию считали разрушенной, когда из нее выделилось более чем половина водной фазы). Стабильность эмульсии оценивали исходя из времени, прошедшем с момента ее приготовления до разрушения.

Обсуждение результатов.

В результате протекания реакции этерификации, при мольном соотношении исходных реагентов 1:1, образуется 2-моноглицерид (или 2-ацилглицерин) по следующей схеме:



Химическая структура, полученных эмульгаторов подтверждена данными ИК-спектроскопии (рис. 1). В спектрах синтезированных соединений наблюдаются интенсивные полосы с максимумами при 2952, 2928 и 2855 см⁻¹, характеризующие валентными (ν) колебаниями С–Н связи в группе CH₂ (2926 и 2853 ± 10 см⁻¹) и деформационными (δ) колебаниями С–Н связей этих групп с максимумами при 1450 см⁻¹ (δ_{асим.} CH₃) и 1465±10 см⁻¹ (δ_{асим.} CH₂) и 1380 см⁻¹ (δ_{симм.} CH₃ и CH₂) в насыщенной или ненасыщенной углеводородной цепи [7]. Колебания углеродного скелета также проявляются в области 1250–1160 см⁻¹ (ν_{C-C}) в виде полос средней интенсивности и с частотой ниже 650 см⁻¹ (δ_{C-C}) в виде нескольких слабых полос.

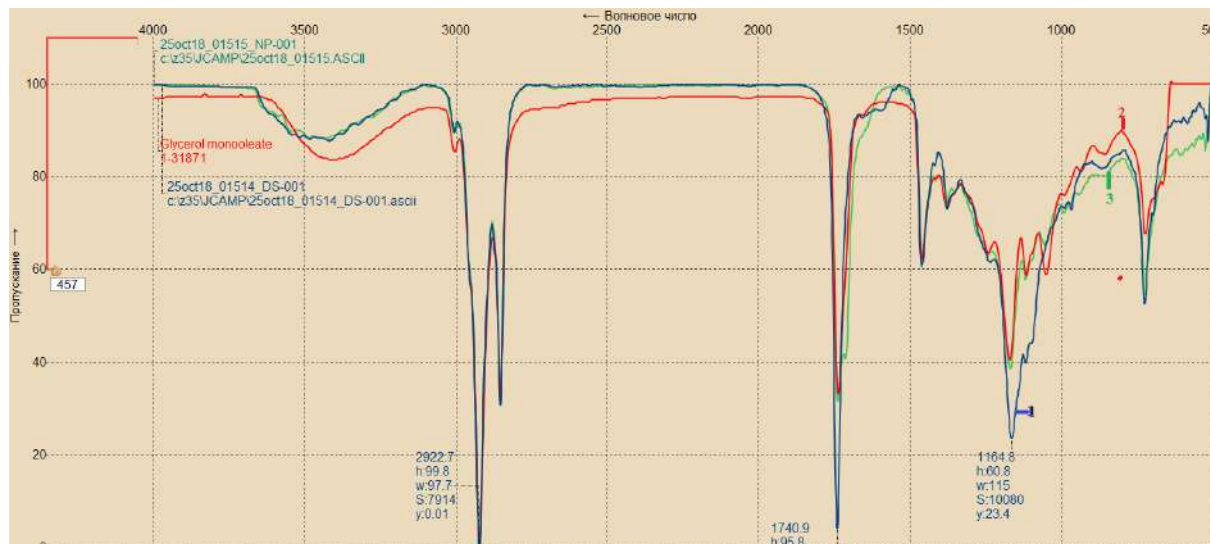


Рис. 1 Инфракрасные спектры эмульгаторов, полученных разным способом: 1 – с азеотропной отгонкой воды, 3 – без отгонки воды, 2 – литературные данные

В инфракрасном спектре жирных кислот и их производных всегда присутствует карбоксильная группа, которая включает колебания карбонильной группы (C=O), а также связей С–О и О–Н. Валентные колебания ОН-группы проявляются в виде очень широкой полосы в области 3500–3000 см⁻¹. В спектре всех одноосновных жирных кислот присутствует сильный пик в области 1750–1705 см⁻¹, обусловленный колебаниями карбонильной группы. Наличие в инфракрасных спектрах серии полос в области от 1350 до 1100 см⁻¹ является отличительной особенностью сложных эфиров с длинными цепями.

Диспергационный метод получения эмульсий характеризуется образованием капель обеих жидкостей. Однако с течением времени капли одной жидкости постепенно накапливаются. В это же время капли другой подвергаются практически мгновенной коалесценции. Прямая эмульсия (М/В) образуется при накоплении капель

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

масла. При накоплении капль воды образуется обратная эмульсия (В/М). Существует ряд экспериментальных способов, которые позволяют определить тип полученной эмульсии.

1. Метод разбавления. При добавлении в пробирку с водой небольшого количества эмульсии, которое при незначительном встряхивании не будет равномерно распределяется в объеме воды, дисперсной средой является масло (эмульсия II типа). В дополнение к этому, на предметное стекло поместили каплю воды и каплю эмульсии и наклонили так, чтобы произошло соприкосновение капль между собой. Сделали вывод о том, что полученная нами эмульсия относится к типу В/М, так как капли не слились друг с другом.

2. Метод смачивания гидрофобной и гидрофильной поверхностей. При нанесении капли эмульсии на гидрофобную поверхность (парафин) капля растекается, а значит это эмульсия В/М (дисперсионная сред – масло). На фильтровальную бумагу нанесли каплю эмульсии, которая не всасывается бумагой, а значит, является эмульсией II рода.

3. Определение непрерывной фазы. На предметном стекло рядом с небольшим количеством кристаллов растворимого в воде красителя (Судан I) поместили каплю эмульсии [4]. При их соприкосновении дисперсионная среда (вода) окрашивается в красный цвет, а значит, наша эмульсия является обратной.

Проведенные эксперименты показали, что полученные обратные эмульсии обладают высокой агрегативной устойчивостью в течение нескольких недель, а значит они обладают рядом преимуществ перед буровыми растворами на водной основе: они не растворяют пластовую соль и в них не размокает глина, при этом сохраняется естественная проницаемость коллекторов и снижается время освоения скважин.

Литература

1. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. – Москва: Интерконтакт Наука, 2008. – 268 с.
2. Кольцов Л.В. , Лосева М.А. Эмульсии: получение, свойства, разрушение. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2017. – 18 с.
3. Кольцов Л.В. , Лосева М.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2005. – 140 с.
4. Письменко В. Т., Калюкова Е. Н. Коллоидная химия. – Ульяновск: УлГТУ, 2007. – 76 с.
5. Рошупкина И. Ю., Тупикова Е. Н. Эмульсии. – Самара: Изд-во СамГАУ, 2011. – 16 с.
6. Черных Е. И., Шестаков А. С., Пояркова Т. Н., Илюшина К. В., Фалалеева А. В. Эмульгаторы обратных эмульсий на основе моноэтаноламидов жирных кислот растительных масел // Вестник ВГУ, Серия: Химия, Биология, 2016. - № 1. – С. 35 – 42.
7. Яруллин Р. С. Кнерельман Е. И., Давыдова Г. И., Старцева Г. П., Чуркина В. Я., Матковский П. Е., Алдошин С. М. Сравнительные особенности инфракрасных спектров C18-карбоновых кислот, их метиловых эфиров и триглицеридов // Вестник Казанского технологического университета, 2008. - № 6. С. 68 – 78.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ КРЕКИНГА ВАКУУМНЫХ
ДИСТИЛЛЯТОВ**

А.А. Орешина, Г.Ю. Назарова

Научный руководитель - профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность исследований в области разработки, модернизации и внедрения цеолитсодержащих катализаторов на нефтеперерабатывающие заводы растет с каждым годом. Такие катализаторы активно применяют в различных технологических процессах переработки нефти и нефтепродуктов [5,8]. Применение цеолитсодержащих катализаторов на установках крекинга обеспечивает высокую эффективность процесса и позволяет добиться увеличения выхода целевых продуктов при повышении октанового числа бензина, получаемого из тяжелого нефтяного сырья. Причем с увеличением плотности, молекулярной массы, содержания ароматических углеводородов и смол и др. в сырье процесса возрастает содержание кокса, образующегося на катализаторе [3], вызывая дезактивирующее действие и снижение выхода целевых продуктов. Для восстановления его активности проводят регенерацию в непрерывном режиме, которая представляет собой окисление кокса при оптимально подобранных условиях кислородсодержащими газами.

Вместе с тем, эффективность процесса регенерации зависит от большого числа параметров работы сопряженной системы «реактор-регенератор», значительное влияние на эффективность регенерации оказывает количество и структура кокса, образующегося на катализаторе в реакторе.

Для оценки структуры и количества кокса, отлагающегося на катализаторе крекинга в реакторе, использована расчетная методика в соответствии [6], основанная на результатах анализа состава дымовых газов регенерации и суммарном расходе подаваемого воздуха на регенерацию. Ниже представлены расчетные формулы:

$$\begin{aligned} N_C &= G_v \cdot C_{CO_2} / 100 / V_m \\ N_H &= (G_v (C_{O_2}^0 - C_{O_2}) / 100 / V_m - G_v \cdot C_{CO_2} / 100 / V_m) \cdot 4 \\ M_k &= N_C \cdot M_C + N_H \cdot M_H \end{aligned}$$

где G_v – расход воздуха, $\text{нм}^3/\text{ч}$, $C_{CO_2}^0$ – концентрация кислорода в подаваемом воздухе, % об, C_{O_2} – концентрация кислорода в отходящих газах регенерации, % об., V_m – молярный объем газа при н.у., $\text{м}^3/\text{кмоль}$, C_{CO_2} – концентрация диоксида углерода в отходящих газах (суммарное содержание CO и CO_2), % об., N_C – количество

атомов углерода в коксе, кмоль/ч; N_H – количество атомов водорода в коксе, кмоль/ч., M_k – масса окисленного кокса, кг; M_C , M_H – молярная масса углерода и водорода соответственно, кг/кмоль.

Проанализированы экспериментальные данные по составу дымовых газов с установки каталитического крекинга за период с 16.04.2018 по 20.10.2018 г.г.

Таблица 1

Результаты по определению количества окисленного кокса и его соотношения Н/С

| Состав дымовых газов, % об. | | | Соотношение С/Н | Масса кокса, кг |
|-----------------------------|-----------------|----------------|-----------------|-------------------|
| СО | СО ₂ | О ₂ | | |
| 0,0–0,4 | 11,8–13,6 | 4,2–7,4 | 0,86–1,79 | 13047,66–15664,41 |

Результаты расчетов (табл. 1) показали, что соотношение С/Н в коксе изменяется в широком интервале от 0,86–1,79 ед., что свидетельствует о том, что кокс, образующийся на катализаторе, характеризуется низкой и средней плотностью в зависимости от состава сырья и условий каталитического крекинга в лифт-реакторе, оказывая влияние на эффективность процесса регенерации [2,4].

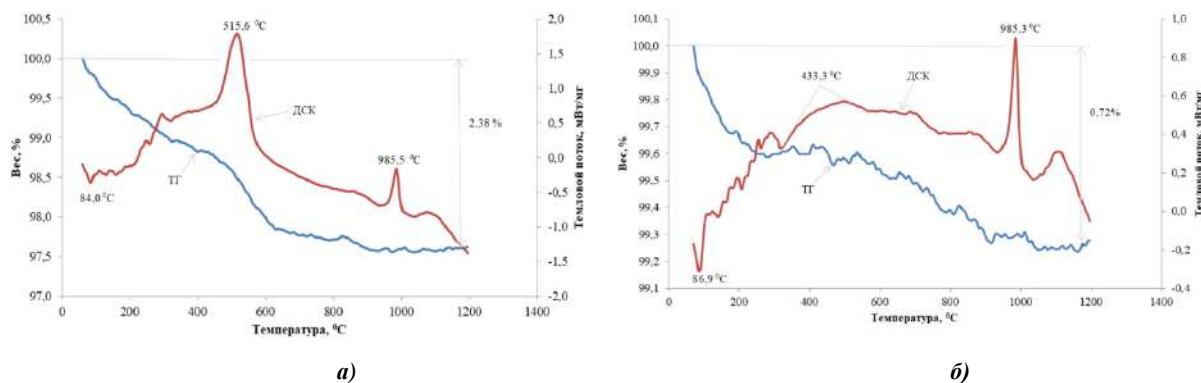


Рис. 1 Термограммы закоксованного (а) и регенерированного (б) катализаторов:

ДСК – кривая дифференциально-сканирующей калориметрии; ТГ – кривая термогравиметрии.

Для экспериментального определения количества и структуры кокса на закоксованном и регенерированном катализаторах использован метод ТГ-ДСК (термогравиметрический анализ и дифференциально-сканирующая калориметрия) [7] с применением NETZSCH STA 449 F3, который позволяет одновременно снимать гравиметрический анализ регистрации изменения массы и тепловые эффекты, происходящие при изменении температуры и времени. Нагрев образцов осуществлялся от 50 до 1200 °С со скоростью 10 град/мин в атмосфере воздуха, в корундовых тиглях. Результаты анализов представлены на рисунке 1.

На кривой ДСК закоксованного и регенерированного катализаторов в интервале температур от 0 до 1200 °С присутствуют эндо- и экзотермические эффекты. На начальной стадии анализа происходит десорбция паров и углеводородов, увлеченных с катализатором из зоны десорбции, о чем свидетельствует эндотермический пик при температуре 84,0 °С – для закоксованного катализатора и 86,9 °С – для регенерированного катализатора. При температуре 515,6°С – для закоксованного катализатора и 433,3 °С – для регенерированного катализатора наблюдаются выраженные экзотермические пики, характеризующие удаление углеродистых отложений, причем коксовые отложения имеют аморфную (рыхлую) структуру, поскольку в интервале температур до 740 °С происходит окисление кокса данного типа, что подтверждает результаты расчетной методики.

Вместе с тем, температуру регенерации в промышленных условиях организуют не выше 730 °С, поскольку термостабильность цеолитсодержащих катализаторов ограничена. Так, например, температура начала деструкции цеолита Y в составе матрицы наблюдается при температурах около 780 °С при содержании редкоземельных элементов 8 % [1], при этом содержание редкоземельных элементов в исследуемом катализаторе может изменяться в интервале 0 – 8 % мас. По положению максимума экзотермического эффекта судят о разрушении кристаллической структуры цеолита. На кривой ДСК представлен выраженный экзотермический пик при температурах 985,3 – 985,5 °С, который соответствует разрушению кристаллической структуры цеолитсодержащего катализатора [7], происходит спекание микрокристаллов.

Уменьшение массы катализатора (рис. 1) до температур регенерации (680 °С), характерной для промышленных условий составило 2,19 % – для закоксованного катализатора и 0,48 % – для регенерированного катализатора. В таблице 2 представлены результаты термического анализа катализаторов.

Таблица 2

Результаты термического анализа катализаторов

| Тип катализатора | Паровая влага, % | Содержание аморфного кокса, % | Температура разрушения структуры цеолита, °С |
|---|------------------|-------------------------------|--|
| Закоксованный катализатор (рис. 1а)) | 0,37 | 1,82 | 985,5 |
| Регенерированный катализатор (рис. 1б)) | 0,18 | 0,30 | 985,3 |

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Выполненные исследования позволяют косвенно оценить эффективность процесса регенерации, в соответствии с результатами ТГ-ДСК регенерированного катализатора содержание кокса на нем снижается в 5,5 раз, что говорит о практически полном отсутствии кокса. Эффективность процесса регенерации относительно начального содержания кокса на нем составила 83,52 %.

Таким образом, численные и экспериментальные исследования процесса регенерации цеолитсодержащего катализатора крекинга позволили оценить структуру и количество кокса, образующегося на катализаторе в процессе каталитического крекинга, соотношение С/Н в котором изменяется в широком диапазоне 0,86–1,79 ед., а также оценить эффективность проведения регенерации по количеству окисленного кокса, которая составила 83,52 %.

Результаты работы будут использованы при разработке математической модели процесса регенерации цеолитсодержащего катализатора, учитывающей влияние структуры кокса, образующегося на катализаторе на эффективность стадии регенерации катализатора.

Литература

1. Doronin V.P., Sorokina T.P., Lipin P.V., Potapenko O.V., Korotkova N.V., Gordenko V.I. Development and introduction of zeolite containing catalysts for cracking with controlled contents of rare earth elements // *Catalysis in Industry*. Moscow. – 2015. – V.7. – P.12 – 16.
2. Гынгазова М.С., Чеканцев Н.В., Короленко М.В., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В. Оптимизация кратности циркуляции катализатора в реакторе риформинга с движущимся зернистым слоем сочетанием натурального и вычислительного экспериментов // *Инженерные проблемы. Эксплуатация и производство. Катализ в промышленности*. – Томск, 2012. – №2. – 35 – 41С.
3. Ершов Д.С., Хафизов А.Р., Мустафин И.А., Станкевич К.Е., Ганцев А.В., Сидоров Г.М. Современное состояние и тенденции развития процесса каталитического крекинга // *Фундаментальные исследования*. – Пенза, 2017. – №12. – С. 282 – 286.
4. Зинин И.К. Оптимизация процессов регенерации катализаторов риформинга, дегидрирования, гидроочистки в аппаратах циркуляционных контуров: Дис. на соискание ученой степени канд. тех. наук. – Томск, 2016г. – 166 с.
5. Кулакова И.И., Лисичкин Г.В. // *Каталитическая химия. Основы катализа*. – Москва, 2014. – Часть 1. – 112 с.
6. Системный анализ и повышение эффективности нефтеперерабатывающих производств методом математического моделирования: учебное пособие / Под ред. А.В. Кравцов и др. – Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 170 с.
7. Челищев Н.Ф., Беренштейн Б.Г., Володин В.Ф. Цеолиты – новый тип минерального сырья – М.:Недра, 1987. – 176с.
8. Шайдулина А.А., Кондрашева Н.К., Георгиева Э.Ю. Изучение свойств отечественных цеолитсодержащих катализаторов крекинга // *Научное издание «Известия СПбГТИ(ТУ)»*. – Санкт-Петербург, 2017. - №38. – С. 64 – 68.

**ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И
ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА СИНТЕТИЧЕСКИХ МОЮЩИХ СРЕДСТВ НА
ОСНОВЕ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ**

М.А. Пасюкова, А.А. Солопова, И.О. Долганова

Научный руководитель - доцент И. М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс сульфирования в настоящее время – основной путь по производству линейных алкилбензолсульфонатов (ЛАБС), которые в свою очередь являются главным компонентом при производстве поверхностно – активных веществ (ПАВ), используемых в качестве компонентов бытовых моющих средств. Вследствие постоянного роста потребления ПАВ, наблюдаемого на мировом рынке, процесс сульфирования заслуживает большого внимания с целью исследования и оптимизации, а так же повышения экономической выгоды.

Производство ЛАБС состоит из нескольких последовательных стадий. Сырьем являются линейные алканы с длиной цепи от 9 до 14 атомов углерода, которые поступают на установку дегидрирования для получения полиолефинов. Далее полиолефины гидрируются с получением моноолефинов, необходимых для процесса алкилирования. Бензол алкилируются моноолефинами в присутствии фторводородной кислоты с получением линейных алкилбензолов. Линейные алкилбензолы в свою очередь поступают на установку сульфирования, где вступают в реакцию с серным ангидридом в многотрубном пленочном реакторе. Полученная алкилбензолсульфокислота ощелачивается с помощью гидроксида натрия [2].

Побочным продуктом процесса сульфирования является так называемый высоковязкий компонент, накопление которого в трубах реактора приводит к возникновению диффузионных осложнений, ведущих к нарушению равномерности течения пленки, что приводит к ухудшению качества продукта, так как процесс сульфирования проходит не в полной мере. Когда концентрация высоковязкого компонента достигает критического значения, производится промывка реактора водой, что позволяет избавиться от высоковязкого компонента.

Целью данной работы является моделирование процесса сульфирования ЛАБ в многотрубном пленочном реакторе с целью исследования продолжительности межпромывочных циклов.

Для исследования было выбрано 4 межпромывочных цикла (табл. 1). Необходимость промывки трубок реактора на производстве определяется значением давления в реакторе. Величина давления зависит от количества высоковязкого компонента, накопленного в трубах.

Таблица 1

Практическая продолжительность межпромывочных циклов

| Дата начала межпромывочного цикла | Дата окончания межпромывочного цикла | Продолжительность, дней |
|-----------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| 01.11.2017 | 20.11.2017 | 19 |
| 20.11.2017 | 07.12.2017 | 17 |
| 07.12.2017 | 26.12.2017 | 19 |
| 26.12.2017 | 10.01.2018 | 15 |

С использованием ранее разработанной компьютерной моделирующей системы произведен расчет продолжительности межпромывочных циклов по накоплению высоковязкого компонента. Адекватность применяемой моделирующей системы была установлена ранее [3]. Расчет циклов прекращали при достижении критической концентрации высоковязкого компонента равной 0,034% масс.

Таблица 2

Расчетная продолжительность межпромывочных циклов

| Дата начала межпромывочного цикла | Дата окончания межпромывочного цикла | Продолжительность, дней |
|-----------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| 01.11.2017 | 22.11.2017 | 21 |
| 22.11.2017 | 16.12.2017 | 24 |
| 16.12.2017 | 08.01.2018 | 23 |

Как видно из таблиц, приведенных выше, число межпромывочных циклов сократилось, их продолжительность, в свою очередь, увеличилась. Так, средняя продолжительность межпромывочного цикла, при определении необходимости промывки реактора по давлению составила 17-18 дней. При использовании предсказывающей способности программы на основании накопления высоковязкого компонента, средняя продолжительность цикла увеличилась на 5 дней.

Используемый на практике способ не позволяет достичь максимальной эффективности процесса, и связан с риском образования некондиционного продукта. Перечисленные риски нивелируются при использовании расчетного метода, что позволяет более рационально использовать имеющиеся ресурсы и максимизировать выгоду.

Из проведенных исследований можно сделать вывод о том, что применение математической модели для исследования продолжительности межпромывочных циклов позволяет увеличить продолжительность межпромывочного цикла для пленочного реактора сульфирования, а также устранить риск получения некондиционного продукта.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ №18-38-00487 "Разработка фундаментальных основ повышения ресурсоэффективности отечественной технологии получения линейной алкилбензосульфокислоты - биоразлагаемого поверхностно-активного вещества - на основе прогнозирования активности реакционной среды химически сопряженных стадий смешения и катализа".

Литература

1. Баннов, П.Г. Процессы переработки нефти. / П.Г. Баннов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим. – 2001. – 625 с.
2. Dolganova I. O., Dolganov I. M., Bunaev A.A., Pasyukova M.A. Nature of highly viscous component in the alkylbenzene sulfonic acid technology and its influence on the process efficiency [Electronic resorces] // Petroleum and Coal. – 2019 – Vol. 61 – №. 1. – pp. 25-31.
3. Солопова А. А. , Пасюкова М. А. , Долганова (Шнидорова) И. О. , Долганов И. М. , Бунаев А. А. Разработка компьютерной моделирующей системы процессов переработки линейных алкилбензолов с целью исследования влияния накопления высоковязкого компонента на продолжительность межпромывочного цикла // Неделя науки СПбПУ: материалы научной конференции с международным участием. Институт передовых производственных технологий (ИППТ) – Санкт-Петербург, 19-24 Ноября 2018. – СПб: Политех-Пресс, 2018 – С. 12-14
4. Dolganova I.O., Dolganov I.M., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N. Alkylaromatics in Detergents Manufacture: Modeling and Optimizing Linear Alkylbenzene Sulfonation / Journal of Surfactants and Detergents. – 2018 – Vol. 21 – №. 1. – pp. 175-184

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕЙСТВИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПРИСАДОК
К ДИЗЕЛЬНЫМ ТОПЛИВАМ**

А.М. Орлова

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рост потребления нефтепродуктов, а также стремительное освоение северных территорий приводит к необходимости использования для производства топлив нефтей различных месторождений, продуктов вторичных процессов переработки, а также требует поиска новых источников сырья, позволяющих производить нефтепродукты, пригодные для эксплуатации в условиях арктического климата. Вместе с тем на сегодняшний день, получение зимних и арктических марок дизельного топлива, удовлетворяющих требованиям [3], невозможно без вовлечения дорогостоящих депрессорных присадок. В ходе работы были исследованы два образца прямогонного дизельного топлива (образцы №№1, 2), полученные с различных месторождений Томской области.

Согласно [3] была определена температура помутнения ($T_{п}$) и температура застывания ($T_{з}$) для каждого из образцов прямогонного дизельного топлива, предельная температура фильтруемости (ПТФ), была определена согласно [2]. Полученные результаты представлены в Таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения низкотемпературных свойств исследуемых образцов дизельного топлива

| Образец дизельного топлива | $T_{п}, ^\circ\text{C}$ | ПТФ, $^\circ\text{C}$ | $T_{з}, ^\circ\text{C}$ |
|----------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 1 | -12 | -25 | -45 |
| 2 | -13 | -17 | -39 |

Сравнивая полученные результаты с требованиями, предъявляемыми к дизельным топливам согласно [3] по предельной температуре фильтруемости, можно сделать вывод что, образец прямогонного дизельного топлива №1 соответствует зимней марке (ПТФ не более $-25\text{ }^\circ\text{C}$), а образец прямогонного топлива №2 соответствует межсезонной марке (ПТФ не более $-15\text{ }^\circ\text{C}$).

На втором этапе исследования были приготовлены смеси образцов прямогонного дизельного топлива с присадками, улучшающими низкотемпературные свойства – депрессорами. Для приготовления смесей были использованы 3 вида низкотемпературных присадок (таблица 2).

Таблица 2

Кодировка низкотемпературных присадок

| Название присадки | Кодировка присадки | Концентрация, мл на 100 мл дизельного топлива (рекомендация производителя) |
|-------------------------------|--------------------|--|
| «Антигель +» XADO | А | 0,1 |
| «Runway» | В | 0,231 |
| «Diesel Flieb Fit» LIQUI MOLY | С | 0,3 |

Для приготовленных смесей по аналогичным методикам были определены низкотемпературные свойства. Полученные результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты исследования низкотемпературных свойств смесей: прямогонное дизельное топливо/присадка

| Образец дизельного топлива | $T_{п}, ^\circ\text{C}$ | | | ПТФ, $^\circ\text{C}$ | | | $T_{з}, ^\circ\text{C}$ | | | | | |
|----------------------------|-------------------------|-------------|----------|-----------------------|-------------|----------|-------------------------|-------------|----------|---|-----|---|
| | Без присадки | С присадкой | Δ | Без присадки | С присадкой | Δ | Без присадки | С присадкой | Δ | | | |
| 1 | -12 | A | -12 | 0 | -25 | A | -31 | 6 | -45 | A | -50 | 5 |
| | | B | -18 | 6 | | B | -33 | 8 | | B | -53 | 8 |
| | | C | -12 | 0 | | C | -28 | 3 | | C | -48 | 3 |
| 2 | -13 | A | -15 | 2 | -17 | A | -24 | 7 | -39 | A | -41 | 2 |
| | | B | -16 | 3 | | B | -26 | 9 | | B | -48 | 9 |
| | | C | -15 | 2 | | C | -21 | 4 | | C | -40 | 1 |

Из полученных результатов видно, что низкотемпературные присадки практически не оказали влияния на температуру помутнения образцов, но заметно снизили ПТФ и температуру застывания. Кроме того, из результатов представленных в Таблице 3 можно видеть, что наиболее эффективной является присадка В, так как данная присадка в наибольшей степени снижает все низкотемпературные свойства образцов (температуру помутнения в среднем на $4,5\text{ }^\circ\text{C}$, ПТФ и температуру застывания в среднем на $8,5\text{ }^\circ\text{C}$) в сравнении с присадками А (снижает температуру помутнения в среднем на $1\text{ }^\circ\text{C}$, ПТФ в среднем на $6,5\text{ }^\circ\text{C}$, температуру застывания в среднем на $3,5\text{ }^\circ\text{C}$) и С (снижает температуру помутнения в среднем на $1\text{ }^\circ\text{C}$, ПТФ в среднем на $3,5\text{ }^\circ\text{C}$, температуру застывания в среднем на $2\text{ }^\circ\text{C}$).

Также можно видеть, что добавление присадки В к образцу прямогонного дизельного топлива №2 позволяет получить топливо, соответствующее зимней марке, согласно требованиям [3].

Таким образом, добавление депрессорных присадок к образцам прямогонного дизельного топлива положительно повлияло на их низкотемпературные свойства, и обеспечило возможность использования образца №2 в зимних условиях.

Литература

1. ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации» [Электронный ресурс] <http://docs.cntd.ru/document/1200007918>.
2. ГОСТ 22254-92 «Топливо дизельное. Метод определения предельной температуры фильтруемости на холодном фильтре» [Электронный ресурс] <http://docs.cntd.ru/document/1200007956>.
3. ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [Электронный ресурс] <http://docs.cntd.ru/document/1200005428>.

СОСТАВ СОЕДИНЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ ЧЕРЕЗ СУЛЬФИДНЫЕ МОСТИКИ В МОЛЕКУЛАХ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ БИТУМОИДА ДМИТРИЕВСКОГО ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА

А.В. Петров¹, Е.Ю. Коваленко¹, А.А. Гринько²

Научный руководитель - старший научный сотрудник Е.Ю. Коваленко¹

¹Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

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

Интенсивное потребление нефти и природного газа, при ограниченности их легкодоступных ресурсов, обуславливает расширение масштабов использования альтернативных источников сырья для топливно-энергетической и химической промышленности, в частности горючих сланцев (ГС). Среди известных видов твердого топлива ГС занимают особое место, поскольку представляют собой сложный органо-минеральный комплекс [4], содержащий условно от 20 до 50 % органического вещества (ОВ) преимущественно сапропелевой природы. По запасам ГС Россия занимает одно из первых мест в мире и имеет опыт в области технологии их переработки и применения. Несмотря на значительные для переработки потенциальные запасы и благоприятные условия добычи, месторождения ГС в настоящее время не разрабатываются и не находят промышленного использования. Одним из сдерживающих факторов является недостаток информации о составе растворимого ОВ и керогена. В литературе последних лет основное внимание уделяется химическим и геохимическим характеристикам резервуаров исходных пород с акцентом на молекулярные характеристики низкомолекулярных составляющих – масел [3,6]. В своем сообщении мы уделили внимание составу структурных фрагментов, связанных через сульфидные мостики в молекулах высокомолекулярных компонентов - асфальтенов и смол, которые составляют основную массу ОВ. Известно, что алифатические связи C-S могут выступать в качестве мостиков, сшивающих отдельные фрагменты молекул асфальтенов и смол между собой или с поликонденсированным ядром их молекул [2].

Образцы асфальтенов и смол выделяли из растворимого органического вещества ГС Дмитриевского месторождения (Кузбасс) по стандартной методике, включающей стадии деасфальтенизации избытком петролейного эфира с получением асфальтенов (31,9 %) и последующее хроматографическое разделение мальтенов на силикагеле АСК на масла (28,5 %) и смолы (39,6 %).

Для разрушения сульфидных мостиков к исходному образцу асфальтенов или смол (~0.01 г) добавляли хлорид никеля (1 г), 100 мл раствора, содержащего тетрагидрофуран и метанол в объемном отношении 1 : 1, и перемешивали смесь на водяной бане в течение 30 минут. В случае неполного растворения исходного образца дополнительно добавляли по каплям тетрагидрофуран. Затем небольшими порциями в течение 16 ч добавляли NaBH₄ (трехкратный избыток от массы навески анализируемого образца). Полученную реакционную смесь разделяли центрифугированием. Органический слой отделяли. Остаток экстрагировали смесью хлороформ: н-гексан (1 : 3) до исчезновения окраски растворителя. Экстракт и органический слой объединяли, отмывали насыщенным водным раствором хлорида натрия, сушили над безводным сульфатом натрия, растворитель отгоняли. Полученный жидкий продукт деструкции сульфидных связей хроматографически разделяли на силикагеле (100/160) на фракции относительно неполярных и полярных соединений, используя для десорбции соответственно смеси н-гексана и бензола (7 : 3) и этанола и хлороформа (1 : 1) [5]. Основную массу продуктов деструкции в обоих случаях составляют полярные компоненты, при этом выход полярных соединений в продуктах деструкции молекул смол несколько выше (68 %), чем в продуктах деструкции молекул асфальтенов (62 %).

Анализ неполярных фракций методом хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС) с использованием DFS прибора «Thermo Scientific» [2] показал, что в молекулах асфальтенов и смол битумоида через сульфидные мостики связаны насыщенные и ароматические УВ и гетероорганические соединения (ГОС).

Среди насыщенных УВ идентифицированы алканы (m/z 57), представленные гомологическими рядами n-алканов от C₁₅ до C₃₄ и от C₁₄ до C₃₄, с максимумом в молекулярно-массовом распределении на C₂₅ и C₂₄ соответственно для асфальтенов (1) и смол (2), пристаном и фитаном (рис. 1).

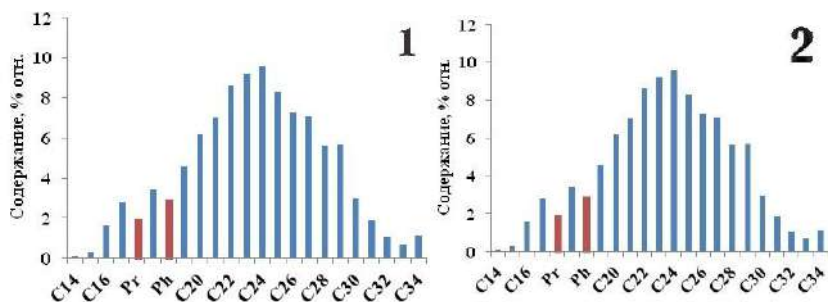
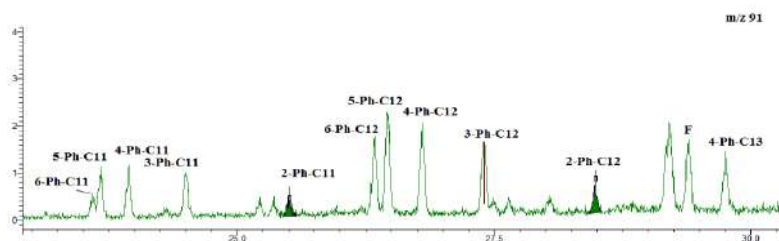


Рис. 1 Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов

«Серосвязанные» ароматические углеводороды (АУ) в молекулах асфальтенов и смол представлены моно- и поликонденсированными структурами. Среди моноаренов идентифицированы фенилалканы состава C_{17} , C_{18} , C_{19} с максимальным содержанием в обоих случаях гомологов C_{18} . На рисунке 2 в качестве примера приведена масс-фрагментограмма неполярной фракции продуктов разрушения сульфидных связей в молекулах смол ОБ дмитриевского ГС.



C_{11} – C_{13} – число атомов углерода в алкильной цепи, Ph-фенильный заместитель

Рис. 2 Масс-фрагментограмма неполярной фракции продуктов разрушения сульфидных связей в молекулах смол ОБ дмитриевского ГС по иону с m/z 91

В составе полициклических АУ продуктов деструкции С-S связей в молекулах асфальтенов и смол установлены три- и тетрациклические структуры, среди которых присутствуют незамещенные фенантрен (m/z 178), флуорантен, пирен (m/z 202) и их алкилгомологи: (C_1 – C_3), (C_1), (C_1), соответственно.

Среди «серосвязанных» АУ в молекулах асфальтенов дополнительно установлено присутствие ретена (m/z 234), трифенилена, хризена, бензо[а]антрацена, нафтацена, бензо[с]фенантрена (m/z 228), перилена, бензо[а]пирени (m/z 252) и их C_1 -гомологов. Особенностью молекул асфальтенов ОБ дмитриевского ГС является также наличие в их структуре «серосвязанных» фенил- и нафтенозамещенных АУ. Фенилпроизводные АУ представлены диметилфенилнафталинами (m/z 232), нафтеноароматические УВ – бензо[а]-, бензо[б]-, бензо[с]флуоренами (m/z 216) и дигидробензо[а]антраценом, дигидронафтаценом, дигидрохризеном (m/z 230).

В составе ГОС в продуктах десульфуризации молекул асфальтенов (1) и смол (2) идентифицированы алифатические кислоты в форме метиловых эфиров (m/z 74) состава C_{14} – C_{25} , с максимальным содержанием гомологов C_{17} и C_{19} (рис. 3). Следует отметить, что в высокомолекулярной области идентифицированы метиловые эфиры карбоновых кислот только с нечетным числом атомов углерода в молекуле. Аналогичное распределение «серосвязанных» алифатических кислот в форме метиловых эфиров установлено для молекул смол нефти Крапивинского месторождения [2].

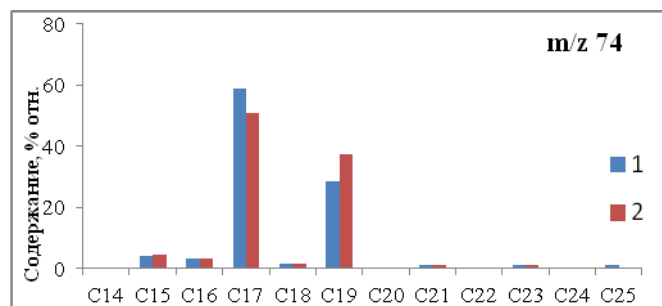


Рис. 3 Молекулярно-массовое распределение алифатических кислот в форме метиловых эфиров

Среди «серосвязанных» ГОС в молекулах асфальтенов дополнительно установлено присутствие ароматических кислородсодержащих структур, представленных бензо[б]нафто[1,2-d]-, бензо[б]нафто[2,3-d]-, бензо[б]нафто[2,1-d]фуранами (m/z 218) и их метилпроизводными и фенилдибензофураном (m/z 244). Эти

представители ароматических кислородсодержащих соединений были идентифицированы ранее в составе масляных компонентов ОБ дмитриевского ГС [1].

Таким образом, впервые показано, что через сульфидные мостики в молекулах асфальтенов и смол растворимого ОБ дмитриевского ГС связаны насыщенные и ароматические УВ и ГОС. Показано, что набор «серосвязанных» соединений в молекулах асфальтенов шире, чем набор «серосвязанных» соединений в молекулах смол. Полученные результаты расширяют представления о составе ОБ и имеют значение при выборе направлений комплексной переработки ГС.

Литература

1. Коваленко Е.Ю., Король И.С., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. Состав растворимого органического вещества горючего сланца Дмитриевского месторождения Кузбасса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск, 2017. – Т. 328. – № 12. – С. 94–104.
2. Чешкова Т.В., Герасимова Н.Н., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. Химический состав нефти Крапивинского месторождения (сообщение 4) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск, 2017. – Т. 328 – № 8. – С. 6–15.
3. Curiale J.A., Curtis J.B. Organic geochemical applications to the exploration for source-rock reservoirs – A review // Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. – 2016. – V. 13. – P. 1–31.
4. Demirbas A. Conversion of oil shale to liquid hydrocarbons // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2016. – V. 38. – № 18. – P. 2698–2703.
5. Peng P., Morales Izquierdo A., Hogg A., Strausz O.P. Molecular structure of Athabasca asphaltene: sulfide, ether, and ester linkages // Energy and Fuels. - 1997. - V. 11. - P. 1171 - 1187.
6. Wood D.A., Hazra B. Characterization of organic-rich shales for petroleum exploration & exploitation: A review-Part 2: Geochemistry, thermal maturity, isotopes and biomarkers // Journal of Earth Science – 2017. – V. 28. – № 5. – P. 758-778.

РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ОЧИСТКИ ОТРАБОТАННОГО ТРИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Б.В. Пушнов

Научный руководитель - доцент И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сырой углеводородный газ содержит конденсат, воду с растворенными в ней солями, вызывающие коррозию, образование гидратов и конденсатных пробок, препятствующих нормальной транспортировке газа. В связи с этим важнейшим процессом обеспечения безгидратного и безконденсатного режима транспортирования газа является его осушка абсорбционным способом.

Основной проблемой эксплуатации установок абсорбционной осушки газа является загрязнение абсорбента солями, высококипящими тяжелыми углеводородами, продуктами коррозии и термического разложения гликоля, компрессорным маслом [1]. Применение загрязненного гликоля снижает качество осушки газа, увеличивает потери гликоля из-за вспенивания, скорость коррозии трубопроводов и оборудования, что приводит к увеличению эксплуатационных затрат [2].

По своему происхождению компоненты, загрязняющие триэтиленгликоль, можно разделить на примеси, попадающие в установку осушки вместе с газом (частицы глины и песка, соли, тяжелые углеводороды, компрессорное масло) и образующие шлак черного цвета, и продукты разложения и окисления триэтиленгликоля, возникающие в процессе эксплуатации [1]. Отсюда следует, что примеси можно предупреждать путем использования сепараторов с высокой степенью разделения фаз, а также фильтров тонкой очистки насыщенного гликоля [5]. Однако, как показывает производственный опыт, их применение недостаточно для предотвращения загрязнения гликоля.

В процессе регенерации гликоли подвергаются воздействию высоких температур. При достижении определенной температуры, меньшей температуры кипения чистых растворов, гликоли вследствие термической нестабильности начинают разлагаться [3]. В связи с этим из гликоля не могут быть полностью выделены высококипящие тяжелые углеводороды в процессе регенерации. Их накопление в гликоле приводит к образованию эмульсии, осаждаемой в виде пленки на поверхности жаровых труб испарителя блока регенерации. Под действием высоких температур происходит разложение пленки. Образующиеся при этом кислоты вызывают коррозию оборудования, а продукты коррозии, накапливаясь в гликоле, усугубляют вышеописанные процессы [3].

Шлам, образующийся из продуктов разложения гликоля и тяжелых углеводородов, может забивать теплообменники, внутренние устройства абсорберов и фильтров. Забивание контактных элементов абсорберов приводит не только к их износу, но и к ухудшению массообмена между газом и гликолем, уменьшению перепада давления на установке, снижению общей эффективности процесса осушки. Кроме того, уменьшение проходного сечения внутренних устройств абсорбера из-за их забивания приводит к увеличению скорости газового потока, что, в свою очередь, способствует вспениванию гликоля и его потерям из технологической системы.

Накопление солей существенно снижает коррозионную стойкость технологического оборудования. Соли откладываются на жаровых трубах испарителей установок регенерации гликоля, в рекуперативных теплообменниках, на фильтрах [4].

Изменения в триэтиленгликоле отчетливо проявляются уже через непродолжительный период эксплуатации. Вначале бесцветный, гликоль приобретает коричневую окраску, а спустя примерно 1000 часов становится темно-черным. Черный шлам начинает образовываться через 200–300 часов. После этого гликоль все

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

больше и больше мутнеет, его консистенция заметно меняется. Спустя приблизительно 2500 часов наступает образование геля и наблюдается повышение вязкости [6].

С целью экономии ресурсов и сокращения загрязнения окружающей среды необходимо сократить до минимума расход гликоля. Для сокращения эксплуатационных затрат, а также загрязнения окружающей среды необходимо продление срока службы гликоля путем его комплексной очистки.

Для оценки влияния примесей на абсорбционную способность триэтиленгликоля и для разработки оптимального способа его очистки с использованием методов газовой хроматографии/масс-спектрометрии, прямого масс-спектрометрического анализа, элементного анализа, титриметрии, фотоколориметрии, рентгенофлуоресцентной спектрометрии был определен компонентный состав регенерированного абсорбента. В триэтиленгликоле выявлено наличие диэтиленгликоля, этиленгликоля, гексаэтиленгликоля, краун-эфиров, монометиловых эфиров, моноэтиловых эфиров, формальдегида, ацетальдегида, кетонов, муравьиной и уксусной кислот, метанола, этилена, ионов железа, натрия, кальция, меди, бария, сульфид-ионов, хлорид-ионов, гидроксид-ионов, взвешенных частиц оксида железа. При выборе способа очистки рабочего абсорбента учитываются полученные результаты исследований качественного состава примесей.

Из отечественных разработок наиболее полно провести комплексную очистку гликоля позволяет процесс дистилляции (выпаривания).

Предлагаемый вариант модернизации действующей установки абсорбционной осушки газа включает в себя собственную систему регенерации ТЭГа (колонну регенерации К-1 со встроенным рекуперативным теплообменником «РТЭГ–НТЭГ», печь подогрева гликоля, аппарат воздушного охлаждения паров верха колонны, рефлюксную емкость, насосы подачи НТЭГа и орошения в колонну, вакуумный насос для создания вакуума в системе, насосы отвода с установки охлажденного в рекуперативном теплообменнике РТЭГа) и блок очистки части регенерированного гликоля).

Насыщенный ТЭГ, поступающий на регенерацию, делится на два потока. Основной поток поступает непосредственно на регенерацию – в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника, встроенного в нижнюю часть колонны регенерации К-1 для предварительного подогрева. Остальная часть потока направляется на блок очистки в качестве хладагента для конденсации паров очищенного ТЭГа и рабочей жидкости вакуум-насоса ВН-2, создающего вакуум в системе очистки (более глубокий по сравнению с вакуумом системы регенерации), после чего с более высокой температурой также поступает на регенерацию, т.е. в колонну К-1.

Основным элементом блока очистки является колонна К-2 с входящими в нее секциями: дефлегматора, массообмена и испарителя.

В качестве сырья, поступающего на очистку, используется часть горячего раствора регенерированного ТЭГа, подаваемого в колонну К-2 в испарительную секцию (под секцию массообмена).

В испарителе происходит полное испарение гликоля в условиях глубокого вакуума. Выделившиеся при этом соли и механические примеси оседают в нижней части испарителя, после чего стекают в солесборник Е. Пары ТЭГа из испарителя поднимаются вверх через массообменные тарелки, отводятся с верха колонны К-2 в колонну К-1 или конденсируются за счет охлаждения потоком холодного НТЭГа, поступающего в его межтрубное пространство.

Очищенный гликоль, имеющий более высокую по сравнению с поступающим на очистку раствором РТЭГа концентрацию, собирается на глухой тарелке, отделяющей секцию дефлегматора от массообменной, откуда часть его отбирается насосом в сборную емкость очищенного гликоля, часть может возвращаться в колонну в качестве орошения тарелок. Часть паров из вакуумного насоса ВН-2 может подаваться в испаритель колонны К-2 в качестве отпарного газа, остальные пары направляются в основную колонну регенерации К-1 в качестве сырьевого потока.

Температура в испарителе колонны очистки поддерживается за счет тепла раствора гликоля, циркулирующего через печь. Для исключения отложения солей в зоне испарения раствора предусмотрена его принудительная насосная циркуляция с обеспечением необходимых скоростей движения жидкостного потока.

Предлагаемый вариант модернизации действующей установки абсорбционной осушки газа имеет низкие капитальные затраты, не занимает больших площадей, имеет низкие энергозатраты и не требует дополнительной энергии, кроме той, что ранее потребляла собственно установка регенерации триэтиленгликоля.

Внедрение разработанной технологии в действующие установки абсорбционной осушки газа позволяет снизить эксплуатационные затраты за счет сокращения расхода триэтиленгликоля и увеличения продолжительности его эксплуатационного цикла, а также повышения надежности и эффективности оборудования установок осушки газа.

Литература

1. Жила Н. П., Ключева Э. С. Методы очистки гликолей от тяжелых углеводородов и продуктов деструкции //Обз. информ. Сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М.: ВНИИГазпром. – 1990.
2. Кильчик О. В. и др. Определение загрязнителей рабочего триэтиленгликоля, применяемого на объектах ООО «Газпром добыча Ноябрьск» //Газовая промышленность. – 2014. – №. 4. – С. 99-100.
3. Кононов А. В. и др. Определение содержания примесей и загрязняющих веществ в рабочем адсорбенте рентгенофлуоресцентным методом //Газовая промышленность. – 2014. – №. 5. – С. 93-95.
4. Онищенко О. С. и др. Анализ качественного состава примесей в триэтиленгликоле на примере объектов ООО «Газпром добыча Ноябрьск» //Газовая промышленность. – 2014. – №. 8. – С. 96-98.
5. Ридель И. А. и др. Применение инновационных материалов в системах очистки гликолей //Газовая промышленность. – 2015. – №. 6. – С. 92-94.
6. Усачев М. Н., Ефимова Ю. А., Зайцев Н. К. Определение структуры примесей в триэтиленгликоле методами ЯМР и ВЭЖХ-МС/МС высокого разрешения //Тонкие химические технологии. – 2016. – Т. 11. – №. 4. – С. 35-42.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОСБОРНЫХ ШЛЕЙФАХ ТАГУЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Б.В. Пушнов, И.М. Долганов

Научный руководитель - доцент И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При сборе, подготовке и транспортировке углеводородного газа существует проблема образования газовых гидратов – клатратных соединений газа с водой, напоминающих снег или лед. Газовые гидраты образуются в шлейфах, газосборных коллекторах, в местах врезок, установки запорно-регулирующей арматуры, в оборудовании и трубопроводах установок подготовки газа, а также в магистральных газопроводах при недостаточной осушке газа [2, 4, 7]. Гидраты уменьшают сечение труб и могут привести к их разрыву.

В условиях интенсивной разработки месторождений Ванкорского кластера, где суровый климат создает благоприятные условия для образования гидратов в газопроводах и промышленном технологическом оборудовании, задача предупреждения образования газовых гидратов в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородных газов особенно актуальна [5, 6].

Образование гидратов зависит от компонентного состава и влагосодержания газа, его плотности, давления и температуры [3,4]. Метан, этан, двуокись углерода образуют газовые гидраты I типа, а пропан и изобутан – II типа. На практике образуется та структура, давление гидратообразования которой ниже.

Возможность образования гидратов определяется температурой точки росы газа по влаге. Если значение температуры точки росы по влаге выше равновесного значения температуры гидратообразования (рисунок), гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования. Если же ее значение меньше равновесного значения температуры гидратообразования, но выше минимального значения температуры на кривой её зависимости по длине газопровода, гидраты образуются в точке росы. В случае же, когда значение температуры точки росы по влаге меньше равновесного значения температуры гидратообразования и ниже температуры на кривой её зависимости по длине газопровода, гидратообразование не происходит [3].

Способы предупреждения гидратообразования основаны на понижении температуры точки росы по влаге. Наиболее эффективным из них является ввод ингибитора гидратообразования, в качестве которого чаще всего применяется водный раствор метанола. При впрыске в поток природного газа метанол образует с парообразной и жидкой влагой спиртоводные растворы, понижая при этом точку росы газа по влаге, и тем самым предупреждая образование газовых гидратов [7].

Предупреждение гидратообразования в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородного газа требует больших эксплуатационных затрат. В среднем, на предотвращение гидратообразования затрачивается до 15–20% стоимости добычи природного газа [4]. Транспортировка метанола в труднодоступные районы Крайнего Севера увеличивает его стоимость более, чем в полтора раза [1]. Кроме того, метанол является сильным ядом, что усложняет условия его применения и требует сокращения его расхода до минимального [1]. Поэтому при проектировании объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородного газа стоит задача определения оптимального расхода ингибитора гидратообразования при заданном термобарическом режиме подготовки и транспортировки газа. Перерасход ингибитора гидратообразования приводит к неоправданным материальным затратам, а его неразумная экономия может привести к серьезной аварии, ликвидация которой обойдется значительно дороже, чем неэкономичный расход метанола. Таким образом, объем ингибитора должен превышать определенное пороговое значение. Расчет усложняется изменением во времени дебита и давления скважин, обводненности скважинной продукции и, в связи с этим, расхода, давления и температуры газа в газосборных шлейфах.

Действующий в настоящее время нормативно-технический документ [8] устанавливает общие правила и порядок расчета норм расхода ингибитора гидратообразования. Для расчета требуемого расхода метанола используются графический, аналитический, графоаналитический и экспериментальный способы, основанные на определении температуры гидратообразования и количества метанола, требуемого для ее снижения [8].

При расчете норм расхода ингибитора гидратообразования при заданном термобарическом режиме в схеме газосборных сетей выделяются зоны возможного гидратообразования и предусматриваются точки ввода ингибитора, а также «защищаемые» точки, безгидратный режим которых обеспечивает защиту от гидратообразования на всем технологическом участке. Задача состоит в расчете минимально необходимого расхода в каждой точке ввода метанола и концентрации метанола, достаточной для предотвращения гидратообразования в защищаемой точке [8, 9].

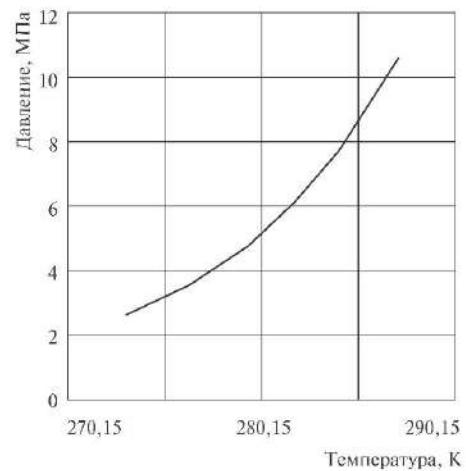


Рис. 1 Равновесные условия гидратообразования природного газа

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Графический метод определения условий гидратообразования природных газов различного состава, содержащих до 50% сероводорода, разработанный Бейли и Вишертом, не учитывает в явном виде наличие этана, диоксида углерода и изобутана. Содержание диоксида углерода и этана в газовой фазе в графическом методе учитывается косвенно за счет влияния на относительную плотность газовой смеси. Погрешность графического метода Бейли и Вишера по температуре гидратообразования составляет $\pm 1,5$ °C [8].

Для расчета равновесных условий гидратообразования многокомпонентных газовых смесей (трехфазные равновесия «газ – вода – гидрат» и «газ – лед – гидрат») ВНИИГАЗ разработал упрощенную инженерную методику, имеющую погрешность, равную $\pm 1,0$ °C [8].

Результаты расчетов, проведенных в программах Pipesim и UniSim показывают несоизмеримо большой результат.

В результате расчета получается величина удельного теоретического расхода ингибитора для обеспечения технологического процесса. На практике расходы ингибитора гидратообразования значительно превышают расчетные значения, что связано с неучтенными условиями течения многофазных сред, неоднородностью распределения фаз в потоке, кинетическими закономерностями распределения ингибитора по фазам, а также с неучтенными эксплуатационными потерями ингибитора. С этой целью в расчеты вводится коэффициент запаса на неучтенные факторы, который определяется статистическим методом. На начальный период нормирования принимается значение 1,25, которое затем уточняется мере получения, накопления и анализа статистических данных [8]. Норма расхода метанола определяется как произведение расчетного удельного расхода метанола на коэффициент запаса. Также при расчете задают завышенный расход либо путем увеличения концентрации отработанного ингибитора задают на 5–10 % выше минимально допустимой, либо путем увеличения расчетного значения расхода ингибитора на 15–25 %, либо приводят допущение, что температура начала гидратообразования в расчетной точке на 1,5–2 градуса ниже фактической [4].

Литература

1. Ахметшин Б.С., Дьяконов А.А., Файзулин А.Д. и др. Система автоматического предупреждения образования гидратов в шлейфах газоконденсатных месторождений Крайнего Севера // Наука и техника в газовой промышленности, 2009. – № 1. – С. 69–77.
2. Грицишин Д. Н. и др. Технологии предупреждения гидратообразования в промышленных системах: проблемы и перспективы // Газохимия. – 2009. – №. 6 (10).
3. Истомин, В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В. А. Истомин, В. Г. Квон. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 508 с.
4. Мельников, В. Б. и др. Сбор и переработка газа и газового конденсата. Техногенные газогидраты: Учебное пособие – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. – 77 с.
5. Пушнов Б.В., Самойленко В.Ф. Выбор оптимальной системы сбора, подготовки и транспорта газа Тагульского месторождения // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : Сборник материалов Международной научно-практической конференции молодых ученых – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2017. – С. 90–96.
6. Пушнов Б.В., Самойленко В.Ф. Разработка технологических схем подготовки газа месторождений Ванкорского кластера // Молодая нефть : материалы Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли / Сиб. федер. ун-т, Ин-т нефти и газа. – Красноярск: СФУ, 2018. – С. 123–124.
7. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 473 с.
8. СТО Газпром 3.1-3-010-2008 Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром». – Введ. 03.03.2009. – Москва : Газпром экспло, 2009. – 46 с.
9. Чеботарев В. В. Расчеты основных показателей технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: учеб. пособие. – 3 изд. перераб. и доп. / В. В. Чеботарев. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2007 – 408 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕТОНАЦИОННЫХ СВОЙСТВ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

Н.Д. Радченко, А.М. Карпова

Научный руководитель - доцент М.А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс получения современного моторного топлива представляет собой смешение прямогонных фракций с продуктами вторичных процессов нефтепереработки, индивидуальными углеводородами и добавками. Все более жесткие требования к качеству приводят к расширению ассортимента и усложнению состава добавок. Интенсивно разрабатываются методы получения моторных топлив из альтернативного сырья, которое также отличается по составу и свойствам от моторного топлива, полученного переработкой углеводородов.

Способность к воспламенению/детонации – одна из важнейших характеристик моторного топлива, которая количественно выражается октановым числом (ОЧ) или цетановым числом (ЦЧ). Надежное экспериментальное определение этих величин – трудоемкий процесс, требующий сложного оборудования и значительных затрат времени. Интерес к исследованию, расчету и прогнозированию этих показателей для сложных смесей, которыми являются современные моторные топлива, непрерывно растет [1, 3].

ОЧ и ЦЧ по своему обратнопропорциональны, их связь установлена для топливных фракций различного происхождения и индивидуальных углеводородов [2, 4]. Однако, практически отсутствуют методы, количественно описывающие влияние добавок на октановое и цетановое числа и методы расчета этих величин для альтернативного

топлива и /или его компонентов. Это затрудняет прогноз эффективности использования фракций различного происхождения и индивидуальных соединений в качестве компонентов моторного топлива; делает более длительным и трудоемким процесс разработки оптимальных рецептур топливных композиций.

Цель данного исследования – разработка методов расчета ОЧ и ЦЧ моторных топлив различного состава, в т.ч. и с добавками, повышающими детонационную стойкость.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- выполнен анализ адекватности существующих методов расчета;
- выполнено экспериментальное исследование свойств с различными типами добавок (спирты, эфиры, индивидуальные углеводороды, азотсодержащие соединения);
- разработаны корреляции ОЧ-ЦЧ для различных групп соединений и бензиновых фракция различного происхождения;
- разработан метод определения ОЧ смешения для топливных композиций с октаноповышающими добавками разных типов.

Для бензиновых фракций выполнено экспериментальное определение плотности, молекулярной массы, анилиновой точки, коэффициента преломления, фракционного, группового и индивидуального составов и ОЧ по моторному и исследовательскому методам.

Перечень использованных в исследовании добавок представлен в таблице 1.

Таблица 1

Октаноповышающие добавки

| Добавка | Интервал концентраций |
|----------------------------------|-----------------------|
| Толуол | 5 – 15 % |
| Этанол | 2 – 5 % |
| Амиловый спирт | 4 – 10 % |
| Изоамиловый спирт | 4 – 10 % |
| Изобутанол | 4 – 10 % |
| Этиленгликоль | 4 – 10 % |
| Метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ) | 5 – 15 % |
| Монометиланилин (ММА) | 0,8 – 1 % |

Получены корреляции ОЧ-ЦЧ для компонентов автомобильных бензинов и топливных композиций. Максимальную адекватность (степень достоверности аппроксимации) показала формула: $OЧМ = (105,9 - ЦЧ) / 0,94$, где ЦЧ – цетановое число.

Даны рекомендации по использованию различных методов расчета ЦЧ. Результаты прогноза с использованием полученного соотношения представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расчета

| Формула | $ЦЧ = 0,85 * П + 0,1 * Н - 0,2 * А$ | $OЧМ = (105,9 - ЦЧ) / 0,94$ | ОЧМ эксп. | Расхождение |
|---------|-------------------------------------|-----------------------------|-----------|-------------|
| Проба 1 | 51,49 | 57,88 | 59,31 | 2,41 |
| Проба 2 | 53,46 | 55,79 | 59 | 5,45 |
| Проба 3 | 55,34 | 53,79 | 55 | 2,21 |
| Проба 4 | 56,31 | 52,76 | 52 | 1,45 |

где П, Н, А – содержание в топливе соответственно парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, масс. %.

Установлены закономерности изменения ОЧ смешения в зависимости от массового содержания добавки. Результаты частично представлены на рис. 1 – 3.

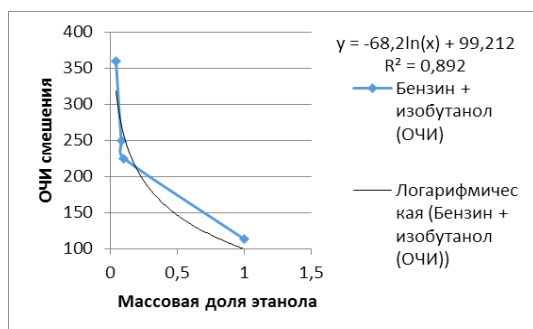


Рис. 1 Зависимость ОЧИ смешения изобутанола от его массовой доли

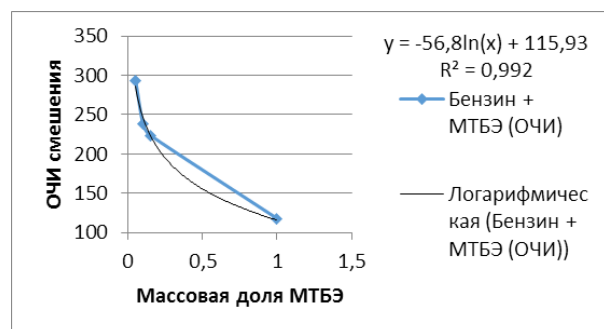


Рис. 2 Зависимость ОЧИ смешения МТБЭ от его массовой доли

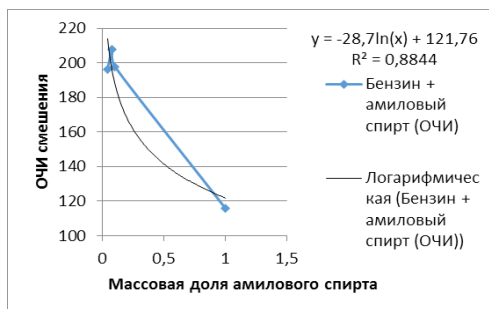


Рис. 3 Зависимость ОЧИ смешения амилового спирта от его массовой доли

Полученные результаты позволяют прогнозировать ОЧ топливных смесей, основываясь на корреляции ЦЧ-ОЧ. Это дает возможность целенаправленно вести поиск новых компонентов и добавок, получать оптимальные рецепты на ограниченном наборе экспериментальных данных.

Литература

1. Janecek D. et al. Investigation of cetane number and octane number correlation under homogenous-charge compression-ignition engine operation/ Proceedings of the Combustion Institute Jan 1, 2017, Vol. 36 Issue 3, 3651.
2. William E. Morris, Method relates diesel cetane, octane ratings. Oil & Gas Journal – 2007.
3. Yanowitz J. et al. Compendium of Experimental Cetane Numbers – 2014.
4. Батоева Ч. А. и др. Разработка методов расчета октановых чисел смешения.
5. Самборская // Химия и химическая технология в XXI веке : материалы XIX Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л. П. Кулёва, 21-24 мая 2018 г., г. Томск. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — [С. 347-348].

ВЛИЯНИЕ ПРИСАДКИ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МОДЕЛЬНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Е.А. Саврасова, И.В. Литвинец

Научный руководитель - старший научный сотрудник И.В. Прозорова

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г.Томск, Россия

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений сопровождается высокой обводненностью и утяжелением углеводородного состава добываемых нефтей, что приводит к образованию стойких водонефтяных эмульсий. Добыча и транспорт подобных водонефтяных эмульсий до пунктов сбора и подготовки нефти осложняются их повышенной вязкостью и интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений. Это приводит к снижению эффективности работы всего нефтепромыслового оборудования, включая эксплуатационную скважину, насосные системы и трубопровод [4].

Перспективным направлением предотвращения подобных осложнений является использование ингибирующих и депрессорных полимерных присадок [1,2]. Однако современный спектр промышленных форм присадок ориентирован на перекачку товарной (обезвоженной) нефти. В связи с этим актуальными являются исследования по влиянию полимерных присадок на структурно-механические характеристики водонефтяных эмульсий различного состава.

В качестве объектов исследования использовали искусственно приготовленные водонефтяные эмульсии. Дисперсионная среда эмульсий – высокопарафинистая модельная система на основе нефти Игняненского месторождения, содержащая 7 % (мас.) нефтяного парафина (табл. 1); дисперсная фаза – дистиллированная вода, содержание которой варьировалось от 10 до 40 % (мас.).

Таблица 1

Характеристика модельной системы на основе нефти Игняненского месторождения

| Содержание, % мас. | | | Температура застывания (T _з), °С |
|--------------------|-------|------------|--|
| Масла (Парафины) | Смоли | Асфальтены | |
| 92,0 (7,0) | 7,9 | 0,1 | +15,0 |

Для приготовления водонефтяных эмульсий использовали перемешивающее устройство ПЭ-0118 мощностью 150 Вт, с частотой вращения вала мешалки – 3000 об./мин., время перемешивания – 10 минут. Модельную нефтяную систему и дистиллированную воду предварительно термостатировали при температуре 20 °С. Полученные эмульсии выдерживали в течение 24 часов при температуре 20±2 °С в целях стабилизации физико-химических свойств.

В качестве полимерной присадки к водонефтяным эмульсиям выбрана присадка-1 на основе полиалкилметакрилата C₁₆-C₂₀, модифицированного додециламином. Присадку-1 готовили растворением полимера в толуоле в концентрации 50 % (мас.), которую добавляли в эмульсии в концентрации 0,05 % (мас.).

Действие присадки на структурно-механические свойства полученных водонефтяных эмульсий оценивали по следующим параметрам: температура застывания (T_z) водонефтяных эмульсий, которую определяли с помощью измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов (ИНПН) «Кристалл»; количество АСПО, которое оценивали по методу «холодного стержня», рассчитывая степень ингибирования (I), как разность между массой осадка при добавлении присадки ($m_{исх}$) и исходной массой осадка ($m_{исх}$), отнесенной к $m_{исх}$ и выраженной в процентах; реологические параметры водонефтяных эмульсий, полученные с помощью программируемого реометра BROOKFIELD DV-III ULTRA.

Согласно результатам исследования (табл. 2), с увеличением содержания водной фазы, температура застывания эмульсий по сравнению с модельной системой сначала повышается, а затем постепенно снижается. При добавлении присадки-1 температура застывания модельной системы снижается на 34 °С. При появлении в модельной системе воды депрессорные свойства присадки улучшаются по сравнению с действием на исходную модельную систему, при этом максимальная депрессия температуры застывания наблюдается у 10 % эмульсии и составляет 47 °С. Увеличение содержания воды в эмульсии до 40 % (мас.) приводит к снижению эффективности действия присадки-1 приблизительно на 30 %.

Таблица 2

Влияния присадки-1 на температуру застывания и степень ингибирования модельных водонефтяных эмульсий с различным содержанием воды

| Массовая доля воды, % (мас.) | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| T_z исходная, °С | +15,0 | +18,0 | +14,0 | +12,0 | +11,5 |
| T_z в присутствии присадки-1, °С | -19,0 | -29,0 | -25,6 | -26,5 | -21,0 |
| Степень ингибирования I, % | 72,7 | 85,2 | 79,4 | 76,8 | 66,5 |

Аналогично проявляется ингибирующая способность присадки-1: в диапазоне от 10 до 30 % воды степень ингибирования осадкообразования эмульсий выше в среднем на 5-10 %, по сравнению с исходной модельной системой. Однако увеличение содержания воды в эмульсии до 40 % приводит к снижению ингибирующей способности присадки на 6 %.

Необходимо подчеркнуть, что наиболее сильно влияние на вязкость жидкостей оказывает температура. Поэтому для проектирования процессов добычи и транспорта крайне необходимо изучение теоретических и практических особенностей влияния температуры на вязкость водонефтяных эмульсий. Исследование влияния температурного фактора на вязкость модельных водонефтяных систем проводили при сдвиговой скорости 1 с^{-1} , при которой разрушение структуры системы минимально. Согласно диффузионной теории вязкости [3], для исследования структурированности движущихся жидких фаз используется уравнение:

$$\eta = A e^{\frac{E_{акт}}{RT}},$$

где η - динамическая вязкость; A - предэкспоненциальный коэффициент; $e^{\frac{E_{акт}}{RT}}$ - доля «активных» молекул в реакционной смеси, сильно изменяющихся с температурой; $E_{акт}$ - энергия активации вязкого течения – это энергия, необходимая для преодоления сил межмолекулярного взаимодействия между движущимися фрагментами (ассоциатами, сложными структурными единицами и т.д.) при сдвиговом слоистом течении; R - универсальная газовая постоянная; T - абсолютная температура. Энергию активации вязкого течения определяли по тангенсу угла наклона касательной к кривой зависимости вязкости жидкости от температуры в логарифмических координатах.

Анализ значений энергии активации вязкого течения показал наличие двух фазовых переходов, связанных с кристаллизацией парафиновых углеводородов (ПУ) при снижении температуры и образовании прочной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа. Согласно результатам исследования при появлении водной фазы в нефтяной системе и с увеличением ее содержания возрастают значения энергии активации вязкого течения по сравнению с исходной модельной системой.

Таблица 3

Значения энергии активации вязкого течения модельной системы и водонефтяных эмульсий на ее основе

| Массовая доля воды, % (мас.) | Значения энергии активации ($E_{акт}$), кДж/моль | | | |
|------------------------------|--|------------|------------|---------------|
| | Без присадки | | | С присадкой-1 |
| | $E_{акт1}$ | $E_{акт2}$ | $E_{акт3}$ | |
| 0 | 38,2 | 561,6 | 153,8 | 55,8 |
| 10 | 40,6 | 748,7 | 157,7 | 36,2 |
| 20 | 40,0 | 887,3 | 159,4 | 41,3 |
| 30 | 44,0 | 848,0 | 161,2 | 42,7 |
| 40 | 47,5 | 737,5 | 167,6 | 47,0 |

Использование присадки-1 приводит к изменению процесса кристаллизации ПУ исследуемых модельных систем, что сопровождается смещением температур фазовых переходов в область более низких температур. В исследуемом температурном интервале не обнаружено фазовых переходов, поэтому определено одно значение энергии активации вязкого течения для всех исследуемых модельных систем. В присутствии присадки-1 энергия

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

активации водонефтяных систем незначительно снижается. Присадка-1 проявляет максимальную эффективность действия в системах с 10 % (мас.) содержанием воды.

Таким образом, установлено, что использование присадки-1 приводит к улучшению структурно-механических характеристик исследуемых модельных водонефтяных эмульсий. Максимальная эффективность присадки-1 проявляется в системах, содержащих 10 % (мас.) водной фазы. Эффективность действия полимерных присадок напрямую связана с их растворимостью. Присадка-1 обладает амфифильными свойствами, следовательно, ее растворимость при появлении воды не ухудшается, а становится только лучше, поэтому и ее эффективность ее действия в эмульсиях увеличивается.

Литература

1. Bing Wei. Recent advances on mitigating wax problem using polymeric wax crystal modifier // Journal of petroleum exploration and production technology. – Canada, 2015. – № 5. – P.391-401.
2. Агаев С. Г. О механизме действия ингибиторов парафиновых отложений // Материалы всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири». – 2007. – Т.1. – С. 219-222.
3. Евдокимов И.Н. Особенности вязкого течения жидких сред со смолисто-асфальтовыми веществами // Химия и технология топлив и масел. – 1999. – № 6. – С. 32 – 34.
4. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. – М.: Техника, 2000. – 336 с.

МОДИФИКАЦИЯ АТАКТИЧЕСКОГО ПОЛИПРОПИЛЕНА ОКИСЛЕНИЕМ

И.Н. Сбитнев, С.О. Савичева, И.А. Ляшко

Научный руководитель - доцент О.В. Ротарь

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Полиолефины относятся к химически стойким полимерам. Однако, при повышенных температурах третичные углеродные атомы в полипропилене обладают повышенной чувствительностью к действию кислорода. Несмотря на такой недостаток окисление полиолефинов является одним из направлений модификации полимеров [1].

Реакции окисления атактического полипропилена (АПП) могут осуществляться по трем направлениям:

1) без разрыва углеродной цепи;

2) окисление проходит по двойным связям с образованием гидроксильных и карбонильных групп;

3) возможно окисление по двойным и одинарным связям с разрывом углеродной цепи (связь С-Н в АПП наиболее слабая) [2,3].

Окисление АПП проводилось в расплаве при 150°C кислородом воздуха (табл. 1). Скорость подачи кислорода составляла:

$$0,0035 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с}$$

Окисленный АПП выделялся из реакционной массы, после чего определялись следующие характеристики: температура размягчения, молекулярная масса и кислотное число (коэффициент кислотности).

Окисление в расплаве сопряжено с трудностями подачи воздуха и поддержания температуры. Поэтому дальнейшее окисление проводилось в растворах. Выбор растворителей для проведения жидкофазного окисления подбирался в зависимости от растворимости АПП и ИПП в них и температуры кипения растворителей.

Таблица 1

Окисление АПП в расплаве во времени от количества пропущенного кислорода

| Время окисления, ч | Количество O ₂ , л | Карбонильное число, мг/г |
|--------------------|-------------------------------|--------------------------|
| 1,0 | 3,5 | 0,50 |
| 1,5 | 5,0 | 0,67 |
| 2,0 | 6,6 | 0,80 |
| 3,0 | 10 | 0,84 |
| 4,0 | 13 | 0,83 |
| 5,0 | 16 | 0,92 |
| 6,0 | 20 | 1,13 |

В последующем окисление АПП проводилось в гептане при 90°C, окислителями, приведенными в таблице 4.

В качестве окисляющих веществ используются перуксусная, трифторперуксусная кислоты, которые получали при реакции 30% пероксида водорода и соответствующей карбоновой кислоты. Пербензойную кислоту получали окислением бензойной кислоты 70%-ной перекисью водорода.

Наиболее сильным окислителем АПП является, судя по карбонильному числу, пертрифторуксусная кислота (табл. 2).

Для создания активных центров цепи АПП подвергали дополнительно облучению УФ-светом в течение 10 минут. Полученные данные представлены в таблице 3.

Таблица 2

Окисление АПП различными окислителями

| Окислитель | Карбонильное число, мг КОН/г | T _{разм.} , °C |
|---|------------------------------|-------------------------|
| KMnO ₄ (перманганат калия) | 0,14 | 80-82 |
| CH ₃ CO ₃ H (перуксусная кислота) | 0,22 | 80 |
| CF ₃ CO ₃ COOH (пертрифторуксусная кислота) | 1,78 | 70-75 |
| Пербензойная кислота | 0,956 | 80 |
| 30% H ₂ O ₂ (перекись водорода) | 0,775 | 105 |
| O ₂ (кислород воздуха, 4 часа) | 1,13 | 85 |

Идентификацию окисленных образцов АПП проводили с помощью ИК-спектроскопии. В ИК-спектре появляется малой интенсивности полоса поглощения при 1720 см⁻¹, что соответствует поглощению карбоксильной группы. Кроме того, наблюдается широкая полоса поглощения при 3300 см⁻¹, свидетельствующая о появлении гидроксильной группы. Полосы поглощения деформационных колебаний при 887, 898 и 971 см⁻¹ свидетельствуют о присутствии большого количества винильных и винилиденовых двойных связей. Деформационные колебания метильных групп проявляются в области 1375 см⁻¹ [4].

Таблица 3

Окисление облученного АПП различными окислителями

| Окислитель | Карбонильное число, мг КОН/г | T _{разм.} , °C |
|---|------------------------------|-------------------------|
| KMnO ₄ (перманганат калия) | 0,456 | 80-82 |
| Перуксусная кислота | 0,23 | 80 |
| Пертрифторуксусная кислота | 2,54 | 70-75 |
| Пербензойная кислота | 1,17 | 80 |
| 30% H ₂ O ₂ (перекись водорода) | 0,556 | 105 |
| O ₂ (кислород воздуха, 4 часа) | 1,63 | 85 |

Морфология полимера существенно влияет на процесс диффузии и растворения кислорода, который в полиолефинах чаще всего происходит в аморфных областях. Исходя из этого окисление ИПП проходит с меньшей скоростью по сравнению с АПП, являющимся чисто аморфным полимером. Кроме того, температура расплава составляла больше 150°C, полимер изменил цвет, наблюдалось усиленное газовыделение и возникла трудность в организации барботажа.

Окисление АПП происходит по радикально-цепному механизму в жидкой фазе. На первой стадии образуются гидропероксиды. На второй стадии гидропероксиды при разложении под действием повышенной температуры образуют гидроксильные и карбонильные группы.

Таким образом, по мере накопления в полимере перекисных соединений скорость окислительной деструкции увеличивается вследствие низкой энергии связи -O-O-, которая составляет 150 кДж/моль.

Механические свойства полиолефинов в значительной степени определяются структурой полимера, поэтому окисление в аморфных областях приводит к снижению прочностных характеристик. Основное влияние на свойства оказывают реакции, вызывающие изменение молекулярной массы и молекулярно-массового распределения полимеров, а именно – реакции обрыва цепи и сшивания. Эти изменения снижают физико-механические характеристики.

Молекулярную массу окисленного полипропилена (М) определяли методом вискозиметрии. Значение [η] получали экстраполяцией прямых к нулевой концентрации. Применяя эмпирическое уравнение Куна-Марка-Хувинка, выражающее зависимость приведенной вязкости от К и α, определяется молекулярная масса исходного и окисленного АПП.

В составе АПП по данным заводского регламента может содержаться до 30% изотактической формы полипропилена. Окисление аморфно-кристаллического полимера происходит в аморфной области, поэтому происходит повышение температуры размягчения, окисленного АПП по сравнению с изначальным полимером.

Таблица 4

Значения молекулярных масс исходного и окисленных образцов АПП

| № п/п | Карбонильное число, мг/г | [η] | М |
|-------|---|-------|-------|
| 1 | 0 (исходный АПП) | 0,635 | 56000 |
| 2 | 1,63 (кислород воздуха) | 0,60 | 50000 |
| 3 | 0,556 (30% H ₂ O ₂ перекись водорода) | 0,31 | 20000 |
| 4 | 1,17 (пербензойная кислота) | 0,28 | 17000 |
| 5 | 2,54 (пертрифторуксусная кислота) | 0,11 | 5000 |

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Окисленный атактический полипропилен (ОАПП) предназначен для нефтехимической и резинотехнической отраслей промышленности с целью получения продуктов с улучшенными вязкостными, смазывающими, термоокислительными, антиоксидантными свойствами [5].

Модификация АПП путем окисления позволяет в значительной мере изменить свойства базового полимера, регулировать его эксплуатационные и технологические свойства.

Литература

1. Вольфсон С.А. Полипропилен и концепция жизненного цикла полимера // Пластические массы. – 1995. – № 5. – С. 3.
2. Гохман Л.М., Шемонаева Д.С., Степоян И.В., Титова Е.Н. Применение атактического полипропилена для улучшения свойств битумов и асфальтобетонов//Автомобильные дороги. – 1990. – № 8. – С. 11-13.
3. Нехорошева А.В. Атактический полипропилен и некристаллические полимеры пропилена: получение, строение, свойства и применение. — Ханты-Мансийск: Полиграфист, 2008. — 130 с.
4. Семенович Г.М., Храмова Т.С. Справочник по физической химии полимеров. Том 3. ИК и ЯМР спектроскопия полимеров. – Киев: Наукова думка, 1985. 589 с.
5. Morini G., Balbontin G., Klusener P., Fild A.A. Pat. 6716939 USA. Components and catalysts for the polymerization of olefins / 12.05.2004. Date of Patent 21.03.2005.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕРЕРАБОТКИ ПРОДУКТОВ АЛКИЛИРОВАНИЯ

А.А. Солопова, И.М. Долганов, М.А. Пасюкова

Научный руководитель - научный сотрудник И.О. Долганова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование и оптимизация технологии получения компонентов производства синтетических моющих средств (СМС), производимых на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), безусловно, требует особого внимания, что обуславливается постоянным ростом потребления СМС в мире.

Линейные алкилбензолсульфонаты (ЛАБС) являются основным компонентом производства СМС, получаемые при сульфировании линейного алкилбензола (ЛАБ) [1] в многотрубном пленочном реакторе.

В процессе сульфирования происходит накопление высоковязкого компонента, образованию которого способствуют ароматические соединения, содержащиеся в сырье. По мере его накопления нарушается равномерность течения пленки в реакторе, замедляется диффузия SO_3 в органическую фазу, что приводит к ухудшению качества продукта [2, 3]. При достижении критической концентрации высоковязкого компонента в трубке реактора производится ее промывка водой. Таким образом, отслеживание накопления высоковязкого компонента необходимо для поддержания качества продукта на требуемом уровне. Компьютерная моделирующая система позволяет прогнозировать длительность межпромывочного цикла в реакторе.

Целью данной работы является исследование влияния толщины пленки в реакторе сульфирования на основные параметры процесса, такие как выход АБСК, несulfированного остатка в продуктовом потоке и динамика накопления высоковязкого компонента в течение межпромывочного цикла.

Расчеты производились на разработанной компьютерной моделирующей системе процесса сульфирования ЛАБ в многотрубном пленочном реакторе на основе нестационарной математической модели при допущении о режиме идеального вытеснения. При расчетах использовались данные с действующей установки сульфирования.

Для анализа был выбран межпромывочный цикл длительностью 20 дней. На рис. 1 представлена динамика накопления высоковязкого компонента при варьировании толщины пленки в реакторе от 0,5 мм до 10 мм.

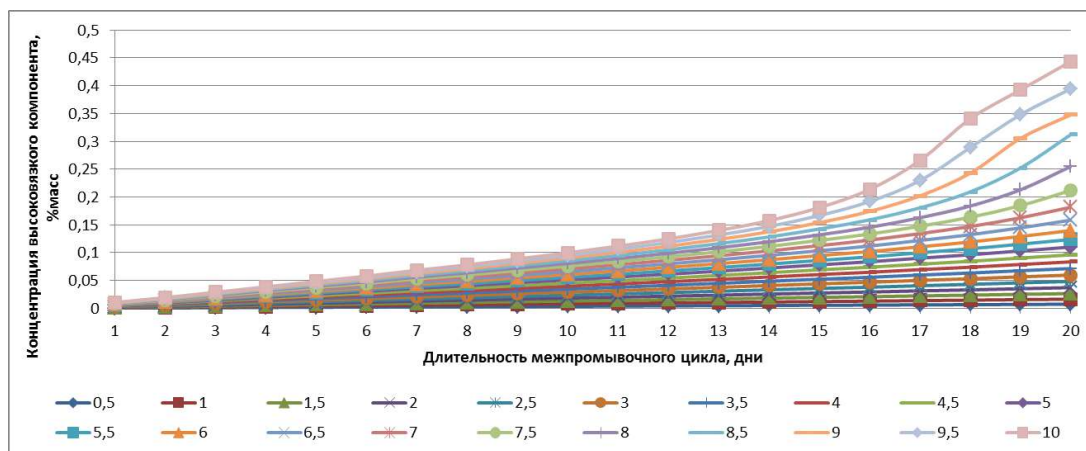


Рис. 1 Динамика накопления высоковязкого компонента

Как видно из графика, при увеличении толщины пленки в реакторе возрастает концентрация высоковязкого компонента. Это объясняется тем, что при увеличении толщины пленки затрудняется диффузия молекул SO_3 по

толщине пленки и реакция происходит только на ее поверхности. Непрореагировавший компонент – несulfурированный остаток способствует образованию высоковязкого компонента.

Таким образом, при толщине пленки 1 мм концентрация высоковязкого компонента на последний день межпромывочного цикла составляет 0,016 % масс., при 5 мм – 0,014 % масс., а при 10 мм – 0,049 % масс. Установленная с помощью расчета по математической модели накопления высоковязкого компонента в течение реальной продолжительности межпромывочного цикла критическая концентрация высоковязкого компонента составляет 0,034 % масс. достигается при толщине пленки 1,66 мм.

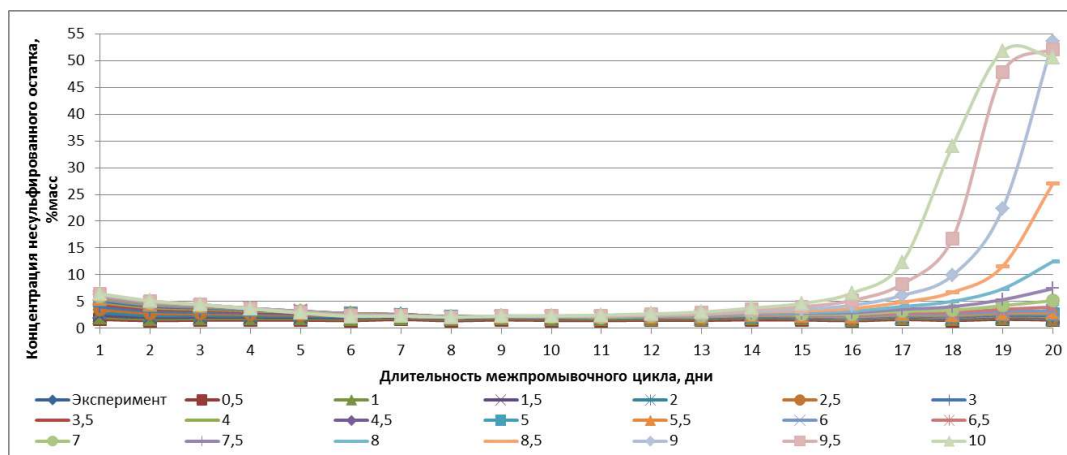


Рис. 2 Динамика изменения экспериментальных и расчетных долей несulfурированного остатка

При увеличении толщины пленки образование несulfурированного остатка растет. Причем при увеличении толщины пленки от 0,5 до 7 мм концентрация несulfурированного остатка не превышает 5 % масс. При дальнейшем увеличении толщины пленки до 7,5 мм происходит резкий рост до 7,4% масс., а при 8 мм - 12,4 % масс.

При увеличении толщины пленки концентрация АБСК снижается вследствие образования большего количества несulfурированного остатка, что негативно сказывается на качестве выходного потока.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

Динамика изменения экспериментальной и расчетной массовых долей ключевых компонентов и их зависимость от толщины пленки говорит об адекватности модели.

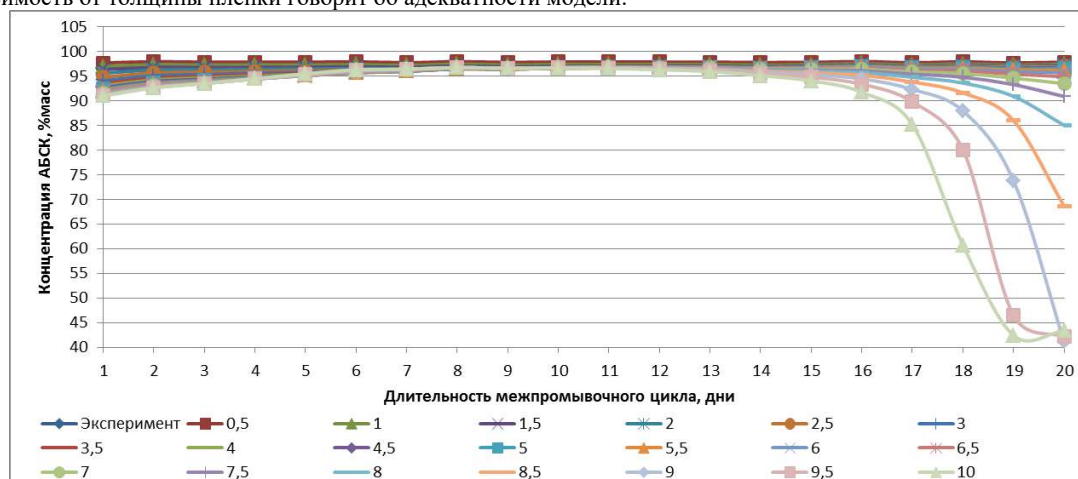


Рис. 3 Динамика изменения экспериментальных и расчётных долей АБСК

Увеличение толщины пленки в реакторе негативно влияет на продолжительность межпромывочного цикла и образование целевого компонента. При увеличении толщины пленки увеличивается образование высоковязкого компонента и уменьшается доля АБСК.

Литература

1. Баннов, П.Г. Процессы переработки нефти. / П.Г. Баннов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим. - 2001. – 625 с.
2. Dolganova I. O., Dolganov I. M., Vasyuchka K. A. Formation of highly viscous component in linear alkylbenzenes sulphonation reactor and its effect on product quality [Electronic resorces] // Petroleum and Coal. - 2016 - Vol. 58 - №. 2. - p. 247-252.
3. Dolganova I.O., Dolganov I.M., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N. Alkylaromatics in Detergents Manufacture: Modeling and Optimizing Linear Alkylbenzene Sulfonation / Journal of Surfactants and Detergents. - 2018 - Vol. 21 - №. 1. - pp. 175-184

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ**

Д.В. Соснина

Научный руководитель - научный сотрудник Н.С. Белинская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследования, связанные с производством дизельного топлива и внедрением новых технологий, являются наиболее востребованными в России. В первую очередь это связано с географическим положением и климатическими особенностями России [2]. Наиболее оптимальным способом получения зимнего и арктического топлива с экономической и практической точки зрения является процесс каталитической депарафинизации, который позволяет получать дизельные топлива или масла с очень низкой температурой застывания [3,4].

Исследование процесса каталитической депарафинизации на компьютерной моделирующей системе, разработанной в Томском политехническом университете, позволяет установить закономерность изменения основных параметров дизельного топлива, их влияние друг на друга, на состав и качество дизельного топлива [1].

В качестве исходных данных для исследования процесса каталитической депарафинизации с помощью компьютерной моделирующей системы были использованы экспериментальные данные сырья двух различных составов (табл. 1). Поскольку закономерность изменения свойств дизельного топлива аналогична для сырья двух составов, расчёт будем проводить для сырья-1.

Таблица 1

Состав сырья процесса каталитической депарафинизации

| Компонент | Сырьё-1 | Сырьё-2 |
|---------------------------------|---------|---------|
| Н-парафины | 14,50 | 20,50 |
| Н-парафины | 0,60 | 0,69 |
| Олефины | 1,98 | 1,09 |
| Нафтены | 39,25 | 32,44 |
| И-парафины | 24,23 | 24,23 |
| Многоароматические углеводороды | 18,32 | 18,82 |
| Полиароматические углеводороды | 1,12 | 1,23 |

Компьютерная моделирующая система позволила исследовать влияние изменения температуры и давления в заданных пределах на содержание н-парафинов в продукте, выход дизельного топлива и изменение ПТФ (пределной температуры фильтруемости) при постоянных технологических параметрах (табл. 2).

Таблица 2

Технологический режим работы, используемый для расчетов на компьютерной моделирующей системе

| Параметр | Значение-1 | Значение-2 |
|---------------------------------|------------|------------|
| Температура в реакторе, °С | 320÷360 | 340 |
| Давление, МПа | 7,0 | 6,0÷8,0 |
| Расход сырья, м ³ /ч | 280 | 280 |
| ВСГ, м ³ /ч | 20000 | 20000 |

В ходе исследования было установлено, что повышение температуры в диапазоне от 320 °С до 360 °С (с шагом 10 °С способствует уменьшению содержания н-парафинов и выхода продукта, а также понижению ПТФ (табл. 3, рис. 1).

Таблица 3

Влияние температуры на процесс каталитической депарафинизации для состава сырья-1

| Температура, °С | Н-парафины, % | ПТФ, °С | Выход продукта, % |
|-----------------|---------------|---------|-------------------|
| 320 | 13,87 | -26 | 85,9 |
| 330 | 13,17 | -28 | 84,2 |
| 340 | 12,14 | -32 | 81,7 |
| 350 | 10,72 | -37 | 78,4 |
| 360 | 8,99 | -43 | 74,6 |

При повышении температуры процесса происходит понижение содержание н-парафинов, что обусловлено увеличением скорости целевой реакции гидрокрекинга (т.е. большее количество парафинов подвергается реакции гидрокрекинга при увеличении температуры).

Понижение ПТФ при повышении температуры процесса можно объяснить прямой зависимостью между ПТФ и содержанием н-парафинов. Таким образом, при уменьшении числа н-парафинов, ПТФ также уменьшается.

С увеличением температуры процесса уменьшается выход продукта (дизельного топлива).

Это связано с тем, что чем выше температура процесса, тем большее количество парафинов превращается в короткоцепочечные парафины бензиновой фракции в реакции крекинга.

Влияние повышения давления на процесс каталитической депарафинизации происходит по аналогии с влиянием температуры. Все исследуемые параметры дизельного топлива (содержание н-парафинов, выход продукта, ПТФ) при увеличении давления также уменьшаются (табл. 4, рис. 2).

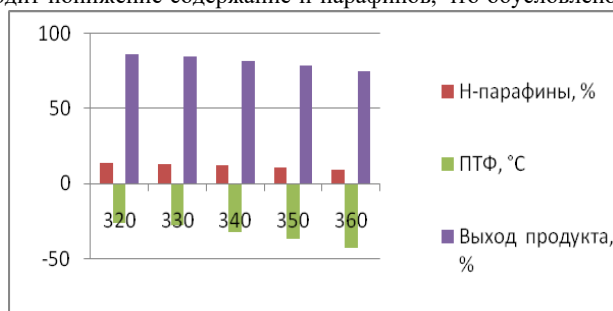


Рис. 1 Зависимость состава, свойств и выхода ДТ от температуры процесса

Таблица 4

Влияние давления на процесс каталитической депарафинизации для состава сырья-1

| Давление, МПа | Н-парафины, % | ПТФ, °С | Выход продукта, % |
|---------------|---------------|---------|-------------------|
| 6,0 | 12,51 | -30 | 82,7 |
| 6,5 | 12,32 | -31 | 82,2 |
| 7,0 | 12,14 | -32 | 81,7 |
| 7,5 | 11,95 | -33 | 81,2 |
| 8,0 | 11,77 | -33 | 80,7 |

Как и повышение температуры, повышение давления приводит к увеличению скорости целевой реакции гидрокрекинга. Соответственно большее количество н-парафинов подвергается этой реакции и их содержание уменьшается. А уменьшение содержания н-парафинов является причиной понижения ПТФ. При повышении давления также происходит незначительное уменьшение выхода продукта.

Таким образом, с использованием компьютерной моделирующей системы было исследовано влияние изменения температуры и давления на изменение состава, низкотемпературных свойств и выхода дизельного топлива в процессе каталитической депарафинизации.

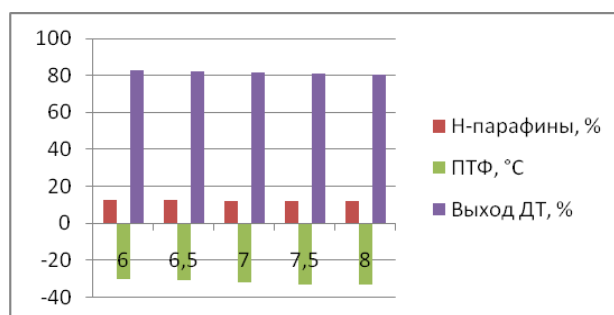


Рис. 2 Зависимость состава, свойств и выхода ДТ от давления в системе

Литература

1. Белинская Н.С., Францина Е.В., Иванчина Э.Д., Луценко А.С., Афанасьева Д.А. Нестационарная математическая модель процесса каталитической изодепарафинизации дизельных топлив // Мир нефтепродуктов. – 2018. – № 12. – С. 25-32.
2. Богданов И.А., Алтынов А.А., Белинская Н.С., Киргина М.В. Исследование влияния состава прямогонных дизельных топлив на эффективность действия низкотемпературных присадок // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2018. – № 11. – С. 37-42.
3. Груданова А.И., Хавкин В.А., Гуляева Л.А., Сергиенко С.А., Красильникова Л.А., Мисько О.М. Перспективные процессы производства дизельных топлив для холодного и арктического климата с улучшенными экологическими и эксплуатационными характеристиками // Мир нефтепродуктов. – 2013. – №12. – С. 3-5.
4. Киселёва Т.П., Алиев Р.Р., Посохова О.М., Целютина М.И. Каталитическая депарафинизация: состояние и перспективы. Часть 1 // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2016. – № 1. – С. 3-4.

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРОЦЕССОВ ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ТЯЖЁЛОГО НЕФТЯНОГО
СЫРЬЯ**

А.Д. Стреляев, П.И. Зырянова, К.Б. Кривцова

Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В связи с истощением запасов лёгкого углеводородного сырья, которое является основным источником нефтяной промышленности, в мире остро стоит вопрос о вовлечении в переработку нетрадиционных источников углеводородов. В первую очередь это касается высоковязких нефтей и природных битумов. Мировые запасы тяжёлой нефти значительно превышают запасы традиционных нефтей и по данным 2018 г. составляют около 4 трлн. барр. [4].

Вовлечение тяжёлого сырья в переработку требует модернизацию имеющихся схем и разработку новых технологий, обеспечивающих максимальный выход целевого продукта – лёгких дистиллятов. Проблема переработки тяжёлых нефтей не нова, но по-прежнему остаётся актуальной. На данный момент на российских НПЗ до сих пор нет приемлемых технологий переработки тяжёлых нефтей, которые могли бы обеспечить достаточно эффективные технико-экономические показатели при переработке тяжёлых видов сырья.

Основными проблемами при добыче и переработке таких нефтей являются их реологические свойства такие как низкая текучесть, высокие показатели вязкости и плотности, осложняющие процесс транспортировки сырья, а так же осаждение высокомолекулярных компонентов на стенках скважин и трубопроводов без возможности регенерации данных сооружений [2].

Смолисто-асфальтеновые вещества, которые являются основными высокомолекулярными компонентами нефти, играют решающую роль в выборе пути переработки тяжёлого углеводородного сырья, поэтому изучение процессов их взаимодействия в нефтяных системах является важным вопросом при выборе процессов облагораживания углеводородного сырья [1,3].

Целью данной работы является исследование поведения асфальтеновых агрегатов и влияния растворителя на структуру выделенных смолисто-асфальтеновых веществ.

Для проведения исследования в качестве объектов выбраны прямогонный мазут и тяжёлая нефть Их физико-химические характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические характеристики объектов исследования

| Показатели | Объект | |
|--|-------------|-------------------|
| | Сырая нефть | Мазут прямогонный |
| Плотность, кг/м ³ | 837,8 | 934,2 |
| Кинематическая вязкость, мм ² /с: | | |
| при 20 °С | 4,6582 | 384,7 |
| при 50 °С | 2,8937 | 169,5 |
| Содержание серы, % мас. | 0,397 | 0,542 |
| Массовая доля асфальтенов, % мас. | 2,57 | 2,76 |
| Массовая доля смол, % мас. | 3,84 | 9,85 |

Осаждение асфальтенов проводили в 40-кратном избытке выбранного лёгкого растворителя, в котором растворяли навеску образца. В качестве растворителей использовались н-пентан, н-гексан, н-гептан. Производили измерения массы колбы с раствором в течении 24 часов. Значение массы фиксировали в первые секунды образования агрегатов и по истечении 5 минут, 30 минут, 60 минут, 24 часов.

При наблюдении образования асфальтеновых агрегатов была отмечена скорость осаждения, размер частиц, образующихся в первые секунды взаимодействия навески образца и растворителя, и размер частиц (визуально) асфальтенов по прошествии суток.

При взаимодействии пентана с навеской образца происходит образование крупных, хлопьевидных структур, которые равномерно распределялись по всему объёму маточного раствора. Образование агрегатов происходит в первые секунды. Также было отмечено изменение массы колбы с раствором, что связано с начальной стадией самоструктурирования асфальтеновых агрегатов. Спустя полчаса частицы, постепенно осаждаясь, равномерно заполнили дно колбы. Агрегаты, будучи изначально большими хлопьями, плавающими в растворе, осев на дно колбы, превратились в мелкодисперсные частицы.

При взаимодействии н-гексана и навески образование агрегатов происходило немного медленнее, нежели с н-пентаном. Первые агрегаты образовывались в течении 30 секунд. Однако, стоит заметить, что размер образовавшихся агрегатов, был меньше. Далее происходило самоструктурирование асфальтеновых частиц, которые с течением времени становились меньше. За 30 минут эксперимента часть частиц опустилась на дно колбы, а часть оставалась во взвешенном состоянии в растворе. После 60 минут эксперимента визуально было отмечено укрупнение агрегатов, большая часть частиц находилась на дне колбы в осадке, а часть оставалась в растворе. После 24 часов было отмечено, что частицы, находящиеся в растворе, имели больший размер, чем осадившиеся.

Взаимодействие н-гептана с навеской не приводило к образованию асфальтовых агрегатов в первые секунды, как в случаях, описанных выше. Образование частиц при взаимодействии мазута и растворителя происходило в течении первых 5 минут, а при взаимодействии н-гептана с навеской сырой нефти – лишь в течении 30 минут. В случае с нефтью агрегаты были крупные и равномерно распределились по всему объёму раствора. Из мазута образовывались мелкодисперсные асфальтовые агрегаты.

По истечении 24 часов производили выделение асфальтенов по «холодному» методу Гольде. Смолы экстрагировали на аппарате Сокслета. Внешний вид смолисто-асфальтовых веществ представлен на рисунке 1.

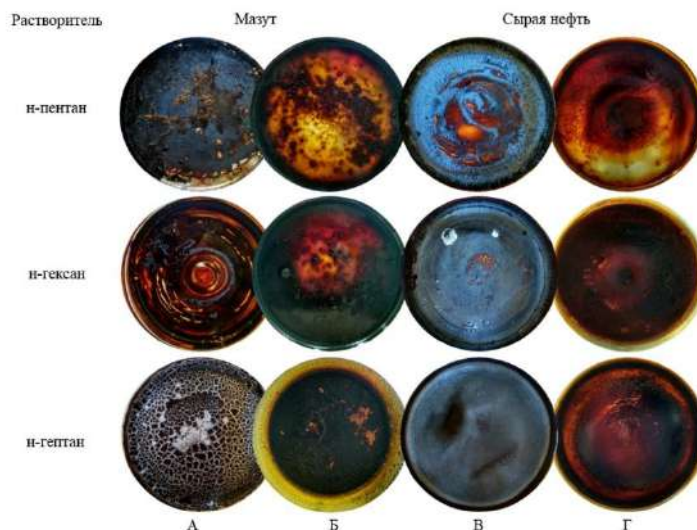


Рис. 1 Внешний вид асфальтенов (А, В) и смол (Б, Г), выделенных с помощью различных растворителей-осадителей

Выделенные асфальтены имели нативную, игольчатую структуру и характерный металлический блеск. Цвет образцов варьировался от тёмно-коричневого до чёрного, что может свидетельствовать о возможности взаимного осаждения смол и асфальтенов, а также об адсорбции смол на поверхности асфальтенов. Данные эксперимента представлены в таблице 2.

Таблица 2

Экспериментальные данные выделения смолисто-асфальтовых веществ

| | Сырая нефть | | | Мазут | | |
|--------------------------------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | Гептан | Гексан | Гептан | Пентан | Гексан | Гептан |
| Масса навески, г | 2,03 | 2,03 | 2,02 | 2,02 | 2,02 | 2,03 |
| Объём растворителя, мл | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 |
| Асфальтены | | | | | | |
| Масса асфальтенов, г | 0,0351 | 0,0408 | 0,0311 | 0,0507 | 0,0527 | 0,0365 |
| Содержание асфальтенов, % мас. | 1,74 | 2,01 | 1,54 | 2,51 | 2,61 | 1,80 |
| Смолы | | | | | | |
| Масса смол, г | 0,1112 | 0,1358 | 0,1393 | 0,1273 | 0,1861 | 0,2274 |
| Содержание смол, % мас. | 5,50 | 6,69 | 6,90 | 6,30 | 9,21 | 11,20 |

Была выявлена зависимость между скоростью образования, оседания, самоструктурирования асфальтовых агрегатов и растворителем, которым осуществляется осаждение. При взаимодействии образца с более низкомолекулярным растворителем процесс образования ассоциатов протекает быстрее. Полученные образцы асфальтенов имеют различные структуры, что свидетельствует о существовании различных фракций данных компонентов нефти. Отмечено, что с увеличением молекулярной массы растворителя уменьшается массовое количество выделенных асфальтенов, а количество смол – увеличивается.

Литература

1. Qiao P., Tchoukov P. Fractionation of Asphaltenes in Understanding Their Role in Petroleum Emulsion Stability and Fouling // Energy and Fuels. 2017. Т. 31. № 4. С. 3330-3337.
2. Баландин Л.Н., Елашева О.М. Исследование и подбор растворителей АСПО // Булатовские чтения. 2017. Т. 2. С. 23-26.
3. Певнева Г.С., Воронецкая Н.Г. Взаимное влияние смол и масел нефти Усинского месторождения на направленность их термических превращений // Нефтехимия. 2017. Т. 57. № 4. С. 479-486.
4. Чигарев Б.Н. Тяжёлая нефть: некоторые аспекты библиометрического анализа для выявления перспективных научных исследований // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2018. № 8. С. 32-39.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА И СТРУКТУРЫ УГЛЕВОДОРОДОВ, ВХОДЯЩИХ В
СОСТАВ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ, НА ЭНТАЛЬПИЮ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

А.А. Сычева, М.В. Майлин, Е.В. Францина

Научный руководитель - научный сотрудник Е.В. Францина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России самым используемым видом топлива для двигателей внутреннего сгорания является дизельное топливо, производство которого ежегодно значительно возрастает. Причиной роста потребления дизельного топлива в России является увеличение численности легковых автомобилей с дизельным двигателем внутреннего сгорания и обновлением парка грузовых автомобилей и автобусов, среди которых дизельные составляют 98% и 62,5%. [4].

Дизельное топливо – это образующаяся энергия при сгорании, поэтому одним из основных требований к дизельным топливам является способность давать максимальный тепловой эффект при сгорании. При горении органического топлива, содержащегося в нем углеводороды окисляются кислородом, выделяя значительное количество теплоты. В конечном итоге тепловые, химические и технические характеристики природного энергоносителя оказывают определяющее влияние на энергетические и экономические показатели целесообразности его использования. [5]

Теплотворная способность дизельных топлив зависит от состава и структуры углеводородов, входящих в их состав, которая в свою очередь определяется энтальпией их горения. Поскольку энтальпии горения зависят от энтальпий образования отдельных углеводородов различного состава и строения, в том числе наличия двойных и ароматических связей, гетероатомов, линейности, разветвленности или степени их окисленности. В связи с этим актуальной является задача оценки количественного значения энтальпий образования отдельных углеводородов, входящих в состав дизельных фракций, а также влияния их состава и структуры на тепловые характеристики при горении в условиях двигателя.

Для количественной оценки энтальпий образования используются различные методы: метод сжигания в калориметрической бомбе, справочные данные, квантово-химические методы. Недостатком первых является то, что они не позволяют оценить указанные характеристики в условиях двигателя (температура около 2000°C и давлении 50 атм), поэтому в настоящей работе для этих целей был использован квантово-химический метод расчета, реализованный в программном пакете Gaussian. Данные методы позволяют, в частности, рассчитывать энтальпии образования различных углеводородов при энергетических и физико-химических характеристиках углеводородов как в основном, так и в возбужденном состоянии и получать теоретическую информацию об энергии и свойствах молекул. [1, 6]

Целью данной работы является расчет энтальпии образования углеводородов различного состава и строения квантово-химическим методом DFT (базис B3LYP 3-21G) в условиях дизельного двигателя ($t=2000^\circ\text{C}$, $p=50$ атм.) и оценка влияния состава и структуры углеводородов на полученные значения.

Объектом исследования стали молекулы нормальных парафинов, нафтенов и аренов с длиной цепи от C_{10} до C_{20} , содержащихся в дизельных фракциях. Расчеты проводили методом DFT (базис B3LYP 3-21G) на программе Gaussian в условиях дизельного двигателя при $t=2000^\circ\text{C}$, $p=50$ атм. Результаты расчетов представлены на рисунках 1-3 для парафинов, нафтенов и аренов соответственно.

С увеличением длины цепи в ряду нормальных парафиновых углеводородов, значение энтальпии образования увеличивается с 924 МДж/моль для C_{10} до 2058 МДж/моль для C_{20} , а их отрицательные значения свидетельствуют о том, что образовании их молекул энергия выделяется. Для замещенных нафтенов и аренов наблюдается аналогичная линейная зависимость энтальпии образования от длины алкильного заместителя (рис. 2, 3 соответственно). При этом значения энтальпий образования для нафтенов меняются от 1024 МДж/моль для C_{10} до 2049 МДж/моль для C_{20} и для аренов от 1014 МДж/моль для C_{10} до 2059 МДж/моль для C_{20} . Данные зависимости имеют линейный характер и могут быть описаны уравнениями, указанными на рисунках 1, 2, 3.

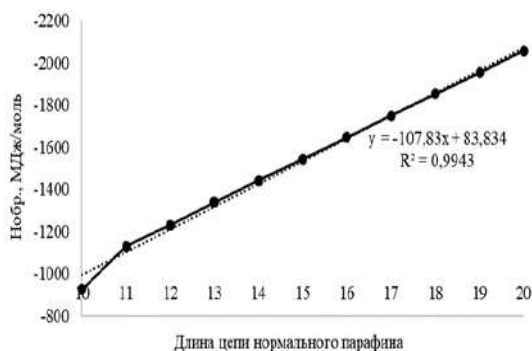


Рис. 1 Зависимость энтальпии образования нормальных парафинов от длины цепи

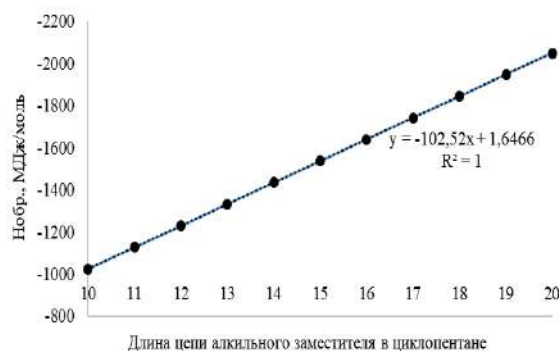


Рис. 2 Зависимость энтальпии образования нафтенов от длины цепи алкильного заместителя

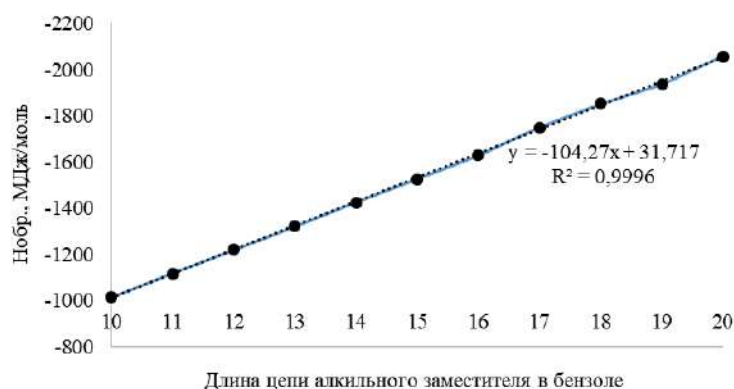


Рис. 3 Зависимость энтальпии образования аренов от длины цепи алкильного заместителя

Полученные результаты свидетельствуют о том, что для углеводородов с одинаковым количеством атомов углерода в алкильной цепи, но различного гомологического ряда, значения энтальпий образования примерно одинаковы. Это позволяет сделать вывод о преобладающем влиянии состава углеводородов по сравнению с их структурой на значение теплового эффекта сгорания дизельных фракций в условиях двигателя.

Полученные результаты позволяют сделать выводы о том, что:

1. В ряду парафинов, замещенных нафтенных и аренов теплота образования молекул углеводородов с увеличением длины цепи возрастает практически в два раза и имеет линейный характер.
2. Тепловой эффект сгорания дизельной фракции будет возрастать с ростом количества тяжелых углеводородов в ее составе.
3. Состав углеводородов, входящих в дизельные фракции, выраженный через количество атомов углерода и водорода вносит значительно больший вклад в значение энтальпии образования молекулы по сравнению с его структурой.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (Проект № 18-79-00095) в Национальном исследовательском Томском политехническом университете в рамках Программы повышения конкурентоспособности Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Литература

1. Аминова Р.М. Поверхности потенциальной энергии молекулярных систем. Квантово-химические методы анализа поверхности потенциальной энергии. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 109 с.
2. Бурюкин Ф.А. Улучшение качества низкосаляствующих дизельных топлив в процессе каталитической гидродепарафинизации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2014. – С. 14–22.
3. Гуцин С.Н., Зайнуллин Л.А., Казяев М.Д., Юрьев Б.П., Ярошенко Ю.Г. Топливо и расчеты его горения учебное пособие. – Екатеринбург: Уральский государственный технический университет, 2007. – 105 с.
4. Кузора И.Е., Дубровский Д.А., Черепанов В.Д., Дьячкина С.Г. Использование среднестиллятных продуктов вторичной переработки нефти для увеличения производства дизельного топлива ЕВРО // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2016. – № 3. – С. 18-24.
5. Попкова О. С., Файзуллина А.И. Определение параметров для эффективного горения малосернистого мазута // Научный журнал Кубанский государственный аграрный университет. – 2017. – № 132. – С. 101-105.
6. Серба П.В., Мирошниченко С.П., Блинов Ю.Ф. Квантово-химические расчеты в программе GAUSSIAN по курсу «Физика низкоразмерных структур». – Таганрог: Изд-во Таганрогского технологического института Южного Федерального университета, 2012. – 100 с.

ИЗУЧЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

А.М. Темирболат, А.А. Алтынов

Научный руководитель - аспирант А.А. Алтынов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Российская Федерация является одним из лидеров в отрасли производства моторных топлив и крупнейшим их экспортером. Объемы производства моторных топлив постоянно увеличиваются, что вынуждает производителей искать новые источники сырья и рационализировать производство. Целью данной работы является исследование свойств стабильного газового конденсата, а также оценка возможность его использования в качестве смесового компонента при производстве высокооктановых бензинов.

Стабильный газовый конденсат (СГК) – смесь жидких углеводородов (C_{5+}), получаемая в качестве продукта на газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождениях, является ценным сырьевым продуктом [5].

Основными показателями качества автомобильного бензина, к которым предъявляются строгие требования, согласно ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия» [1], являются: содержание серы, плотность, вязкость, фракционный состав, октановое число, содержание ароматических и олефиновых углеводородов.

В ходе работы был исследован образец СГК, полученный с одного из нефтяных месторождений Западной Сибири. Для исследуемого образца были определены следующие показатели: содержание серы, плотность, фракционный и групповой составы.

Результаты определения содержания серы в образце СГК и его плотности представлены в таблице 1. Плотность образца СГК была определена с помощью вискозиметра Штабингера в соответствии с методикой, представленной в ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости» [2].

Таблица 1

Содержание серы и плотность образца СГК

| <i>Содержание серы, мг/кг</i> | <i>Плотность при 15 °С, г/см³</i> |
|-------------------------------|--|
| 17 | 674 |

Результаты по содержанию серы, представленные в таблице 1, свидетельствует о возможности применения СГК в качестве смесового компонента для производства автомобильных бензинов 4-го экологического класса (содержание серы согласно требованиям [1] для 4-го экологического класса бензина – не 50 мг/кг). Плотность исследуемого образца СГК близка к плотности автомобильных бензинов (согласно требованиям [1], плотность автомобильных бензинов должна быть в диапазоне 725-780 кг/м³).

Результаты определения фракционного состава исследуемого образца СГК приведены в таблице 2.

Таблица 2

Фракционный состав образца СГК

| <i>Объём, %</i> | <i>T, °С</i> |
|-----------------|--------------|
| н.к. | 29 |
| 10 | 43 |
| 20 | 46 |
| 40 | 56 |
| 50 | 61 |
| 60 | 66 |
| 70 | 77 |
| 80 | 85 |
| 90 | 95 |
| 95 | 103 |
| к.к. | 117 |

Из данных, представленных в таблице 2, следует, что фракционный состав исследуемого образца СГК имеет значения, близкие к фракционному составу прямогонных бензинов, которые широко используются при производстве товарного автомобильного бензина в качестве смесовых компонентов.

Для определения углеводородного состава образца СГК был проведен его хроматографический анализ на хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000», согласно методике, представленной в ГОСТ Р 52714-2007 «Бензины автомобильные. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии» [3].

Групповой углеводородный состав образца СГК отражен в таблице 3.

Из полученных результатов, следует, что в СГК преобладают такие группы углеводородов, как n-парафины, изопарафины и нафтены.

Для расчета таких параметров СГК как октановое число по исследовательскому методу (ОЧИ), октановое число по моторному методу (ОЧМ) и давление насыщенных паров (ДНП) была использована компьютерная моделирующая система «Compounding» [4]. Результаты расчета представлены в таблице 4.

Таблица 3

Групповой углеводородный состав образца стабильного газового конденсата

| Группа углеводородов | Содержание в образце, % об. |
|----------------------------|-----------------------------|
| н-парафины | 40,64 |
| и-парафины | 38,25 |
| нафтены | 19,35 |
| олефины | 1,14 |
| ароматические углеводороды | 0,62 |

Таблица 4

Характеристики образца стабильного газового конденсата, рассчитанные с использованием компьютерной моделирующей системы «Comounding»

| Параметр | Значение |
|----------------------------|----------|
| ОЧИ | 66,40 |
| ОЧМ | 63,22 |
| ДНП, кПа | 71,36 |
| Содержание веществ, % об. | |
| бензол | 0,17 |
| ароматические углеводороды | 0,62 |
| олефины | 1,14 |

Исходя из полученных результатов, можно заключить, что использование СГК в качестве смесового компонента автомобильных бензинов является возможным. У данного сырья имеется большой запас по содержанию олефиновых, ароматических углеводородов и бензола (согласно требованиям [1], не более 18 % об., не более 35 % об., не более 1 % об. соответственно), октановые числа близки по значениям к октановым числам прямогонных бензинов, а давление насыщенных паров находится в интервале, требуемом согласно [1] (в летний период – 35-80 кПа, в зимний период – 35-100 кПа), что делает СГК перспективным компонентом при производстве автомобильных бензинов.

Литература

- ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия». М.: Стандартинформ, 2014 – 16 с.
- ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости М.: Стандартинформ, 2017 – 19 с.
- ГОСТ Р 52714-2007 Бензины автомобильные. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200050070> (дата обращения 25.05.2018 г.).
- Киргина М.В., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Чеканцев Н.В., Кравцов А.В., Фан Ф. Компьютерная программа для оптимизации процесса компаундирования высокооктановых бензинов // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – № 1. – С. 12-18.
- Neftegaz.RU [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: https://neftegaz.ru/tech_library/view/4024-Gazovyj-kondensat., свободный. – Дата обращения 15.01.2019 г.

ПОЛИМЕТИЛМЕТАКРИЛАТНЫЙ ОПТОД ДЛЯ ТВЕРДОФАЗНО-СПЕКТРОФОТОМЕТРИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

А.В. Хачковский

Научный руководитель - профессор М.А. Гавриленко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ингибиторы коррозии, широко применяемые для защиты технологического оборудования в современной нефтедобывающей промышленности, позволяют уменьшить долю производственных затрат на его ремонт и замену [2]. При осуществлении транспортировки нефти по трубопроводному транспорту появляется необходимость быстро и простым способом получать информацию о содержании и количестве искоемых веществ. Определяемыми веществами выступают ингибиторы коррозии, которые дают возможность защитить нефтедобывающее оборудование от контакта с агрессивными средами. Для отслеживания количества применяемых ингибиторов требуется экспресс определение их содержания на месте отбора пробы. На практике подобные определения проводят путем концентрирования малых количеств веществ, не редко используя сорбционные методы [1].

В отечественной и мировой практике применяют спектрофотометрические и электрохимические методы оценки содержания ингибиторов коррозии [2]. Основой электрохимических методов анализа является измерение скорости окислительного процесса стандартных веществ, поэтому их применение сопряжено с использованием специализированного лабораторного оборудования [1]. Спектрофотометрические методы являются более гибкими, однако их применение тоже сопряжено с пробоподготовкой и необходимостью применения лабораторного оборудования [2]. Предлагаемый нами метод, впервые в мировой аналитической практике, позволяет проводить

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

химические реакции не в растворах, а использовать специальную твердую полимерную матрицу. Прозрачные полимерные пластинки модифицирует селективными центрами, что позволяет проводить окрашенные реакции в объеме полимерного материала, значит после модификации можно утверждать, что они сенсорами на конкретные определяемые вещества [1,2].

Данные, методы и результаты. Индикаторными веществами выступали ксантоновые и сульффтаleineиновые трифенилметановые красители. Трифенилметановые красители нашли применение в качестве реагентов для спектрофотометрии для определения азотсодержащих и фосфоразотсодержащих соединений [1], к которым относятся ингибиторы для трубопроводного транспорта. Кроме того, азотсодержащие и фосфоразотсодержащие соединения составляют большинство ингибиторов. Аналитические возможности красителей при определении ингибиторов ограничены селективностью химических реакций и влиянием мешающих ионов [2].

В качестве исследуемых реагентов выбраны 5 трифенилметановые красители сульффтаleineинового и ксантонового ряда, у которых бензольные кольца соединены кислородным мостиком. , все они хорошо изучены, доступны в чистом виде, с фосфоразотсодержащими соединениями образуют ионные ассоциаты и интенсивно поглощают в видимой части спектра, что важно для спектрофотометрического и визуального определения.

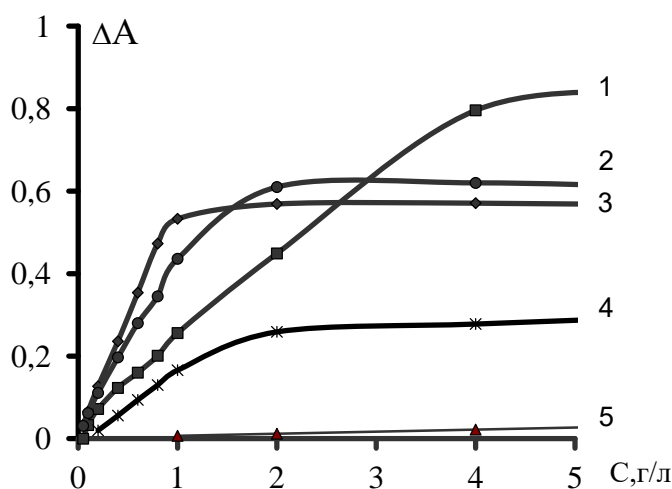


Рис. 1 Зависимость изменения величины поглощения ΔA от концентрации ингибитора и трифенилметановых красителей: 1 – Бромтимоловый синий, 2 – Родамин, 3 – Эритрозин, 4 – Бромфеноловый синий, 5 – Эозин

Дальнейшие эксперименты проводили в оптимальных условиях. Для всех трифенилметановых красителей построена зависимость величины поглощения ΔA от концентрации ингибитора в интервале концентраций 1,0 – 100,0 мг/л. В данном интервале наблюдали линейное соответствие величины ΔA с ростом концентрации ингибитора. Однако полученные зависимости прямолинейны лишь при концентрации ингибитора до 0,5 г/л. Максимальную чувствительность при определении ингибиторов в модельных растворах показывают трифенилметановые красители родамин и бромтимоловый синий.

Для визуально – тестового определения ингибиторов созданы цветовые шкалы с помощью сканирования образцов использованных для получения градуировочных зависимостей. Визуальное тест – определение проводили по методике аналогичной описанной выше, с той разницей, что после контакта с растворами ингибитора не измеряли поглощение полиметакрилатных матриц, а сравнивали их окраску с цветовой шкалой на основании чего полуколичественно устанавливали концентрацию определяемого вещества.

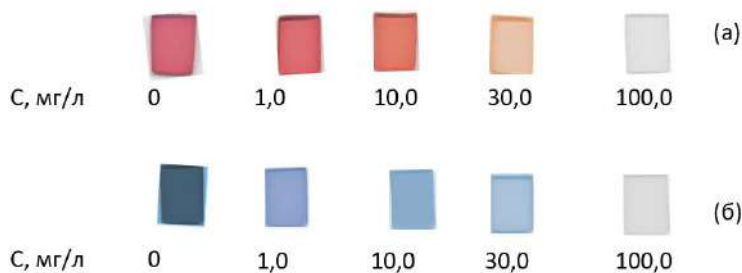


Рис. 2 Цветовая шкала для визуального определения ингибитора ИА с родамином (а) и бромтимоловым синим (б)

Заключение. Исследование поведения трифенилметановых красителей в водных растворах в присутствии ингибитора с использованием спектрофотометрических методов анализа позволило установить, что эти фотометрические реагенты вступают во взаимодействие с ингибитором с образованием ионного ассоциата. При этом наблюдаются изменения в спектрах поглощения ТФМК, обнаружен батохромный сдвиг до 30 нм полос поглощения ксантоновых красителей и изменение интенсивности поглощения полос сульфоталеинов. Отклонения уменьшаются при увеличении концентрации ТФМК.

Разработаны методики спектрофотометрического и визуального определения ИА в модельных растворах по градуировочному графику и полуколичественно цветовой шкале. Относительное стандартное отклонение не превышает 0,05, систематическая погрешность по методу «введено – найдено» не превышает 15 % с интервалом концентраций от 1 до 100 мг/л.

Литература

1. Gavrilenko N. A. Colorimetric polymethacrylate sensor // *Advanced materials research*. 2014. Vol. 880. – P. 19–24.
2. Гавриленко Н. А., Твердофазное Спектрофотометрическое Иодометрическое определение Нитрита и Селена (IV) с использованием Полиметакрилатной матрицы. // *Журнал аналитической химии*. 2017. Том. 72. – С 546–550.
3. Gavrilenko M. A., Burmetieva M.S., Gavrilenko N. A. Sorption of rhodamine into polymer block matrix // *Advanced materials research*. 2014. Vol. 1040. – P. 437–441.
4. Gavrilenko M. A. Trace determination of rhodamine and eosine in oil–water reservoir using solid–phase extraction// *Advanced materials research*. 2014. Vol. 880. – P. 276–281.
5. Gavrilenko M. A. Effect of polyethylene glycol immobilized into a polymethacrylate matrix on the sorption of rhodamine // *Procedia chemistry*. 2015. Vol. 15. – P. 21–26.
6. Gavrilenko M. A., Gavrilenko N. A., Saranchina N. V. The transparent of optical sensors PEG–PMMA on xantene dyes // *9th International Conference on Instrumental Methods of analysis*. 2015. – P. 285.
7. Gavrilenko M. A., Gavrilenko N. A., Saranchina N. V. Polymethacrylate colorimetric sensor for evaluation of total antioxidant capacity // *Procedia Chemistry*. 2014. Vol. 10. – P. 97–102.
8. Гавриленко Н.А. Колориметрические полиметакрилатные датчики // *Теоретическая и экспериментальная химия*. 2017.
9. Гавриленко Н.А., Гавриленко М.А., Саранчина Н. В. Твердофазноспектрофотометрическое определение меди(II) с использованием неокупроина, иммобилизованного в полиметакрилатной матрице // *Аналитика и контроль*. 2016. Т. 20. № 4. – С. 330–336.

Секция 14 КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ВТОРИЧНОГО СИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ

Ю.С. Саркисов

Томский архитектурно-строительный институт, г. Томск, Россия

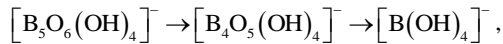
По данным ЮНЕСКО в мире ежегодно извлекается из недр до 20 тонн сырья на каждого жителя планеты. Известно, что одна треть известных в природе материалов и около 75% веса земной коры составляют силикаты, а около 17% – минералы, представленные оксидами и их гидратными соединениями.

Наша страна, пожалуй, самая богатая в мире по запасам минерального сырья. Однако до сих пор именно в России в производство вовлекается во много раз больше исходного сырья, чем выпускаемой готовой продукции. Известно, что основной причиной этого является низкая производительность труда и сравнительно низкий коэффициент полезного действия самого производства. Например, на выпуск 1 т чугуна расходуется 1,5-2 т сырья, соответственно алюминия – 3-10 т, никеля – 5-10 т, извести – 1,5-2 т, цемента – 1,4-1,7 т и т.д. Сегодня в России по ориентировочным оценкам ежегодно образуется более 3,0 млрд. тонн силикатного и оксидосодержащего сырья, которое правильно называть не отходами производства, а вторичным сырьём. Особенно это актуально для промышленности строительных материалов. Использование вторичного сырья позволяет решать не только чисто технические и экономические, но и экологические проблемы разного уровня сложности. Разработка эффективных технологий переработки вторичного силикатного сырья – важнейшая проблема современного направления. Для решения этой поистине грандиозной задачи необходимы новые идеи и подходы к использованию и модифицированию вторичного сырья. Для этого, в первую очередь, на наш взгляд, необходимо привести в соответствие с современными парадигмами естествознания, экологии и материаловедения методологию физико-химических исследований, анализа и переработки как исходного сырья, так и материалов и изделий на его основе. Со времен Д.И. Менделеева и Н.С. Курнакова была доказана справедливость зависимости свойств вещества от его состава. Методологию «состав – свойства» можно считать первой научной парадигмой материаловедения. И.В. Тананаев обратил внимание на то, что зачастую вещества одного и того же химического состава обладают совершенно различными свойствами, и причиной этого является иной тип структуры вещества. Как результат родилась новая методология: «состав-структура-свойства», которая довольно долго господствовала в материаловедении. Г.М. Самсонов предложил включить в парадигму технологию как ее неотъемлемый и принципиально важный элемент. На эффективность методологии существенное влияние оказывают используемые приборы физико-химического и технического анализов, а так же оборудование для контроля и осуществления операций на различных технологических переделах. В.И. Вернадский отмечал, что создание материалов должно осуществляться не только с учетом их свойств, но и распространенности в природе, А.Е. Ферсман обратил внимание на необходимость полного использования наиболее ценных компонентов сырья. И.П. Бардин впервые выдвинул идею, согласно которой отходы одних производств должны служить источником сырья для других. Заслуживает особое внимание работа В.А. Резниченко о перемещении сырья и материалов в едином естественнотехнологическом цикле по аналогии круговорота веществ в природе. Широкое развитие эти идеи получили в работах А.Д. Верхотурова, в которых заложены методологические основы становления и развития новой науки о материалах – материалогии. Одной из основных задач материалогии является разработка составов и технологий комплексной переработки минерального сырья для получения материалов с заданными свойствами. Э.В. Брицке, пожалуй, впервые утверждал, что технологии не должны ухудшать состояние окружающей среды. На невозможность рассмотрения создания материалов и их функционирования в отдельности от окружающей среды, когда не долговечность материала сама по себе, а долговечность системы «материал – окружающая среда», указывается в наших работах, и это положение приобретает в настоящее время особую актуальность. Обращаясь к идеям бионики, была предложена концепция неравновесного материаловедения, где определяющее значение отводится так называемому равновесно – неравновесному фактору, а так же характеру и роли кооперативных и информационных взаимодействий в системе. Таким материалам должна соответствовать методология: состав – структура – свойства – технология – организация – функция – поведение. Объединение этой методологии с последовательностью «материал – изделие – конструкция – сооружение – комплекс функционально связанных сооружений – кластер функционально связанных сооружений – техногенная и природная окружающая среда» приводит к возникновению и становлению единой глобальной методологии от состава до состояния окружающей среды.

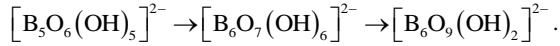
Высокая схожесть процессов, происходящих в естественных системах, например, в системе «горная порода – вода», с таковыми в искусственных системах типа «цемент – вода» подтверждает мысль, впервые высказанную еще Г.С. Франтом о зарождении новой науки – геоники, когда на основе глубокого обобщения, всестороннего изучения и использования фундаментальных геологических и геохимических знаний закономерностей формирования структур объектов естественного происхождения можно создавать технологии искусственных материалов полифункционального назначения. Формирование геоники как науки получило дальнейшее развитие в работах С. Лесовика и его школы.

Рассмотрим в качестве примера приложение знаний геохимии бора и его соединений к созданию искусственных перспективных материалов боратного твердения. Известно, что в системе $B_2O_3 - H_2O$ под воздействием ионов металлов первой группы таблицы Д.И. Менделеева образуется однотипный ряд

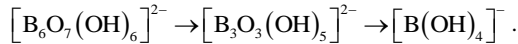
последовательно сменяющих друг друга борнокислых полианионов. При этом при обычных условиях он выражается в виде:



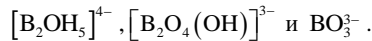
а при повышенных температурах полианионы подвергаются полимеризации и образуют стабильные фазы в ряду:



В присутствии ионов металлов второй группы также образуется аналогичный тип последовательности фаз, но в кислой области. При обычных условиях это:

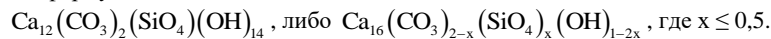


При повышенных температурах:



Эти исследования показывают, что состав и строение соединений бора чрезвычайно чувствительны к изменениям состояния системы и условий среды их образования. Это положение легло в основу разработки составов и технологии так называемых смешанных (композиционных) вяжущих боратного твердения. Вяжущие вещества боратного твердения достаточно глубоко изучены в работах: Сычева М.М., Федорова И.Ф., Чемоданова Д.И. и их сотрудников. Эти материалы востребованы промышленностью и обладают рядом особых свойств, обусловленных, прежде всего, способностью бора интенсивно поглощать нейтроны. Особый интерес в этом отношении представляют системы $BeO-B_2O_3-H_2O$, $CdO-B_2O_3-H_2O$, $PbO-B_2O_3-H_2O$ и другие, каждая из которых может быть использована для создания перспективных материалов.

Рассмотрим другой пример. Особый интерес в этой связи представляют геологические и геохимические условия генезиса и эволюции довольно редкого минерала – дефернита и его роли в формировании смешанных карбонатно-силикатных горных пород при повышенных температурах и давлениях. Дефернит может быть представлен формулами:



Дефернит встречается в скарнах в ассоциатах со следующими сопутствующими минералами: везувианом, волластонитом, андрадитом, диопсидом, кальцитом и др. Свойства дефернита приведены в таблице.

Таблица

Основные свойства дефернита

| Наименование свойств | Показатели |
|---------------------------|---|
| Место открытия | Guneyce-Ikizdere, Rize Province, Black Sea Region, Turkey |
| Год открытия | 1978 |
| Типичные примеси | Fe, Mn, Mg |
| Молекулярный вес | 521,80 |
| Параметры ячейки | A=17,860Å; b=22,775Å; c=3,658Å |
| Отношение | a:b:c=08784:1:0,16 |
| Объём элементарной ячейки | V1.487.93Å |
| Плотность (измеренная) | 2,34 – 2,5г/см ³ |
| Показатели преломления | n α =1,546; n β =1,572; n γ =1,576 |

В цементных пастах, имеющих повышенное содержание известняка, гидроксид кальция формируется в больших объемах и образует мостики между частицами порошкообразного $CaCO_3$. В отсутствие известняка, из $Ca(OH)_2$ образуются мелкие, равномерно распределенные кристаллы. В работах доказано, что гидроксид кальция из цементного теста и кальцитовый наполнитель участвуют в поверхностных реакциях, приводящих к упрочнению связей между составляющими бетона. Мета и Монтейро установили, что при взаимодействии известняка и с алитом, и с цементом в присутствии воды образуется основной карбонат кальция, являющийся аналогом природного минерала дефернита. Особый интерес представляет установленный факт получения цементного камня высокой прочности при гидратации композиционных портландцементов с карбонатными добавками в условиях тепловлажностной обработки при повышенных давлениях и температурах. Вероятно, в этих условиях скорость разложения гидрокарбонатов кальция и магния, а также гидрокарбонатных групп в составе гидратных фаз при высоком давлении минимальна, а возможные продукты разложения не могут покинуть цементный камень и участвуют в дальнейшем процессе формирования состава гидратных фаз. Известно, что в этих условиях активно образуется минерал дефернит – $Ca(OH)_2 \cdot CaCO_3 \cdot nH_2O$. Значительное количество карбонатных анионов может внедряться в структуру тоберморита. В этом случае возможно образование минерала скоутита. Высокая прочность достигается при твердении таких цементов в автоклавных условиях. В работе С.А. Антиповой был использован оригинальный прием синтеза в процессе твердения волластонита при одновременном введении в смесь добавки природного минерала волластонита. Отсутствие различий в температурном коэффициенте линейного расширения, и

высокая когезия родственных структур позволили получить высокоэффективный материал с заданным набором свойств.

Особый интерес вызывает использование отходов промышленности в производстве силикатных ячеистых бетонов. Эффективность использования промышленных отходов обусловлена также высокой долей затрат на сырье (30-40%) в структуре себестоимости силикатных ячеистых материалов. В частности, замена цемента в газобетоне другими вяжущими позволяет снизить стоимость сырьевых материалов на 8-10% при использовании смешанного известково-цементного вяжущего; на 25% – для известково-шлакового и до 80% при использовании сланцевольного.

Безусловно, возможности геоники поистине не ограничены. Подбирая технологические режимы обработки (автоклавные, гидротермальные, высокотемпературные и др.) можно направлено управлять синтезом композиции с повышенными эксплуатационными характеристиками. Геохимия каждого элемента, содержащегося в земной коре, – это источник знаний и прототип разработки новых материалов с заданными свойствами, по сути «готовая» методология создания искусственных материалов различного технического назначения.

ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВЫХ ШЛАМОВ В ИЗГОТОВЛЕНИИ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

В.Р. Галеев

Научный руководитель - профессор О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из актуальных проблем современной экологии является снижение уровня опасности при обращении с некоторыми видами отходов. Буровые шламы относятся к таким опасным отходам и представляют собой стойкие водонепроницаемые суспензии, твердая часть которых состоит из продуктов разрушения горных пород забоя и стенок скважины, продуктов истирания бурового снаряжения и обсадных труб, глинистых минералов [1]. За счет содержания токсичных компонентов буровых растворов, нефтяных углеводородов, а также тяжелых металлов, буровые шламы оказывают вредное воздействие на окружающую среду и здоровье человека, основным фактором чего является их токсичность.

Отрицательное воздействие буровых шламов определяется следующими факторами:

- токсикологическое влияние на человека и экологию;
- нефтяные углеводороды накапливаются в тканях растений и органах животных;
- содержащиеся в буровых шламах тяжелые металлы (ртуть, кадмий, свинец, мышьяк, цинк и др.) загрязняют гидросферу и изменяют физико-химические параметры воды;
- комплексное вредное воздействие, оказываемое на почву.

Нефть и ее фракции представляют собой главный токсичный агент в составе буровых шламов, скапливающийся в процессе бурения при их контакте с сырой нефтью. Согласно международным стандартам, допустимое содержание нефти в сбрасываемых буровых шламах после их очистки, должно быть не более 100 г/кг. Так же в буровых шламах содержатся различные химические соединения, применяемые для приготовления буровых растворов. В шламе содержится глина в количестве от 30 до 90 % и утяжелитель – 10-30 % [1].

В литературе описаны различные подходы к снижению вредного воздействия буровых шламов. На сегодняшний день основным и наиболее часто используемым методом утилизации буровых отходов будет их захоронение в шламовых амбарах. Для реализации этого способа буровой шлам свозится в естественные овраги, отработанные карьеры и специально вырытые котлованы, с целью их захоронения. Данный метод имеет ряд недостатков. Во-первых, буровой шлам продолжает представлять опасность для окружающей среды, хоть и в меньшей степени. Во-вторых, остается не реализованной возможность дальнейшего использования бурового шлама, в качестве вторичного материального ресурса.

С целью реализации этой возможности, в последнее время, предпочтение отдается способам переработки бурового шлама, предполагающим его дальнейшее использование. Например, применение фильтрующих оболочек (геоконтейнерная обработка). Сущность данного способа заключается в обезвоживании буровых шламов в геоконтейнерах. Геоконтейнеры представляют собой оболочки, изготовленные из фильтрующих текстильных материалов, что позволяет производить обработку шламов в одном технологическом узле. Происходящие в геоконтейнерах сложные процессы в основном определяются влиянием двух сил: силы гидростатического давления слоя шлама и капиллярной силы всасывания жидкости в межпоровое пространство. Обработываемый буровой шлам приобретает прочностные свойства грунтоподобных материалов [1]. Данный метод имеет как достоинства, так и недостатки. Достоинством переработки буровых шламов с использованием геоконтейнеров является отсутствие капитальных цехов механического обезвоживания, низкие материало- и энергозатраты. Недостатком является сложность процессов, протекающих при обезвоживании буровых шламов в фильтрующем контейнере, и трудность в их управлении.

Второй способ утилизации буровых шламов это их переработка в буролитовую смесь в шламовых амбарах непосредственно на территории кустовых площадок [7]. Использование бурового шлама в качестве основного компонента буролитовой смеси реализуется с использованием цемента, песка и карбонидного пеноизола. Исходя из степени влажности применяемого бурового шлама, состав смеси может изменяться. С добавлением компонентов в буровой шлам масса смеси будет увеличиваться, но при этом объем будет оставаться без изменений. Материал, получаемый в процессе реализации данного метода, используется для отсыпки оснований кустовых площадок, укрепления откосов дорог и рекультивации шламовых амбаров [7]. К недостаткам метода можно отнести происходящее образование большого объема продукта, который не применяется ввиду низких потребительских свойств [8].

Третьим примером переработки буровых шламов является его использование как компонента массы для получения керамзита и каталитических гранулированных материалов. Керамзит часто используется для получения керамзитно-бетонных блоков. Каталитические материалы перспективны для использования в технологии глубокой очистки сточных вод от растворенных органических веществ и в технологии переработки нефтешламов для ускорения процесса компостирования [5].

Другим примером использования буровых шламов может быть его применение в качестве техногенной добавки для стеновой керамики при производстве керамического кирпича. Добавление бурового шлама позволяет не только повысить основные технические показатели низкосортного алюмосиликатного сырья, но и дает возможность получения новых видов стеновой керамики.

Таким образом, анализ способов обезвреживания показал, что наиболее перспективным является способ переработки буровых шламов в готовый продукт. Одним из наиболее рациональных способов переработки шламов можно считать их применение в качестве сырья для строительной отрасли, которая, как известно, относится к масштабным и многотоннажным производствам [4].

Цель работы – установить принципиальную возможность использования бурового шлама в качестве компонента смеси для изготовления строительного камня, применяемого в дорожном строительстве, с получением относительно дешевого материала.

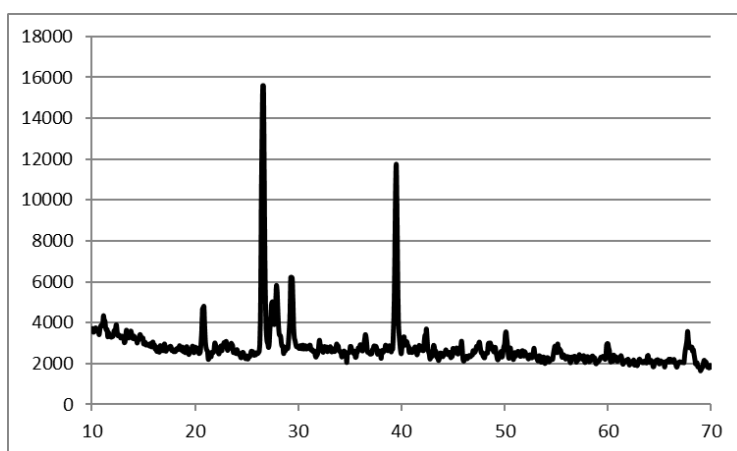


Рис. 1 Рентгенограмма исходного бурового шлама

В качестве объекта исследования выбран буровой шлам, высушенный при комнатной температуре до порошкообразного состояния (рис. 1). Первоначально шлам измельчался в шаровой мельнице с последующим добавлением цемента марки I 25,5 Б в количестве 15 % от массы шлама и 30 % песка. Далее в смесь добавляли 5 % диатомита и воду с перемешиванием и образованием удобоукладываемой массы, которую переносили в формы. Через сутки образцы извлекали и размещали в ванне с гидравлическим затвором для протекания процессов твердения в течение семи дней. Для определения прочностных характеристик было изготовлено шесть образцов

размером 10×10×10 мм. Результаты измерений основных свойств, изготовленных образцов указаны в таблице 1. Выявлено, что средняя плотность составляет 800 кг/м³, прочность при сжатии 2 МПа. Данные характеристики указывают на относительно низкую прочность образцов.

Таблица 1

Состав исходной смеси и основные характеристики образцов

| Состав исходной смеси, мас. % | | | | Количество воды, % | Прочность при сжатии, σ, МПа | Плотность, ρ, кг / м ³ |
|-------------------------------|-------|--------|----------|--------------------|------------------------------|-----------------------------------|
| шлам | песок | цемент | диатомит | | | |
| 50 | 30 | 15 | 5 | 76 | 2 | 800 |

В результате проведенных экспериментов на основе бурового шлама получен материал, который, однако имеет низкую механическую прочность, что требует корректировки исходного состава. При применении данного материала в строительстве и укреплении внутри промышленных дорог его прочность должна соответствовать требованиям ГОСТ 23558-94, а именно достигать значения не меньше 10 МПа. Это в свою очередь позволит сохранять дороги с неоднородным и неустойчивым составом грунта. Учитывая, что материал состоит из материалов неорганического происхождения, а токсичные составляющие переходят в твердое нерастворимое состояние, продукт в перспективе можно рассматривать как экологически безопасный для окружающей природной среды, по сравнению с исходными буровыми отходами, которые относятся к третьему классу опасности. Это позволит снизить их вредное влияние как на окружающую среду, так и на здоровье людей, непосредственно занятых в данной области.

Литература

1. Васильев А.В., Тупицына О.В. Экологическое воздействие бурового шлама и подходы к их переработке // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2014. – Т. 16. – № 5. – С. 308 – 313.
2. Гурьева В.А., Дорошин А.В., Андреева Ю.Е. Стеновая керамика на основе низкосортного алюмосиликатного сырья и техногенных добавок // Промышленное и гражданское строительство. – 2017. – № 11. – С. 55 – 60.
3. Использование отходов бурения для строительного материала, пригодных для рекультивации шламовых амбаров на месторождении ООО "ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_22304866_91661050.pdf, свободный – (29.03.2019).

4. Минигазимов Н.С. Нефтьшамы – резерв углеводородного сырья в РБ // Ресурсы – и энергосбережения в РБ: проблемы и решения: Тр. I науч.-техн. респ. конф. Уфа, 17 октября 1997. Уфа, 1997. – Ч. 2. – С. 6 – 10.
5. Назаров М.В. Система инженерной защиты природных объектов в нефтехимическом комплексе // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2014. – №5. – С. 10 – 15.
6. Пичугин Е.А., Шенфельд Б.Е. Оценка физических, прочностных и деформационных характеристик смесей на основе буровых шламов // Экология и промышленность России. – 2015. – Т. 19. – № 12. – С. 16 – 19.
7. Тимофеев Э.А., Курамшина Н.Г. Переработка буровых шламов в продукцию различного назначения // Молодежь и наука. – 2018 (2). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_35294927_14015176.pdf, свободный.
8. ТУ 5711-001-45784016-2013 Материал строительный, пригодный для рекультивации шламовых амбаров. Дата введения: 2013.10.15.

ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Е.А. Дмитриева

Научный руководитель - профессор Е.Н. Потапова

Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева, г. Москва, Россия

В настоящее время остро стоит вопрос о защите окружающей среды. Как известно, выбросы углекислого газа могут привести к существенным изменениям на планете за счет парникового эффекта – повышения температуры поверхности земли по причине скопления парниковых газов в атмосфере. Выброс парниковых газов, особенно диоксида углерода (CO_2), связан главным образом со сжиганием топлива и с декарбонизацией известняка, который в чистом виде содержит 44 мас. % CO_2 [4]. Производство цемента отнесено к приоритетным источникам выбросов парниковых газов во всем мире. Ученые по всему миру стараются снизить количество выделяемого CO_2 за счет замены основного компонента цемента – клинкера. Альтернативой клинкеру могут быть различные шлаки и золы, но их количество в составе цемента ограничено, поскольку требуются определенные свойства полученных вяжущих материалов [1].

Поэтому, особое внимание уделяется изучению кальцинированных глин, которые могут выступать как пуццолановые добавки. Глина, как минеральное сырье, присутствует практически во всех странах мира, и довольно легко добывается, в результате чего, производство с использованием глинистых добавок экономически выгодно. Обычно глина содержит смесь различных глинистых минералов, таких как каолинит, иллит, монтмориллонит и большую часть примесных минералов, таких как кварц, кальцит, слюды. Эти примеси сложно удаляются и требуют влажного обогащения с последующей сушкой. В связи с этим, термическая обработка глин – одно из важных направлений снижения содержания клинкера в цементе [3].

Алюмосиликатные компоненты (глины) разного происхождения имеют свой уникальный состав. Чтобы подобрать оптимальный режим обжига необходимо прежде изучить минералогический состав добытой глины. Были изучены 4 образца разного происхождения и разного химического состава (табл. 1).

Таблица 1

Химический состав алюмосиликатных компонентов

| № | Обозначение | Месторождение | Содержание оксидов, % | | | | | | |
|---|-------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-------|------|---------------|----------------------|
| | | | SiO_2 | Al_2O_3 | Fe_2O_3 | CaO | MgO | SO_3 | R_2O |
| 1 | Гл 1 | Волгоградская область | 57,79 | 13,50 | 5,42 | 6,32 | 1,93 | | 2,33 |
| 2 | Гл 2 | Брянская область | 65,76 | 14,32 | 5,44 | 2,29 | 1,68 | 0,56 | 0,17 |
| 3 | Гл 3 | Московская область | 40,56 | 13,01 | 5,59 | 10,18 | 1,58 | 4,27 | 0,61 |
| 4 | Гл 4 | | 65,41 | 24,48 | 0,66 | | | 0,05 | |

Образцы глин были изучены с помощью рентгенофазового анализа. Было установлено, что Гл 1 состоит из минералов: монтмориллонита ($d = 4,53; 2,60; 1,51 \text{ \AA}$), галлуазита ($d = 4,4; 2,58; 1,69 \text{ \AA}$); гидрослюды ($d = 4,56; 3,34; 2,02 \text{ \AA}$). Структура монтмориллонита ($(\text{Al}, \text{Mg})_2(\text{OH})_2[\text{Si}_4\text{O}_{10}] \cdot n\text{H}_2\text{O}$) близка к пиррофиллиту. Соотношение $\text{SiO}_2 : \text{R}_2\text{O}_3$ в монтмориллоните может колебаться от 3,5 до 5, иногда достигает 8-9 и больше. В природе встречается в виде плотных, землистых, скрытокристаллических масс, залежей бентонитовых глин, в илистой фракции почв и т.д. Галлуазит ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{SiO}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$) – довольно широко распространен в природе, залегает в смеси с каолинитом, в виде прожилок в коре выветривания. Природные гидрослюды содержат железо, магний, щелочи и др. Сложные и переменные по составу и свойствам продукты гидратации и выветривания слюд, промежуточные между слюдами и каолинитом. Содержание минералов в глинах условно рассчитывали по интенсивности основных дифракционных отражений (табл. 2).

Таблица 2

Содержание минералов в Гл 1

| Название минерала | Монтмориллонит | Галлуазит | Гидрослюды |
|--|----------------|-----------|------------|
| Интенсивность основного дифракционного отражения по РФА, % | 22,07 | 5,7 | 9,7 |
| Содержание, % | 58,9 | 15,2 | 25,9 |

Установлено, что в данной глине преобладает монтмориллонит ($\approx 60\%$). Для данного минерала дифференциально-термическая характеристика следующая: 50–150 °С (удаление адсорбированной воды); 500–760 °С (удаление конституционной воды); 800–860 °С (разрушается кристаллическая решетка); 900–1000 °С (образование нового кристаллического вещества). Это означает, что данный образец следует обжигать при температурах не выше 900 °С, так как при более высоких температурах, глина начнет спекаться, образуется муллит и образец перестанет быть активным, а значит, станет непригодным для использования в качестве добавки к цементу.

Гл 2 состоит из минералов: каолинита ($d = 7,14; 2,34; 1,49 \text{ \AA}$), галлуазита ($d = 4,40; 2,58; 1,69 \text{ \AA}$), гидрослюд ($d = 9,45; 4,56; 2,02 \text{ \AA}$). Каолинит ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) – низкотемпературная γ – форма, тонкодисперсный природный минерал, образующийся при выветривании под влиянием воды и углекислоты горных пород, богатых полевыми шпатами и слюдами, в природе образует залежи каолиновых глин.

Таблица 3

Содержание минералов в Гл 2

| Название минерала | Каолинит | Гидрослюды | Галлуазит |
|--|----------|------------|-----------|
| Интенсивность основного дифракционного отражения по РФА, % | 8,1 | 4,9 | 20,3 |
| Содержание, % | 24,3 | 14,7 | 61 |

Полученные результаты (табл. 3) показывают, что в данной глине преобладает галлуазит (61%). Рентгенографически галлуазит мало отличается от монтмориллонита. ДТА: 50–140 °С (удаление адсорбционной воды); 405–555 °С (удаление конституционной воды); 970–1060 °С (образование кристаллического соединения). Обжиг должен проводиться при температуре не выше 950 °С.

Гл 3 состоит из минералов: иллита ($d = 9,98; 4,47; 2,56 \text{ \AA}$), пиррофиллита ($d = 8,8; 3,33; 2,00; 1,85 \text{ \AA}$), хлорита ($d = 7,5; 4,66; 2,90 \text{ \AA}$). Иллит ($\text{KAl}_2[(\text{Al},\text{Si})_4\text{O}_{10}] \cdot (\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) – гидрослюда, промежуточное образование между мусковитом и каолинитом. Пиррофиллит ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$) – пластинчатые, чешуйчатые и часто плотные массы белого или зеленоватого цвета с жирным блеском. Встречаются в гидротермальных жильных метаморфических сланцах, в почвах и т.д. Хлориты – водные силикаты алюминия, магния, железа, хрома сложного и переменного состава. Данные минералы – вторичные образования, являющиеся продуктами изменения слюд, оливинов и других минералов.

Таблица 4

Содержание минералов в Гл 3

| Название минерала | Иллит | Пиррофиллит | Хлориты |
|--|-------|-------------|---------|
| Интенсивность основного дифракционного отражения по РФА, % | 21,8 | 17,0 | 14,03 |
| Содержание, % | 41,3 | 32 | 26,7 |

Полученные результаты (табл. 4) показывают, что в данной глине преобладает иллит ($\approx 41\%$). На термограммах имеются три эндотермических эффекта при 100–170 °С (удаление адсорбционной воды); 500–600 °С (удаление конституционной воды) и 840–900 °С (разрушение кристаллической решетки). Иногда на термограммах иллита фиксируется небольшой экзотермический эффект при 900–980 °С (образование шпинели). Это означает, что обжигаться данная глина может при температуре не выше 800 °С.

Гл 4 состоит из минералов: каолинита ($d = 7,14 \text{ \AA}$), иллита ($d = 4,47; 2,56 \text{ \AA}$); монтмориллонита ($d = 4,47; 2,6 \text{ \AA}$).

Таблица 5

Содержание минералов в Гл 4

| Название минерала | Иллит | Каолинит | Монтмориллонит |
|--|-------|----------|----------------|
| Интенсивность основного дифракционного отражения по РФА, % | 4,9 | 100,0 | 4,2 |
| Содержание, % | 4,6 | 91,5 | 3,85 |

Полученные результаты (табл. 5) показывают, что в данной глине преобладает каолинит ($\approx 92\%$). ДТА: 480–590 °С (выделение конституционной воды с разрушением кристаллической решетки); 950 – 1050 °С (образование муллита или силлиманита). Температурный режим обжига – 600–900 °С [2].

Таким образом, было установлено, что для каждого алюмосиликатного компонента необходимо подбирать свой температурный режим обжига для получения максимального количества аморфной фазы, которая будет участвовать в реакциях минералообразования новых гидратных фаз [5]. Помимо указанных характеристик, необходимо учитывать и второстепенные минералы в каждом образце, и уже подбирать температуры, опираясь на данные для каждого из них.

Литература

1. Tironi A., Trezza M.A., Scian A.N., Irassar E.F. Kaolinitic calcined clays: Factors affecting its performance as pozzolans // Applied Clay Science. – 2011. – С. 276 – 281.
2. Горшков В.С., Савельев В.Г., Тимашев В.В. Методы физико-химического анализа вяжущих веществ: Учеб. пособие. – М.: Высш. школа, 1981. – 335 с.

3. Дмитриева Е.А., Манушина А.С., Потапова Е.Н. Влияние соотношения компонентов в составе гипсоцементно – пуццоланового вяжущего на его свойства // Успехи в химии и химической технологии: сб. науч. тр. Том XXXI, № 3 (184). – М.: РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2017. – С. 28 – 30.
4. Дмитриева Е.А., Потапова Е.Н., Урбанов А.В. Применение минеральных вяжущих для «зеленого» строительства // Инвестиции, строительство, недвижимость как материальный базис модернизации и инновационного развития экономики: материалы VIII Международной научно-практической конференции. – Томск, 2018. – Ч.2 – С. 587 – 590.
5. Сегодня Д.Н., Потапова Е.Н. Гипсоцементно – пуццолановое вяжущее с активной минеральной добавкой метакаолин // Успехи в химии и химической технологии. – 2014. – Т. 28. – № 8 (157). – С. 77 – 79.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ СВОБОДНОГО ОКСИДА КАЛЬЦИЯ В ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛАХ СЕВЕРСКОЙ И ЖЕЛЕЗНОГОРСКОЙ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ УСКОРЕННЫМ МЕТОДОМ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

В.А. Заикин

Научный руководитель - доцент Д.А. Горлушко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В России ежегодно производится около 30,4 млн. тонн золошлаковых материалов [4], из которых утилизируется лишь 5-10% [5], остальное же отправляется на золоотвалы. Складирование золошлаковых материалов является важной экологической и социальной проблемой. Золоотвалы занимают огромные территории, пригодные для строительства, уносятся ветром в виде пыли и вместе с тающим снегом, загрязняя водоемы.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 года предписывает повышение энергетических мощностей тепловых электростанций преимущественно за счет ввода угольных ТЭС. При умеренном и оптимистическом вариантах развития рост производства электроэнергии на ТЭС увеличится в 1,36-1,47 раза. При этом доля угля в структуре потребления топлива увеличится до 44,4% [7]. В связи с этим требуется срочно искать новые пути переработки зол-уноса и шлаков.

В мире давно применяются различные технологии переработки золошлаковых отходов. Так, в Индии законом регламентировано обязательное использование до 25 % золошлаковых отходов в производстве кирпича, блоков и плитки на предприятиях, расположенных в радиусе до 100 км от конкретной теплоэлектростанции, и обязательное использование золы в качестве основного материала при выполнении насыпей во всех дорожных работах [6].

Одним из самых перспективных направлений использования зол-уноса является замена песка, используемого в качестве заполнителя в производстве бетонов и строительных растворов, однако в связи с тем, что различные теплоэлектростанции используют различные марки угля, золошлаковые отходы отличаются по химическому составу и вопрос использования в той или иной сфере должен решаться в каждом конкретном случае.

Качественными показателями зол различных видов, согласно [2], являются:

1. Содержание свободного оксида кальция.
2. Содержание оксида магния.
3. Содержание сернистых и сернокислых соединений в пересчете на SO_3 .
4. Содержание щелочных оксидов в пересчете на Na_2O .

Золы в зависимости от качественных показателей подразделяются на 4 вида:

- I – для железобетонных конструкций и изделий из тяжелого и легкого бетонов;
- II – для бетонных конструкций из тяжелого и легкого бетонов, строительных растворов;
- III – для изделий и конструкций из ячеистого бетона;
- IV – для бетонных и железобетонных изделий и конструкций, работающих в особо тяжелых условиях

(гидротехнические сооружения, дороги, аэродромы и другие).

В качестве объекта исследования были взяты зола гидроудаления Северской теплоэлектростанции (ТЭЦ) и зола-уноса Железногорской теплоэлектростанции (ТЭЦ). Были определены гранулометрический состав (таблица 1), а также содержание свободного оксида кальция ускоренным методом (таблица 2).

Таблица 1

Гранулометрический состав зол ТЭЦ

| Зола гидроудаления Северской ТЭЦ | |
|----------------------------------|--------------------------|
| Размер фракции, мм | Содержание фракции %мас. |
| +0,5 | 0,06 |
| -0,5+0,315 | 0,51 |
| -0,315+0,25 | 0,64 |
| -0,25+0,1 | 32,11 |
| -0,1+0,063 | 15,24 |
| -0,063+0,04 | 21,85 |
| -0,04 | 29,59 |
| Всего | 100 |

| Зола-уноса Железногорской ТЭЦ | |
|-------------------------------|---------------------------|
| Размер фракции, мм | Содержание фракции, %мас. |
| +0,25 | 0,32 |
| -0,25+0,1 | 2,79 |
| -0,1+0,08 | 0,8 |
| -0,08+0,04 | 11,75 |
| -0,04 | 84,34 |
| Всего | 100 |

Как видно из таблицы 1, фракция (-0,25+0,1) мм преобладает в составе золы гидроудаления Северской ТЭЦ, ее содержание составило 32,11%, а фракция (-0,04) мм преобладает в составе золы-уноса Железногорской ТЭЦ, ее содержание составило 84,34%.

По методике, описанной в [3], было определено содержание свободного оксида кальция в золошлаковом материале Северской и Железногорской ТЭЦ. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Содержание свободного оксида кальция в различных фракциях золошлакового материала Северской и Железногорской ТЭЦ

| Размер фракции, мм. | Содержание свободного оксида кальция, % мас. | Размер фракции, мм. | Содержание свободного оксида кальция, % мас. |
|---------------------|--|---------------------|--|
| -0,25+0,1 | 2,01 | -0,25+0,1 | 12,58 |
| -0,1+0,063 | 2,25 | -0,08+0,04 | 11,26 |
| -0,063+0,04 | 1,66 | -0,04 | 16,92 |
| -0,04 | 2,82 | | |

При анализе полученных данных следует, что наибольшее содержание свободного оксида кальция 16,92 % содержится во фракции (-0,04) мм. золошлакового материала Железногорской ТЭЦ, что в 6 раз превышает максимальное содержание свободного оксида кальция в золошлаковом материале Северской ТЭЦ (2,82 %).

Как указано в [1], введение в состав строительных смесей оксида кальция обычно обуславливает повышенную скорость их твердения, в связи с чем планируется провести ряд экспериментов по изучению влияния содержания в составе смеси свободного оксида кальция на скорость твердения, используя вместо песка смесь вышеуказанных золошлаковых материалов.

В заключении можно твердо сказать, что золошлаковые материалы являются очень перспективным ресурсом, который можно использовать, например, в качестве заменителя песка в составе строительных растворов. При этом, применение отходов теплоэлектростанций, использующих в качестве топлива уголь, при изготовлении строительных растворов окажет существенное влияние на экологическое, социальное и экономическое развитие любого региона.

Литература

1. Волженский А.В. Буров В.С. Колокольников. Ю.С. Минеральные вяжущие вещества: технология и свойства: учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1979. – 476 с.
2. ГОСТ 10538-87. Топливо твердое. Методы определения химического состава золы. Введен 01.01.1988 г. – М.: Изд-во стандартов, 1988.
3. ГОСТ 25818-91. Зола-уноса тепловых электростанций для бетонов. Введен 01.07.1991 г. – М.: Изд-во стандартов, 2003.
4. Официальный сайт международного консорциума «Феникс». Режим доступа: <http://ksfenix.org/>, свободный – (29.03.2019).
5. Фридрих Б. Деньги, лежащие под ногами: в России решают проблему золошлаковых отходов // Энергетика и промышленность России. – Санкт-Петербург, 2016. – №01-02. – С. 14.
6. Футорянский Л.Д. Геоэкологические критерии оптимального размещения золошлакоотвалов в природных условиях Среднего Урала: дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.36 / Футорянский Леонид Дмитриевич. – Екатеринбург, 2008. – 195 с.
7. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. 28 августа 2003 г. № 1234-р. Режим доступа: http://www.energystrategy.ru/projects/ES-28_08_2003.pdf, свободный – (29.03.2019).

РАЗРАБОТКА МАГНИТОУПРАВЛЯЕМЫХ УГЛЕРОДНЫХ НЕФТЕСОРБЕНТОВ С МАГНЕТИТОВЫМ ЯДРОМ

А.А. Левченко, Е.А. Сунчугашева, А.Г. Ушаков

Научный руководитель - доцент Е.С. Ушакова

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Россия

Ухудшение экологической ситуации на сегодняшний день является одной из самых глобальных проблем мира. К такому числу относятся и аварийные разливы нефти, вследствие которых страдают водоемы, гибнет флора и фауна, исчезают редкие виды.

Специалисты объясняют, что разливы нефти участились из-за нескольких факторов: увеличение добычи нефтепродуктов, изношенность основных средств производства. Все это привело к тому, что последствия таких катастроф стали более заметны и ощутимы.

Ликвидация разливов является целым комплексом действий, которые требуют особой внимательности и незамедлительности. Сегодня существует множество способов ликвидации нефтяных пятен с поверхностей водоема. Таковыми являются: боновые заграждения, дамбы и другие [1]. Основным способом, применяемым в настоящее время, является механический метод, в частности с помощью сорбентов.

В настоящее время в мире для борьбы с нефтяными разливами применяется порядка двухсот видов сорбентов. Все они обладают как преимуществами, так и недостатками. К числу последних относятся: малая масса, вследствие чего сорбенты разносятся по водной поверхности на большие расстояния под действием сильных ветров или течений; дороговизна использования; невозможность использования в экстремальных погодных условиях (низкие температуры, обледенение водоемов).

Для того, что бы избежать данных проблем на кафедре химической технологии твердого топлива КузГТУ разрабатываются магнитоуправляемые углеродные нефтесорбенты, магнитным компонентом которых является магнетит (оксид железа) [3]. При этом углеродный материал сорбирует нефть и нефтепродукты, а магнетит лишь придает магнитность гранулам.

Исследования, проводимые в лаборатории при создании данных сорбентов:

1. Анализ сырьевых компонентов.
2. Получение связующего на основе отходов сельского хозяйства.
3. Получение формованных гранул из связующего, наполнителя и магнетитового компонента.
4. Пиролиз формованных гранул с получением сорбента.
5. Анализ и испытания готового нефтесорбента.

Сырьевыми компонентами являются угольная пыль, отходы животноводческих предприятий и магнетит.

Для получения связующего биомасса животноводческих предприятий подвергалась анаэробному сбраживанию в лабораторных установках – метантенках.

Эксперименты по окатыванию смесей проводили на барабанном грануляторе. Ключевые параметры окатывания смеси в барабане определялись экспериментально, но при этом должен был сохраняться режим переката, а выход целевой фракции продукта составлял более 50 % мас. Скорость вращения барабана варьировалась от 40 до 140 об/мин [2].

После завершения гранулирования сырые формованные гранулы высушивали с применением вентиляторов и направляли на пирогенетическую переработку.

Помимо «классического» наполнителя – угольной мелочи, в смесь был добавлен магнетит различными способами. Возможно три модели введения магнетитовых частиц в сорбент (рисунок): «на поверхности», «в объеме» и «магнетитовое ядро».

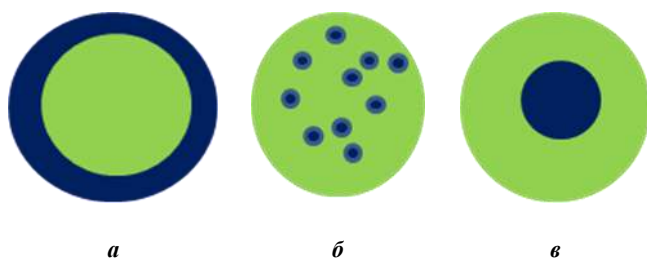


Рис. Способы распределения частиц магнетита в гранулах:
а – «на поверхности», б – «в объеме»,
в – «магнетитовое ядро»

● – смесь наполнителя и связующего; ● – магнетит

1. Опудривание гранул (поз. а)

В процессе окатывания происходит наслоения порошкообразного магнетита на сорбирующий материал, но они не образуют прочных связей. При использовании такого сорбента поверхностный слой с магнетитом отшелушивается в процессе транспортировки, вследствие чего использование их становится невозможным, а производство неэкономичным.

2. Равномерное распределение внутри гранулы (поз. б)

Такой сорбент реализуется на стадии смешения связующего и наполнителя, где дополнительно вводится необходимое количество порошкообразного магнетита.

Этот метод показал свою эффективность в лабораторных условиях, но при утилизации отработанного сорбента методом сжигания возникают трудности с извлечением магнетита из сухого зольного остатка, так как вместе с магнетитом будут уноситься частицы золы. Однако удалить магнетит из золы можно методом отмывки, который требует больших затрат воды и энергии, следовательно, этот метод становится более ресурсо- и энергозатратным.

3. Создание магнетитового ядра (поз. в)

Для создания магнитного центра – ядра, требуется связующее, которое смогло бы выдерживать высокие температуры, легкое (не утяжеляющее массу сорбента), малой плотности и которое смогло бы легко связываться с магнетитом [4]. Для его получения могут подойти жидкие силикаты щелочных металлов, они выдерживают температуры до 1200°С.

Но проводимые в лабораторных условиях эксперименты показали невозможность получения смеси магнетит-жидкие силикаты, так как магнетит в ней оседает. Решением этой проблемы является введение в смесь дополнительных компонентов.

Магнетит с добавками и связующим гранулируются, после чего подвергаются сушке в сушильном шкафу. Далее высушенные гранулы подвергаются термической обработке в муфельной печи.

Также на создание сорбента с магнетитовым ядром влияет непосредственно размер полученного ядра и условия окатывания сорбирующего материала на него. Необходимо получить гранулу с оптимальным размером, обладающую достаточной силой притяжения. Минимальный размер гранулы определяется наименьшей себестоимостью конечного продукта, а максимальный размер гранул ограничивается требованиями на размер гранул готового нефтепродукта. Таким образом, необходим оптимальный размер магнитного ядра.

Кроме этого, важным параметром является влажность ядра, так как недостаточно высушенные гранулы разрушаются при дальнейшей термической обработке, которая в свою очередь должна способствовать

формированию гранул сферической формы, а также, по экономическим соображениям, должна быть наименее затратна. Поэтому необходимо определить необходимость частичной или полной сушки гранул.

В дальнейшем, на магнетитовое ядро методом окатывания наносится сорбирующий материал.

Таким образом, магнитные нефтесорбенты – одно из перспективных решений устранения разливов нефти. И в свою очередь для повышения их эффективности требуется создать магнетитовое ядро. Это позволит сделать производство и использование данных сорбентов менее затратными и более результативными.

Литература

1. Брусницына Л.А. Причины и организационно-технические мероприятия по сбору разлитой нефти, нефтепродуктов и порядок их применения на разных видах местности / Л.А. Брусницына, В.В. Куликов, О.А. Медведев // Технологии гражданской безопасности. – 2013. – № 13. – С. 66 – 69.
2. Брюханова Е.С. Процессы получения нефтесорбента пиролизом гранул на основе древесных отходов и органического связующего в слоевых аппаратах: дис. ... канд. тех. наук: 05.17.08 / Брюханова Елена Сергеевна. – Томск, 2013. – 152 с.
3. Пат. 2620432 Россия МПК7 C01G49/08, B82B3/00, B82Y30/00. Способ получения магнетита. Юртов Е.В., Мурадова А.Г., Зайцева М.П. Заявлено 05.07.2016; Опубл. 25.05.2017. Бюл. № 15.
4. Левченко А.А. Разработка магнетитового ядра для получения магнитных сорбентов // Россия молодая: сборник материалов X Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых. – Кемерово, 2018. – С. 53508.

ПРИРОДНОЕ СЫРЬЕ ПРИМОРСКОГО КРАЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ БЕТОНОВ

Ю.Л. Лисейцев, Р.С. Федюк, Р.А. Тимохин

Научный руководитель - профессор В.С. Лесовик

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

Согласно строительной терминологии, бетонный являет собой искусственный каменный материал, синтезирующийся в ходе твердения рационально спроектированных смеси и технологии производства (рис. 1). Сырьевыми ресурсами (исходными материалами) для этих композитов служат вяжущие порошки (сухие строительные смеси), вода и каменные заполнители разных фракций. В качестве вяжущих применяются цемент и различные минеральные добавки, мелкие и крупные заполнители – это песок, отсев и щебень.



Рис. 1. Схематический состав бетона

На юге Дальнего Востока имеются достаточно значительные месторождения минеральных ресурсов [3, 4, 6]. Это видно из геологической карты Приморского региона представленной на рис. 2. По сравнению с другими районами России [8], в крае имеется широкий спектр полезных ископаемых [8].

Самым крупным предприятием Дальневосточного федерального округа (который в

прошлом году включил еще и Республику Бурятия и Забайкальский край) по производству не только цемента, но и, по сути, всех остальных компонентов высокотехнологичных бетонов на протяжении последних десятилетий остается «Спасскцемент», который является частью холдинга «Востокцемент» (рис. 3). Кроме того, помимо изготовления компонентов, предприятие производит еще и добычу требуемых сырьевых ресурсов.

Данная добыча ведется на нижеперечисленных месторождениях сырья:

- Длинногорское (известняки). Запасы известнякового сырья составляют 97,4 млн. т. Учитывая ежегодный объем добычи в количестве 3,7 млн. т, запасов месторождения хватит еще на четверть века [1].

- Спасское (также известняки). Запасы известнякового сырья составляют 5,4 млн. т. Однако, часть из этих запасов, 1,6 млн. т, находится на охранной территории исправительного учреждения, 2,7 млн. т – в охранной взрывоопасной зоне. Кроме того, присутствуют потери в бортах – около 1,2 млн. т [2]. Имеется также Спасское месторождение глин. Запасы глинистого сырья – 21,1 млн. т. Учитывая ежегодный объем добычи в количестве 300 тыс. т., запасов месторождения хватит еще больше чем на полвека [5].

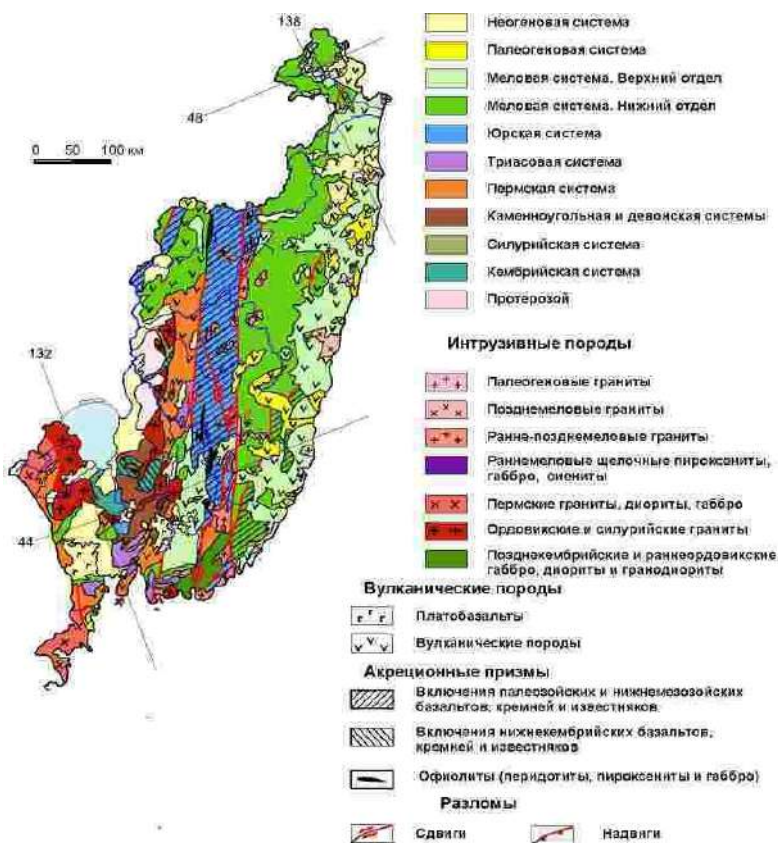


Рис. 2. Геологическая карта Приморского края

что Приморский край, обладает как большими запасами сырья для строительной индустрии, так и крупными производственными мощностями, позволяющими вывести регион на одно из ведущих мест по объемам изготавливаемого высокотехнологичного бетона.

- Кулешовское (глины). Запасы глинистого сырья – 91,4 млн. т. Учитывая ежегодный объем добычи, запасов месторождения хватит еще больше чем на полвека [5].

- Чкаловский карьер (туфы). Запасы туфового сырья – 906,4 тыс. т. Учитывая ежегодный объем добычи в количестве 60 тыс. т, запасов месторождения хватит еще больше чем на век [6]. Чкаловское (базальты): запасы базальтового сырья – 2,3 млн. м³; что при годовой добыче в объеме 36 тыс. м³ даст возможность разрабатывать месторождение более 60 лет.

- Прохорское (кремнистые сланцы). Данное сырье необходимо при изготовлении специальных цементов с повышенными различными потребительскими свойствами. Запасы этого сырья – почти 2 млн. т, что при годовой добыче в 20 тыс. т в год хватит на 100 лет [7-8].

- Кабаргинское (железные руды). Месторождение пока не разрабатывается, поэтому можно судить только о примерном объеме балансовых запасов данного сырья – 2,5 млн. т.

Таким образом, выявлено,



Рис. 3. Показатели «Востокцемента»

Литература

1. Батаршин В.О., Федюк Р.С., Козлов П.Г. Комплексная оценка охраны воздушной среды в горном деле // В сборнике: Строительство-2016: Материалы II Брянского международного инновационного форума. – 2016. – С. 11 – 15.
2. Бояров М.А., Федюк Р.С. Природное сырье Приморского края для производства бетона // В книге: Современные технологии и развитие политехнического образования Электронный ресурс. – 2015. – С. 157 – 161.
3. Кононец С.Н., Валитов М.Г., Изосов Л.А. Вознесенская гранит-риолитовая формация Приморья: проблемы геологии и металлогении // Региональные проблемы. – 2008. – № 10. – С. 55 – 63.
4. Москаленко Е.Ю., Крук Н.Н., Валуй Г.А. Новые данные по геологии и геохимии гранитоидов Успенского массива (южное Приморье) // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – № 5. – С. 80 – 92.

5. Мочалов А.В., Тимохин А.М., Муталибов З.А., Федюк Р.С. Экономические и военно-политические вопросы пересечения интересов России и Китая в азиатско-тихоокеанском регионе // Россия и Китай: проблемы стратегического взаимодействия: сборник Восточного центра. – 2016. – № 18. – С. 91 – 96.
6. Попов В.К., Максимов С.О., Вржосек А.А., Чубаров В.М. Базальтоиды и карбонатитовые туфы Амбинского вулкана (юго-западное Приморье): геология и генезис // Тихоокеанская геология. – 2007. – № 4. – С. 75 – 97.
7. Федюк Р.С. Применение сырьевых ресурсов Приморского края для повышения эффективности композиционного вяжущего // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2016. – № 1. – С. 28 – 35.
8. Федюк Р.С., Храмов Д.А., Чернеев А.М. Строительно-материаловедческая оценка геологического строения территории Дагестана // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. – 2016. – № 66. – С. 112 – 114.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИСХОДНЫХ СЫРЬЕВЫХ МАТЕРИАЛОВ

Б.М. Махмудов

Ташкентский архитектурно-строительный институт г. Ташкент, Узбекистан

Образование месторождений дацитовых порфиров – вулканических стекловатных пород в Центрально-Азиатском регионе – Казахстане, Киргизстане и Узбекистане приурочено к отдельным участкам при развитии вулканизма в наземных условиях.

На западе Республики Узбекистан расположены близкие по природе происхождения палеозойских пород хребты Курантау, Султануиздат, Зарабулак, Каратюбинские горы и Кызылкумовские массивы городов Бельтау, Тамдытау и много других.

На территории республики Узбекистан в основном наблюдаются палеозойские стекловатые породы перлитового типа. От возраста вулканического стекла зависит не только температура и коэффициент вспучивания, а также гидратация стекла и состав летучей среды. Однако следует отметить, что палеозойские стекла относятся к трудновспучиваемым разновидностям перлитов при температуре 1200-1300 °С в отличие от Молдавских вулканических перлитов, процесс вспучиваемости которых осуществляется при температуре 700-750 °С. Коэффициент вспучивания стекол Республики Узбекистан – 1,5-5, а Молдавских – 15-20. Петрографические исследования показали, что стекловатые породы Республики Узбекистан обладают порфированной структурой.

Благодаря поисковым исследованиям «Химгеолнеруда» Республики Узбекистан и экспериментальным работам института г. Киева выявлена пригодность дацитовых пород для производства щебня и песка – кампорита на следующих изученных участках: Каречатау, Камчик, Ташлак, Цер-Таш, Дукент-Каттасай, Лашкерек, Каракия, Чаркасар, Агата, Мингбулак, Чок-Чар.

Участки Карачатау, Каракия, Чаркасар и Агата наиболее удобны в плане горнотехнических и транспортно-экономических условий с целью использования их для производства пористых заполнителей. Однако наиболее близким месторождением к г. Ангрену и Алмалыку является месторождение Каракия с запасом около 142 млн. м³ на перспективу производства пористого щебня и песка для легких бетонов. Это месторождение расположено в 14 км от г. Алмалык и 94 км от г. Ташкент. В качестве сырья для производства высокопрочного заполнителя изучали дацитовые порфиры, химический состав которых представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав дацитовых порфиров

| Сырье | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | TiO ₂ | CaO | MgO | Fe ₂ O ₃ | SO ₃ | K ₂ O | Na ₂ O | П.п.п. | Сумма |
|-------------------|------------------|--------------------------------|------------------|------|------|--------------------------------|-----------------|------------------|-------------------|--------|-------|
| Дацитовые порфира | 49,80 | 15,40 | 0,31 | 9,14 | 3,12 | 6,11 | 0,71 | 6,14 | 1,14 | 10,95 | 100,1 |

Данные, проведенные в таблице 1, показывают, что в дацитовых порфирах содержится большой процент карбонатов и оксида железа, калиевого полевого шпата, как так K₂O содержится 6,14 %. Большая потеря массы при прокаливании (п.п.п.) позволяет судить о содержании гидратных соединений перлитовых пород.

Петрографический анализ дацитовых порфиров показал вкрапление плагиоклаза, темноцветных материалов биотита величиной 0,3-1 мм, кварца. Основная масса породы состоит из хлорита, кальцита, магматита, апатита. Стекол в породе нет, структура слоистая.

Изучение физико-механических свойств показало, что температура вспучивания 1250-1300 °С, объемная масса спеченного материала > 1, коэффициент вспучивания 1,2. Механическая прочность при сжатии породы перпендикулярно слоям 15,0 МПа, а прочность по слоистой структуре 2,5 МПа. Однако следует отметить, что после разрушения дацитовой породы образуется до 90% щебня лещадной формы.

На дериватограмме дацитовых порфиров проявлено два эндотермических и три экзотермических эффектов. Экзотермический эффект 350 °С характерен для выгорания органических веществ, а при 630 °С эффект связан с окислительно-восстановительной реакцией оксида железа, незначительный эндотермический эффект при 560 °С обусловлен диссоциацией сидирита Fe₂CO₃ и кодификационными превращениями β-кварц в α-кварц. Эндоэффект при температуре 780-840 °С характерен для диссоциации карбонатов, а экзоэффект при 930 °С – разложения перлитовых магматических минералов на свободные оксиды: 0,249; 0,199; 0,173 нм и карбонатов – 0,302; 0,228; 0,192; 0,190 нм.

Следовательно, рентгенографическим анализом установлен минералогический состав дацитовых порфиров, состоящих в основном из карбонатов кальцита CaCO_3 , гидроминералов в виде перлитовых пород, содержащих химически связанную воду, сидерита, полевых шпатов и кварца.

Химический анализ Ангренской зауглероженной глины представлен в таблице 2, из которого видно, что содержание оксида алюминия характеризует глину, в составе которой большой процент глинистых веществ, незначительное количество оксида железа, а по оксидам натрия и калия можно судить о наличии в глине полевого шпата. Большой процент потерь при прокаливании свидетельствует о том, что в глине содержатся органические примеси и дегидратированный глинистый минерал.

Анализируя химический состав, приведенный в таблице 2, можно сделать вывод, что по количеству кремнезема, глинозема и воды каолин Ангренского месторождения близок к теоретической формуле каолинита $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Таблица 2

Химический состав Ангренской глины

| Проба | SiO_2 | Al_2O_3 | TiO_2 | CaO | MgO | Fe_2O_3 | SO_3 | K_2O | Na_2O | П.п.п. | Сумма |
|------------------|----------------|-------------------------|----------------|--------------|--------------|-------------------------|---------------|----------------------|-----------------------|--------|--------|
| Ангренская глина | 40,8 | 38,40 | 0,61 | 3,21 | 0,64 | 0,31 | 0,40 | 3,14 | 2,16 | 11,2 | 100,81 |

На рентгенограмме Ангренской глины, проявленные пики характерны для каолинита с $d = 0,459; 0,355; 0,253; 0,233; 0,150; 0,178; 0,148; 0,145; 0,128; 0,125; 0,123; 0,119$ нм. Определены линии $d = 0,424; 0,336; 0,245; 0,183; 0,166; 0,153; 0,138$ нм, относящиеся к кварцу. Заметны пики $0,302; 0,227; 0,203; 0,199; 0,192$ нм, характерные для карбонатов.

Дериватограмма глины показала три эндоэффекта и два экзоэффекта. Первый эндоэффект и второй при температурах 100 и 560 °С характеризуют дегидратацию физической и химически связанной воды. Недостаточно высушенная проба показала наличие адсорбированной воды, а химически связанная вода в количестве 75% от общей содержащейся в каолините воды, дегидратированного каолинита. При температуре 320-340 °С экзоэффект показал выгорание угля, находящегося в глине, а экзотермический эффект при 930-940 °С – разложение $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$ на свободные оксиды Al_2O_3 и 2SiO_2 .

Для определения минералогического состава зауглероженной глины её очищали от угля путем взбалтывания тонко измельченной пробы в спиртовом растворе. Удельная масса (вес) раствора была подобрана так, чтобы углистое вещество всплывало, а каолинит опускался на дно сосуда. Таким образом, каолиновая глина очищена от угля для дериватографического, рентгенографического и петрографического анализов.

Инфракрасный спектр ангренской глины точно показал содержание каолинита в узком спектре в интервале 4000-3500 cm^{-1} поглощения связей гидроксидов Н-О.

Из результатов анализов исходного сырья можно сделать вывод о том, что дацитовые порфиры содержат в основном карбонаты в виде кальцита и незначительное количество гидроминералов перлитоподобного порфира, оксидов железа.

Ангренская зауглероженная глина представлена в основном глинистым минералом каолинитом, в качестве примесей – органические вещества, до 10% согласно потерям при прокаливании, так же карбонатов незначительное количество согласно рентгенограмме.

Спектральным анализом исследовали ангренскую глину, который показал наличие связей О-Н гидроксильных групп с волнами поглощения 3700-3670-3650-3630 cm^{-1} , характерных для каолинита и связи Si-O, характерных для кварцевого песка в области волн поглощения 1800-800 cm^{-1} . Содержание кварца мономинерала на ИКС подтвердилось связью Si-O в области 1800-800 cm^{-1} . Дацитовые порфиры содержат связи О-Н гидроксидов 3670-3600 cm^{-1} , характерных для перлитов. По связям Fe-O линии поглощения 3000 cm^{-1} , Ca-O – линии поглощения в области 1400-1200 cm^{-1} относятся к карбонатам.

Таким образом, петрографический анализ ангренской глины показал, что каолинит представлен крупными червеобразными изогнутыми удлинёнными кристаллами, имеющими гексагональное сечение параллельно спайности. Кристаллы достигают 0,4 мм в поперечнике и 2,5 мм в длину. Исследуемая каолиновая глина имеет обычные оптические свойства. Показатели преломления $n_g = 1,567$, $n_p = 1,561$, двупреломление 0,007, погасание положительное, угол погасания около 30°. Знак эллипсоида отрицательный.

Тонкодисперсная фракция измельченных образцов изучена методом электронной микроскопии. Влажное препарирование из суспензии на углерод производили растворением образцов в дисциплированной воде, последующим их диспергированием на ультразвуковом диспергаторе УЗДН-2Т на частоте 44 кГц. Получение угольных пленок – подложек проводилось в условиях вакуума $2 \cdot 10^{-4}$ мм рт. ст.

Готовый для исследования препарат просматривается электронным микроскопом УЭМВ-100К при увеличениях 10000-13000×, необходимые для работы участки объекта фотографируются.

Суспензия каолиновой глины полидисперсная, практически мономинерального состава, представлена пластинками каолинита, редкой примесью галлуазита, гидроксидов железа.

Каолинит в виде изометричных прозрачных и полупрозрачных пластинок шестигранной формы, склонен к агрегации – размер плотных агрегатов каолинита 2-5 мкм. Помимо субидоморфных пластинок каолинита много обломков последних. Для минерала характерна сглаженность углов псевдогексагончиков, размер отдельных

индивидов 0,5-1,0 мкм, в среднем 0,2-0,3 мкм. Гидроокислы железа в виде плотных точек, в составе каолининовой глины присутствует как незначительная примесь.

Суспензия дацитового порфира полидисперсная, полиминеральная, представлена обломками породообразующих минералов – кварца, слюд, (полевых шпатов), амфибола, редкой примесью гидроокислов железа.

Литература

1. Ицкович С.М. Чумаков Л.Д. Технология заполнителей бетона. – М.: Высшая школа, 1991. – 272 с.
2. Чумаков Л.Д. Технология заполнителей бетона. – М.: Высшая школа, 2008.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК НА СВОЙСТВА ГИПСОВОГО ВЯЖУЩЕГО

Н.А. Махмудова, Н.Б. Бабакулова, М.Ф. Бабакулов

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Узбекистан

В строительной индустрии ориентируются на преимущественное развитие производства материалов, обеспечивающих снижение энергоемкости, металлоемкости, трудоемкости строительства и стоимости зданий и сооружений.

Среди материалов, широко используемых в строительной индустрии, достойное место занимают гипсовые вяжущие и изделия на их основе. Они характеризуются достаточной огнестойкостью, гигиеничностью, широким диапазоном прочностных характеристик, хорошей звукоизолирующей способностью, небольшой теплопроводностью.

Гипсовое вяжущее на основе хвостов флотации представляет собой медленноотвердеющее вещество с началом схватывания до 12 мин. В практике при изготовлении изделий, их распалубкой, созданием гипсовых растворов при ремонтно-строительных работах и т.п. необходимо вяжущее с малым периодом твердения, что возможно осуществить введением добавок-ускорителей твердения.

Добавками могут служить вещества, принадлежащие к различным классам химических соединений: электролиты, органические вещества и т.п. Механизм действия их различен, и выявление тесно связано с выяснением всего комплекса вопросов гидратационного твердения вяжущих.

В качестве добавки - ускорителя твердения применяли хлористый кальций.

По литературным источникам известно, что хлористый кальций повышает растворимость частиц гипса и создает активный насыщенный раствор.

Для проведения исследований приготавливали гипсовое тесто нормальной консистенции с водогипсовым отношением 0,37 из вяжущего α -модификации. Хлористый кальций вводили в количестве 0,1-0,3; 0,5-0,7 % от массы гипсового вяжущего. Сроки схватывания и прочностные показатели определяли согласно ГОСТ 125-79.

Полученные результаты отражены в таблице 1.

Таблица 1

Влияние хлористого кальция на процесс твердения гипсового вяжущего

| Содержание хлористого кальция, % | Сроки схватывания, мин | | Водогипсовое отношение |
|----------------------------------|------------------------|-------|------------------------|
| | начало | конец | |
| без добавки | 12 | 20 | 0,37 |
| 0,1 | 12 | 15,3 | 0,36 |
| 0,3 | 10 | 11,3 | 0,36 |
| 0,5 | 8,3 | 10,3 | 0,36 |
| 0,7 | 17,3 | 21,3 | 0,36 |

Как видно из таблицы, с увеличением содержания хлористого кальция до 0,5 % от массы вяжущего время начала схватывания уменьшается в 2,5 раза по сравнению с контрольным. При введении хлористого кальция до 0,7 % отмечается замедленный процесс твердения по сравнению с контрольным в 1,5 раза.

Таким образом, установлено, что введение хлористого кальция 0,5 % от массы вяжущего ускоряет процесс коагуляционного структурообразования гипсового вяжущего без существенного изменения водогипсового отношения и прочностных показателей.

Для увеличения пластичности полученного гипсового вяжущего, снижения водогипсового отношения и увеличения плотности исследовали влияние добавок ЛСТ и С-3 на его свойства.

Результаты исследования устанавливали по пластической прочности, которые представлены на рисунке. Из литературного обзора известно, что содержание добавок в гипсовом тесте составляет: ЛСТ 0,2-0,3 % и С-3 до 1 %. В исследованиях приняты такие же оптимальные значения. Исследования показали, что добавка ЛСТ (0,15 % от массы вяжущего) и С-3 (0,7 % от массы вяжущего) меняет кинетику твердения полученного гипсового вяжущего.

Как видно из рисунка, пластическая прочность строительного гипса β -модификации без добавки при воздушном хранении в течение 30 минут составила 0,5 МПа, с добавками ЛСТ и С-3 – 0,35 и 0,4 МПа, соответственно. Далее до 2-х суток наблюдается медленный рост пластической прочности и к 7 суткам достигаются значения 1,7; 1,5 и 1,4 МПа, соответственно.

При влажно-воздушном хранении в течение 15 минут пластическая прочность гипсового вяжущего без добавки равна 0,51 МПа, а с добавками С-3 и ЛСТ – 0,4 и 0,3 МПа, соответственно. Далее, экспериментальные кривые изменения пластической прочности выходят на линейный участок, характеризующийся малой скоростью роста пластической прочности и к 7 суткам показали, соответственно, следующие результаты: 0,8; 0,6 и 0,4 МПа.

Пластическая прочность гипсового вяжущего из хвостов флотации β -модификации воздушного хранения без добавки в течение 60 минут имеет значение, равное 2,0 МПа, а к 7 суткам достигает 4,6 МПа. С добавкой С-3 и ЛСТ в течение 60 минут на 10 и 20 %, а к 7 суткам в 2 и 1,6 раза, соответственно, ниже, чем без добавок.

Кривые пластической прочности с добавками С-3 и ЛСТ в течение 60 минут имеют определенный рост, а затем выходят на линейный участок, характеризующийся малой скоростью роста пластической прочности.

При влажно-воздушном хранении пластическая прочность вяжущего без добавок, а также с добавками С-3 и ЛСТ в течение 60 минут имеют значения 1,5; 1,6 и 1,3 МПа, соответственно, а к 7 суткам достигли – 1,8; 1,7 и 1,6 МПа, соответственно.

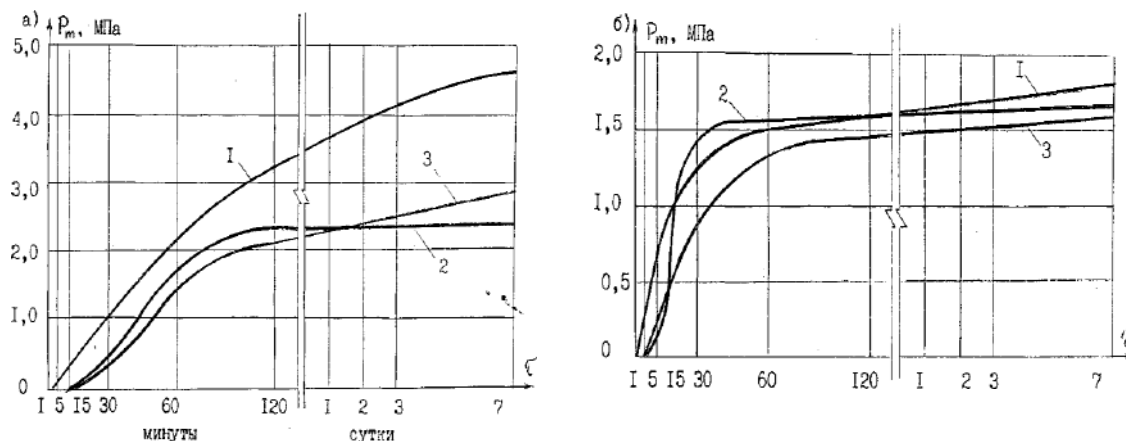


Рис. Пластическая прочность
 а) воздушное хранение; б) влажно-воздушное хранение
 1 – без добавки; 2 – с добавкой С-3; 3 – с добавкой ЛСТ

Таким образом, для паст гипса β -модификации указанные добавки не оказывают существенного влияния на пластическую прочность, которая у гипсового вяжущего из хвостов флотации α -модификации без добавок при воздушном или влажно-воздушном хранении показали наибольшую прочность.

Указанные результаты позволяют сделать заключения, что полученное гипсовое вяжущее α - и β -модификации можно использовать без добавок, регулирующих пластичность гипсового теста.

Таким образом, экспериментальные кривые показывают, что при влажно-воздушном хранении пластическая прочность вяжущего из хвостов флотации с исследуемыми добавками в течение 60 минут увеличивается с постоянной скоростью, затем до 7 суток пластическая прочность не повышается, наблюдается даже некоторое снижение ее. Во всех случаях пластическая прочность вяжущего из хвостов флотации с известью выше, чем с добавками С-3 и ЛСТ.

Из изложенного следует сделать вывод, что во всех случаях пластическая прочность вяжущего из хвостов флотации выше, чем с добавками.

Литература

1. Волженский А.В. Расчет объемов твердой фазы и пор твердеющих вяжущих веществ // Строительные материалы. – 1981. – № 8. – С.19 – 21.
2. Гордашевский П.Ф., Долгорев А.В. Производство гипсовых вяжущих материалов из гипсосодержащих отходов – М.: Стройиздат, 1987. – 105 с.
3. Полак А.Ф. Твердение минеральных вяжущих веществ. – М.: Стройиздат, 1966. – 208 с.
4. Глекель Ф.Л., Копп Р.З., Ахмедов К.С. Регулирование гидратационного структурного образования поверхностно-активными веществами. – Т.: Издательство, 1986. – 35 с.
5. Глекель Ф.Л. Физико-химические основы применения добавок к минеральным вяжущим – Т.: Издательство, 1975. – 198 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ГИПСОВОГО ВЯЖУЩЕГО

Н.А. Махмудова, Б.А. Турсунов

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Узбекистан

Тенденции развития промышленного производства строительных материалов предусматривают широкое использование вторичного сырья. Это диктуется как экономическими, так и экологическими требованиями, которые приобрели в последнее время особую остроту.

Отход серного производства – хвосты флотации – является достаточно хорошим сырьем для создания гипсового вяжущего. Отвалы хвостов флотации занимают значительную площадь, разносятся ветром на большую территорию, нанося биологический ущерб окружающей среде из-за наличия серы.

Хвосты флотации содержат небольшое количество полуводного сульфата кальция, которое образовалось при технологии получения серы из природного серного камня.

Потребность промышленности Узбекистана в гипсовом сырье может быть удовлетворена также за счет попутных продуктов промышленности. Это позволит сократить добычу природного гипсового камня, а также снизить расходы на устройство и эксплуатацию шламонакопителей гипсосодержащих отходов. Использование попутных продуктов, содержащих сульфаты кальция в промышленности, имеет не только экономическое, но и экологическое значение.

Небольшая доля используемых гипсосодержащих отходов от общего их количества обусловлена особенностями физико-химического состава и свойствами, не позволяющими применить для них традиционные способы переработки природного гипсового сырья.

Среди большого количество гипсосодержащих отходов следует обратить внимание на отход серного производства. Хвосты флотации содержат небольшое количество полуводного сульфата кальция, которое образовалось при технологии получения серы из природного серного камня.

Механические примеси органических веществ, а также наличие легко растворимых солей натрия и магния приводит к окрашиванию гипса, способствует образованию выцветов на поверхности изделий, ухудшает процесс схватывания. Физико-химические примеси являются наиболее трудно устранимыми. Если для удаления механических примесей достаточно промыть сырьевой материал, то для исключения физико-химических примесей необходимо наряду с промыванием, проведение процесса перекристаллизации.

Изучение физико-химических свойств отхода серного производства показывает, что сульфатосодержащие отходы после производства дополнительных технологических приёмов служат сырьём для производства гипсовых вяжущих.

Хвосты флотации представляют собой порошкообразное вещество серовато-белого цвета с удельной поверхностью 900-1000 см²/г, которые образуются в результате сепарации серных включений из руды. Средняя насыпная масса отходов в рыхлом состоянии составляет 950 кг/м³, в уплотненном – 1100 кг/м³. Согласно технологии серная руда из карьера измельчается, смешивается с водой, серные включения из-за разницы плотности материалов находятся на поверхности пульпы, собираются специальными устройствами и направляются на переработку. Пульпа с гипсосодержащими отходами со значительным количеством воды отходится в специальные сборники-отстойники, где высушивается при атмосферном воздействии.

Хвосты флотации состоят, в основном, из двухводного гипса, общее содержание которого колеблется в пределах 80-90% по массе. Кроме того, в них содержатся сера, кремнезем, глинозем и другие вещества из исходной породы. Хвосты флотации также содержат небольшое количество полуводного сульфата кальция, образованного при получении серы из природного серного камня как попутный продукт по принятой на заводе технологии.

Химический состав отходов серного производства (хвостов флотации) представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав отходов серного производство-хвостов флотации

| Номера проб | Содержание оксидов, мас. % | | | | | | |
|-----------------|----------------------------|--------------------------------|-------|------|-----------------|-----------------|------------------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | CaO | MgO | SO ₃ | CO ₂ | H ₂ O |
| 1 | 0,30 | 0,30 | 32,50 | 0,50 | 40,0 | 7,00 | 19,00 |
| 2 | 0,30 | 0,30 | 32,50 | 0,50 | 40,0 | 7,00 | 19,00 |
| 3 | 0,30 | 0,30 | 33,00 | 0,50 | 39,50 | 7,00 | 19,00 |
| 4 | 0,30 | 0,30 | 33,00 | 0,50 | 39,50 | 7,00 | 19,00 |
| 5 | 0,40 | 0,30 | 32,50 | 0,50 | 40,00 | 7,00 | 19,00 |
| Гипсовый камень | | | 32,50 | | 46,5 | | 20,00 |

Таблица 2

Минералогический состав хвостов флотации

| № | Размер фракции, мм | Содержание минералов, мас. % | | | | | | |
|---|--------------------|------------------------------|---------|----------|------|---------|--------|---------|
| | | гипс | кальцит | ангидрид | сера | гематит | циркон | лейксен |
| | | 67,7 | 10,5 | ед | 22,0 | - | - | - |
| 2 | I - 0,5 | 68,5 | 10,7 | ед | 20,8 | - | - | - |
| 3 | 0,15-0,25 | 64,0 | 19,4 | 0,8 | 15,5 | - | - | - |
| 4 | 0,25-0,1 | 68,5 | 31,2 | ед | 1,8 | - | - | - |
| 5 | 0,1 - 0,05 | 65,9 | 32,5 | 0,8 | 1,2 | 1,2 | ед | 0,4 |
| 6 | 0,05-0,01 | 55,0 | 46,0 | 0,4 | 0,8 | - | - | - |

На электронно-микроскопических снимках гипс имеет удлиненные кристаллы, обычно с четкими гранями иногда с щеповидными краями пластины.

Кальцит – также распространенный минерал в отходах серного производства (хвосты флотации). Процентное содержание его колеблется от 10,5 до 32,5 %. Кальцит – бесцветный, неправильной формы, пластинчатый, иногда встречаются зерна с полисинтетическими двойниками.

Как видно из таблицы 2 о данных состава отходов серного производства (хвостов флотации) сера меняет количественное содержание в зависимости от размера фракций. Так, содержание серы во фракции больше 1 мм составляет 22,0 %, а, чем меньше фракции, тем меньше содержится сера. Самое незначительное количество серы или

в единичных зернах отмечено во фракции 0,01-0,05 мм. Сера пирамидальной, таблитчатой формы. Цвет светло-желтый. На электронно-микроскопических снимках сера имеет дендритовую форму.

Минералы гематит, лейкоксен, циркон встречаются в отходах серного производства (хвостах флотации) в виде единичных и незначительных количествах только во фракции 0,1-0,05 мм.

Ангидрит встречается в отходах серного производства (хвостах флотации) в очень незначительных количествах. Его содержание колеблется от 0,4 до 0,8 %. Зерна призматической, таблитчатой, волокнистой формы. Спайность совершенная. Цвет бесцветный. Обычно пластинчатые и угловатые, зазубренные зерна с одной или двумя системами трещин спайности.

Как видно из приведенных исследований, по химическому и минералогическому составу отходы (хвосты флотации) близки к природному камню, что позволяет использовать их в качестве сырья для получения вяжущего типа гипсовых.

Технология получения гипсового вяжущего β -модификации достаточно известна – это термическая обработка в варочных котлах. Однако из-за наличия некоторого количества свободной серы в хвостах флотации термическая обработка в варочных котлах недостаточно эффективна, так как при разогреве сера частично плавится, что приводит к комкованию и снижению процесса дегидратации. В связи с этим принята технология получения высокопрочного гипсового вяжущего α -модификации при наличии давления и температуры, т.е. обработка в автоклавах.

Таким образом, физико-механические свойства вяжущего являются выбором подготовки материала с меньшими энергозатратами для данного вида гипсосодержащего отхода.

Литература

1. Бачаускене М.К. Дегидратация фосфогипса и технология его тепловой обработки для получения β -полугидрата сульфата кальция: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Каунас, 1985. – 18 с.
2. Богданович Т.Н. Получение высокопрочного гипса путем варки в жидкой среде. – Киев: Госстройиздат, 1963. – 127 с.
3. Волженский А.В., Буров Ю.С. Минеральные вяжущие вещества. – М.: Стройиздат, 1979. – 55 с.
4. Гордашевский П.Ф., Долгоров А.В. Производство гипсовых вяжущих материалов из гипсосодержащих отходов. – М.: Стройиздат, 1987. – 105 с.
5. Производство и применение высокопрочных гипсовых вяжущих в за рубежом. Реф. инф. ВНИИЭСМ МПСМ.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕЙ ШУБАРКОЛЯ В КАЧЕСТВЕ ВОССТАНОВИТЕЛЯ КРЕМНИЯ

А.Д. Маусымбаева

Научный руководитель - профессор В.С. Портнов

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

В качестве восстановителей могут применяться многие элементы. Наиболее широкое распространение находят углерод, кремний и алюминий. В зависимости от вида применяемого восстановителя способы производства ферросплавов подразделяются на силикотермические, алюмотермические и углетермические. Углетермический способ лежит в основе производства наиболее массовых (крупнотоннажных) ферросплавов: сплавов кремния, марганца и хрома. Надо отметить, что метод восстановления окислов углеродом является одним из лучших и экономичных. [6]

В качестве углеродсодержащего восстановителя используют древесный, бурый и каменный уголь, нефтяной, пековый или каменноугольный кокс, различные полукокс, древесные отходы и др. Углеродистые восстановители, применяемые при выплавке ферросплавов, должны обладать хорошей реакционной способностью, высоким удельным электрическим сопротивлением, соответствующим для каждого сплава химическим составом золы, достаточной прочностью, оптимальным размером куска, газопроницаемостью и термоустойчивостью, невысокой стоимостью. [1]

Как известно, реакционная способность восстановителя определяет скорость и температуру начала реакций восстановления. Под реакционной способностью углеродистого восстановителя понимают его химическую активность по отношению к определенной реакции, данному оксиду, которая зависит от размера, степени упорядоченности и характера упаковки кристаллов углерода, от плотности и пористости материала, характера его поверхности, адсорбционной способности по отношению к реагирующему газу, от содержания различных примесей и др. [1]

При использовании более реакционноспособного восстановителя снижается температура начала процесса, и, как следствие, уменьшается расход электроэнергии на единицу получаемого продукта. Обычно реакционная способность и электропроводность углеродистых материалов взаимосвязаны: восстановители, характеризующиеся высокой реакционной способностью, имеют большее электросопротивление. Высокое численное значение последнего позволяет развить высокую полезную удельную мощность процесса, необходимого для быстрого протекания реакций восстановления без энергетических потерь, что способствует увеличению производительности печи и снижению удельного расхода электроэнергии. [5]

В составе золы восстановителя должно быть минимальное количество вредных примесей, так как они в значительной степени переходят в готовую продукцию. Желательно, чтобы зола содержала высокое количество полезного элемента, например, кремнезема при выплавке ферросилиция, и минимальное количество

шлакообразующих при использовании восстановителя в бесшлаковых процессах. Для восстановителя желательно невысокое содержание летучих веществ, отсутствие склонности к спеканию, что обеспечивает хорошее газовыделение на колошнике печи и облегчает ее обслуживание. При подготовке, дозировании и подаче шихты восстановитель должен давать минимальное количество мелочи, т. е. обладать достаточной механической прочностью. При увеличении количества мелочи ухудшается работа печей вследствие снижения газопроницаемости колошника. [1]

Древесный уголь является наилучшим восстановителем. Он содержит очень мало золы, обладает высоким удельным электросопротивлением, сильно развитой пористостью, высокой химической активностью. [2] Применение древесных отходов обеспечивает улучшение газопроницаемости и уменьшение спекания шихты, повышение электрического сопротивления шихты и снижение испарения восстановленных элементов, позволяет регулировать температуру в печи и дает возможность вести восстановление руд, имеющих температуру плавления значительно ниже температуры, требуемой для восстановления [1]. Несмотря на преимущества древесного угля, он применяется в ограниченных размерах, что объясняется, главным образом, его дороговизной. Чаще применяется в смеси с другими восстановителями. [2]

Как сказано выше, углеродсодержащим восстановителем может служить и каменный уголь. Казахстан располагает большими запасами энергетических малосернистых и низкофосфористых углей, которые используются в основном как энергетическое топливо, но не как технологическое сырье для получения продуктов целевого назначения. Угли Шубаркольского месторождения каменные гумусовые, постоянного вещественного состава, малозольные, малосернистые, малофосфористые, «не соленые», склонные к самовозгоранию (таблица 1). В рядовом угле содержание золы до 12%, а зольность отдельных пачек составляла всего 3-6 %. Угли считаются высококалорийными, энергетическими, имеют низкое содержание серы (до 0,5%) и высокую теплотворную способность (от 5200 до 5700 ккал/кг) и при сгорании дают много тепла. Рабочая влажность угля составляет 14-15 %, содержание летучих компонентов 43-44 %. [3]

Таблица 1

Качество рядовых углей Шубаркольского месторождения

| № | Показатели | Угольные горизонты | | |
|---|---|--------------------|---------|--------|
| | | Верхний | Средний | Нижний |
| 1 | Зольность горной массы, % | 11,25 | 20,9 | 20,7 |
| | Зольность угольной массы, % | 5,7 | 11,2 | 12,5 |
| 2 | Влажность: максимальная | 15,3 | 13,2 | 14,9 |
| | Влажность аналитическая | 6,0 | 6,0 | 5,0 |
| 3 | Выход летучих веществ | 43,4 | 40,5 | 40,6 |
| 4 | Содержание серы | 0,40 | 0,83 | 1,08 |
| | фосфора | 0,013 | 0,009 | 0,032 |
| | гуминовых кислот | 3,48 | 1,93 | 1,77 |
| | битумов | 4,7 | 3,94 | 4,47 |
| | смола | 9,21 | 9,06 | 8,92 |
| | водорода | 5,35 | 5,22 | 5,26 |
| | углерода | 76,89 | 7,35 | 77,13 |
| 5 | Низшая теплота сгорания рабочего топлива МДЖ/кг | 21,99 | 19,79 | 19,59 |

В практике рудотермического способа получения кремния используют колумбийский уголь [4, 7]. Сравнение колумбийских и шубаркольских углей приведены в таблице 2.

Таблица 2

Сравнительная таблица характеристик каменных углей

| Показатели | Колумбийский уголь (ThyssenKrupp) | Шубаркольский уголь |
|---|-----------------------------------|---------------------|
| | Среднее содержание | |
| Класс крупности, мм | 10 – 30 | 10 – 50 |
| Влажность, % | 11,2 | 12,6 |
| Зольность, % | 1,0 | 2,68 |
| Летучие, % | 40,1 | 44,1 |
| Общая сера, % | 0,4 | 0,4 |
| Содержание углерода $C_{тв}$, % | 59,3 | 53,21 |
| Реакционная способность по CO_2 при 1000 °С, (R_{CO_2}), $cm^3 / g \cdot c$ | 1,01 | 4,44 |
| Состав золы: | | |
| Fe_2O_3 | 11,2 | 6,61 |
| Al_2O_3 | 30,23 | 30,1 |
| CaO | 3,64 | 3,95 |
| TiO_2 | 0,83 | 0,79 |
| B | 0,35 | 0,06 |

Каменный уголь из Колумбии, поставляемый компанией ThyssenKrupp, характеризуются низкой зольностью на уровне 1 % и большим выходом летучих веществ (40,1 %). В соответствии с такими показателями, содержание фиксированного (твердого) углерода составляет 59,3 %. Этот уголь характеризуется высокой структурной прочностью и термической стойкостью, но имеет невысокую реакционную способность $1,01 - 1,09 \text{ см}^3 / \text{г} \cdot \text{с}$, которая в четыре раза ниже Шубаркольских углей.

Шубаркольские угли имеют несколько завышенную зольность и выход летучих, и низкое содержание углерода, при высокой реакционной способности, низких содержаниях Fe_2O_3 и В. Содержания оксидов Al, Ca, Ti, а также S близки.

Угли Шубарколя являются петрографически однородными, витринизированными. Содержание витринита составляет 80 % от органической массы. Показатель отражения 0,6%. Качество углей $W^r - 15\%$, $A^d - 5 \div 15\%$, $V^{\text{daf}} - 40\%$, $S^d - 0,5\%$, $C^{\text{daf}} - 76\%$, $H^{\text{daf}} - 5,5\%$, $Q^{\text{daf}} - 26 \text{ МДж/кг}$, $Q_i^r - 22 \text{ МДж/кг}$ [5]. Исходя из вышеуказанных характеристик, становится очевидным, что угли Шубарколя возможно использовать в качестве восстановителя ферросплавов.

Литература

1. Восстановители. Режим доступа: <https://metallurgy.zp.ua/>, свободный – (29.03.2019).
2. Углеродистые восстановители, применяемые в производстве ферросплавов. Режим доступа: <http://my-5.ru/>, свободный – (29.03.2019).
3. Шубарколь – черная жемчужина Сары-Арки. Режим доступа: <http://novikovv.ru/>, свободный – (29.03.2019).
4. Ёлкин Д.К., Страхов В.М., Ёлкин К.С., Черевк А.Е. Исследования химической активности углеродистых восстановителей применительно к производству кремния, 2012. Режим доступа: ferrosplav.su, свободный – (29.03.2019).
5. Жарменов А.А. Комплексная переработка минерального сырья Казахстана. Астана: «Фолиант» 2003, том 10. – С. 213 – 221, 230, 234, 236.
6. Мизин В.Г. Углеродистые восстановители для ферросплавов. – М.: «Металлургия» 1976. – 5 с.
7. Школьников А.Р. и др. Производство кремния, 2011 г. – СПб.: МАНЭБ, 2001. – 269 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ХВОСТОВ ОБОГАЩЕНИЯ ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ В ПРОИЗВОДСТВЕ ЦЕМЕНТОВ

М.А. Мухамедбаева

Научный руководитель - доцент А.А. Мухамедбаев

Ташкентский химико-технологический институт, г. Ташкент, Узбекистан

Портландцемент – гидравлическое вяжущее, твердеющее в воде и на воздухе, получаемое путем совместного тонкого измельчения клинкера, добавок и гипса. В качестве минеральной добавки до сегодняшнего дня преимущественно применяют естественные породы. Добавки придают портландцементу ряд ценных свойств при применении [1-4].

Несмотря на довольно широкое распространение природных добавок к цементу во всех частях земного шара, не все месторождения добавок имеют высокую сортность.

В настоящее время на цементных заводах Узбекистана в качестве добавки используют глиежи Ангреноского месторождения (естественно обожженные глины), запасы которых в ближайшем будущем исчерпываются. Естественно, требуется изыскание новых наиболее дешевых местных добавок к цементу. Поэтому, использование техногенных отходов, применимых в производстве цементов, остается актуальным.

Несомненный интерес представляет изучение влияния флотоотхода свинцово-цинковой руды (СОФ) Алмалыкского горно-металлургического комбината в качестве минеральной добавки к цементу. Использование отходов промышленности должно быть обосновано результатами всесторонних исследований, связанных с установлением количества вводимой добавки, влияния его на свойства производимого цемента.

Данная научно-исследовательская работа проведена на пробах клинкера, добавки СОФ и гипса. Техническая характеристика клинкера: коэффициент насыщения (КН) – 0,90; силикатный модуль (n) – 2,12; глиноземистый модуль (p) – 1,06; массовая доля оксида магния (MgO) – 2,12%; массовая доля оксида кальция свободного ($\text{CaO}_{\text{св}}$) – 0,4%; массовая доля хлор-иона (Cl^-) – 0,08%; минералогический состав клинкера (%): $\text{C}_2\text{S} - 57-63$; $\text{C}_3\text{S} - 13-20$; $\text{C}_3\text{A} - 5-8$; $\text{C}_4\text{AF} - 13-19$; предел прочности при сжатии после пропаривания – 26,5 МПа; предел прочности в возрасте 28 суток при изгибе – 6,8 МПа и сжатии – 48,6 МПа.

Добавку подавали на помольные цементные мельницы без термической активации. Физико-механические испытания цементов проводили по ГОСТ 310.1-76, 310.3-76, 310.4-81.

Химический состав флотоотходов свинцово-цинкового производства приведен в табл. 1.

Выбор состава цементов основан на том, что в первом случае (проба 1) содержание компонентов шихты соответствовало производственному. Содержание добавки СОФ в опытном цементе варьировали от 10 до 18 мас. %. Тонина помола цемента около $3100 \text{ см}^2 / \text{г}$. При вводе СОФ в указанных пределах расплыв стандартного конуса увеличился с 105 мм до 118 мм. Начало и конец схватывания увеличился на 10-20 минут и составил 2 ч. 35 мин и 4 ч. 55 мин, соответственно. Предел прочности при сжатии после 28 суток твердения – $41,1 \div 44,5 \text{ МПа}$ (табл. 2).

Таблица 1

Химический состав проб флотоотходов, %

| Наименование отхода | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | CaO | MgO | SO ₃ | R ₂ O | Потери при прокаливании (п.п.п) | Сумма |
|---------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------|------|-----------------|------------------|---------------------------------|-------|
| СОФ проба 1 | 46,52 | 9,83 | 5,21 | 13,63 | 8,93 | 5,23 | 2,64 | 7,91 | 99,99 |
| СОФ проба 2 | 45,47 | 9,93 | 4,45 | 15,32 | 8,89 | 2,31 | 2,13 | 9,63 | 98,13 |

Таблица 2

Физико-механические свойства цементов

| № п/п | Наименование добавки | Количество добавки, % | Расплав конуса, мм | Сроки схватывания, час-мин. | | Прочность при сжатии, МПа |
|-------|----------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------------|-------|---------------------------|
| | | | | Начало | Конец | |
| 1 | Без добавки | 0 | 105 | 2-25 | 4-35 | 48,6 |
| 2 | СОФ | 10 | 111 | 2-35 | 4-45 | 44,5 |
| 3 | СОФ | 15 | 115 | 2-40 | 4-50 | 42,7 |
| 4 | СОФ | 18 | 118 | 2-45 | 4-55 | 41,1 |

Далее, с целью определения применимости СОФ с другими добавками были исследованы цементы, в которых были использованы СОФ и фракционные отходы сталеплавильного производства АПО «Узметкомбинат» (ФОСПП) размером менее 5 мм [5].

Фракционные отходы сталеплавильного производства образуются после дробления шлаков с последующим фракционированием и магнитной обработки на дробильно-сортировочном участке АПО «Узметкомбинат». Химический состав фракционного отхода сталеплавильного производства приведен в табл. 3.

Таблица 3

Химический состав проб сталеплавильных шлаков, %

| Наименование отхода | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | CaO | MgO | SO ₃ | R ₂ O | Сумма |
|---------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------|-------|-----------------|------------------|-------|
| Шлак проба 1 | 18,6 | 5,01 | 20,5 | 42,1 | 12,5 | 0,1 | 0,18 | 98,99 |
| Шлак проба 2 | 19,18 | 5,96 | 19,5 | 41,38 | 12,57 | 0,1 | 0,24 | 98,93 |

В экспериментах массовое соотношение СОФ : ФОСПП варьировали в диапазоне 33-74 : 67-26. Смесь минеральной добавки также не подвергали термической обработке. Клинкер (марки 500) с добавкой измельчали до порошкообразного состояния в присутствии природного гипса до удельной поверхности 3000 см²/г, согласно утвержденной Технологической инструкции предприятия.

Таблица 4

Прочностные характеристики цементов

| № | Состав добавки, % | | Количество добавки в цементе, % | Сроки схватывания, мин. | | Прочность при сжатии, МПа | Марка цемента |
|----|-------------------|---------------------------|---------------------------------|-------------------------|------|---------------------------|---------------|
| | СОФ АГМК | ФОСПП АПО «Узметкомбинат» | | Нач. | Кон. | | |
| 1 | 33 | 67 | 15 | 70 | 135 | 50,9 | 500 |
| 2 | 45 | 55 | 18 | 72 | 138 | 49,5 | 500 |
| 3 | 55 | 45 | 18 | 70 | 136 | 50,1 | 500 |
| 4 | 50 | 50 | 20 | 73 | 140 | 51,9 | 500 |
| 5 | 60 | 40 | 25 | 75 | 140 | 51,3 | 500 |
| 6 | 68 | 32 | 22 | 68 | 135 | 50,6 | 500 |
| 7 | 75 | 25 | 20 | 70 | 139 | 49,9 | 500 |
| 8 | 80 | 20 | 25 | 69 | 135 | 47,9 | 400 |
| 9 | 83 | 17 | 30 | 70 | 140 | 45,6 | 400 |
| 10 | 78 | 22 | 32 | 72 | 150 | 46,5 | 400 |
| 11 | 74 | 26 | 27 | 69 | 138 | 46,0 | 400 |

Из данных табл. 4 видно, что предлагаемая добавка, содержащая в указанных соотношениях СОФ : ФОСПП, при введении в состав цемента в количестве от 15 до 25 % (составы под номерами 1-7) не снижает марочной прочности получаемого цемента. При увеличении количества добавки до 32 мас. % или же увеличение в

составе МД содержания СОФ до 80 мас.%, из клинкера марки «500» возможно получение цементов с прочностью 46,0-47,9 МПа, что соответствует марке цемента «400» (составы под номерами 8-11).

Литература

1. Болдырев А.С., Золотов П.П., Люсов А.Н. и др. Строительные материалы: Справочник. – М.: Стройиздат, 1989. – 567 с.
2. Волконский Б.В., Судакс Л.Г. Справочник по химии цемента.:– Ленинград: Стройиздат, 1980. – 220 с.
3. Кравченко И.В., Мешик Т.Т. Краткий справочник технолога цементного завода. – М.: Стройиздат, 1974. – 303 с.
4. Бутт Ю.М., Сычев М.М., Тимашев В.В. Химическая технология вяжущих материалов: Учебник для вузов – М.: Высш. школа, 1980. – 472 с.
5. Пат. UZ IAP 04771. Цемент / Ш.Ю. Атаджанов, Э.И. Курбанов, Ф. Кадырова, А.А. Мухамедбаев, К. Шакамалов. Заявл. 06.12.2010; Опубл. 29.11.2013; Бюл. № 11.

ГРАНУЛЯЦИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ С ЦЕЛЬЮ ПОСЛЕДУЮЩЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В КАЧЕСТВЕ ВТОРИЧНОГО СЫРЬЯ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Г.И. Сараев, В.В. Шевцова

Научный руководитель - доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема накопления отходов производств стала особенно актуальной в связи с интенсивным их накоплением за последнее столетие функционирования промышленности. Отходы и выбросы бывают по фазовому состоянию газообразные, жидкие и твёрдые. Часть жидких отходов так же может быть переведена в твёрдое состояние, путём осуществления реакций осаждения или выпариванием жидкости. Твёрдые отходы, как правило, представлены реже в виде крупнокусковых, и гораздо чаще – дисперсными и мелкодисперсными (пылевидными).

Стоит отметить, что наиболее опасные отходы сформировались в химической промышленности предприятий ядерного цикла. Однако наибольшие объёмы образованы в результате деятельности предприятий добывающей и горно-обогатительных отраслей.

Мелкодисперсность отходов обогащения обусловлена тем, что извлечение целевого компонента практически любым из известных способов обогащения, подразумевает измельчение руды с целью высвобождения извлекаемого компонента физическими, физико-химическими методами (магнитная сепарация, гравитационные методы, методы флотации и т.п.) или обеспечение доступа реагентов при извлечении химическими методами (выщелачивание). Достигнутая при этом степень извлечения определяется рядом факторов: существовавшим уровнем технологии на момент образования отхода и экономически обусловленной целесообразностью. В подавляющем большинстве случаев, извлечению при этом подлежит один целевой компонент и гораздо реже речь идёт о комплексном подходе.

Хвосты и отвалы от извлечения были депонированы «до лучших времён». Отвалы содержат кроме вмещающей породы недоизвлечённый целевой компонент и сопутствующие компоненты. Так, например, медно-никелевым рудам сопутствуют золото и металлы платиновой группы, железорудные месторождения могут содержать золото и другие компоненты в количествах выше кларковых. В свою очередь, золоторудные месторождения сопровождаются железом, медью, мышьяком.

Отвалы не являются постоянными во времени по своей реакционной способности. Вызвано это тем, что кроме того, что они первоначально подверглись воздействию (измельчение, хим. реагенты) при извлечении целевого компонента, но ещё и с извлечением компонента нарушилось существовавшее равновесное состояние минерала. Существенно сказывается так же наличие контакта с кислородом воздуха, влагой и остаточным содержанием реактивов или продуктов их разложения. По истечении времени, лежалые отвалы могут представлять даже больший интерес, как сырьё для вторичного применения в качестве сырья в виду произошедших изменений и увеличения доступности содержащихся в них компонентов для извлечения, несмотря на малые количества извлекаемых полезных компонентов.

С нашей точки зрения наиболее перспективным является перевод мелкодисперсных лежалых отвалов в гранулированную форму. Процессы гранулирования известны достаточно давно, аппаратно и технологически проработаны и успешно применяются в ряде отраслей. В том числе – как крупнотоннажные процессы. Получение пористых и прочных гранул из мелкодисперсных лежалых отходов решает две основные проблемы:

- повышает технологичность вторичной переработки;
- переводит материал из отвального в применимый к хозяйственному применению.

Повышение технологичности. Как уже ранее было обозначено, отвалы содержат в себе значительно меньшие количества полезных извлекаемых компонентов, чем первичная руда. Следовательно, способ доизвлечения должен быть с минимальными затратами. Как наиболее вероятный видится способ кучного выщелачивания, как один из самых низко затратных и наиболее ёмких (в плане вовлечения в процесс объёмов сырья). Гранулированный материал, полученный методом окатывания, имеет хорошую пористость самих гранул и порозность слоя гранул, следовательно – лёгкую доступность для реагентов и хороший отвод продуктового раствора.

Перевод материала в востребованную форму. После доизвлечения, гранулированный материал уже не содержит в себе вредных компонентов (или содержит их в минимальном количестве), не пылит в отличие от мелкодисперсного отвального сырья, из которого он произведён. Не требует обеспечения специальных условий

хранения и транспортирования, успешно может быть применён в качестве отсыпок при дорожном строительстве или в качестве заполнителя при строительстве.

Основной технологической задачей является подбор связующего при гранулировании для достижения требуемой прочности, пористости и устойчивости к действию реагентов.

В качестве объектов исследования были взяты кеки Ново-Берикульской и хвосты Комсомольской золотоизвлекательных фабрик. Остаточное среднее по массиву отвала содержание потенциально извлекаемых кучным способом ценных элементов приведено в таблице 1.

Таблица 1

Содержание некоторых металлов, г/т, в отвалах ЗИФ Ново-Берикульской и Комсомольской

| Отвал ЗИФ | Au* | Ag** | Zn** | Cu** |
|----------------|------|------|------|------|
| Н-Берикульская | 4,9 | 29 | 599 | 525 |
| Комсомольская | 2,46 | 101 | 1223 | 80,4 |

* – по результатам «Иргиредмет»;

** – по результатам «Химико-аналитического центра «Плазма», г. Томск

По содержанию золота наибольший интерес представляют кеки Ново-Берикульской фабрики. Для них был исследован гранулометрический состав образцов. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Гранулометрический состав кеков Ново-Берикульской ЗИФ

| Класс крупности, мм | +1,0 | -1,0+0,5 | -0,5+0,1 | -0,1+0,074 | -0,074+0,05 | -0,05+0 |
|---------------------|------|----------|----------|------------|-------------|---------|
| Выход, % | 15,2 | 4,3 | 9,1 | 4,6 | 11,5 | 55,3 |

В качестве связующего был использован портланд цемент ЦЕМ I 42,5Б «Сибирский цемент». Для определения содержания связующего и определения рабочей влажности для гранулирования методом окатывания, были спланированы и проведены серии опытов по вибробрикетированию с пригрузом – как физической модели процесса гранулирования методом окатывания. Диаметр вибробрикетов составлял 10 мм. Каждая точка выполнялась в трёх последовательностях. Определялись прочность после 14 дней твердения на воздухе. Полученные данные на вибробрикетах пересчитывались на гранулы диаметром 10 мм, соизмеримого с диаметром брикетами. Результаты пересчёта прочности гранул в зависимости от содержания цемента приведены в таблице 3.

Таблица 3

Прогнозируемая прочность на раздавливание гранул в зависимости от содержания цемента

| Содержание цемента, % | 5 | 10 | 20 | 30 |
|-----------------------|----|-----|-----|-----|
| Разрушающее усилие, Н | 74 | 273 | 452 | 548 |

Полученные данные будут использованы нами для технико-экономических обоснований в том числе, для расчётов высоты слоя гранул в грядке для кучного выщелачивания в зависимости от содержания цемента при гранулировании.

Литература

1. Введение в оценку, проектирование и получение благородных металлов способом кучного выщелачивания / Под ред: Дирк ван Зил, Иэн Хатчисон, Джин Кил. Перевод под ред. проф., д.т.н. М.И. Фазлуллина. Общество горных инженеров. – Литтлтон, Колорадо, 1988.
2. Кучное и подземное выщелачивание металлов / Г.Д. Лисовский, Д.П. Лобанов, В.П. Назаркин и др. Под ред. С.Н. Волощука. – М.: Недра, 1982. – 113с.
3. Черняк А.С. Процессы растворения: выщелачивание, экстракция. – Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 1998. – 407 с.
4. Классен П.В. Гришаев И.Г. Основы техники гранулирования. – М.: Химия, 1982. – 272 с.
5. Тихонов В.В., Налесник О.И. Техногенные месторождения перспективный источник минерального сырья. // 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. – 2013. – Т. 2. – С. 166 – 167.

**ПОЛУЧЕНИЕ ПОРИСТОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ОТХОДА
ПОЛУПРОВОДНИКОВОГО ПРОИЗВОДСТВА**

В.И. Семенова

Научный руководитель - профессор О.В. Казьмина

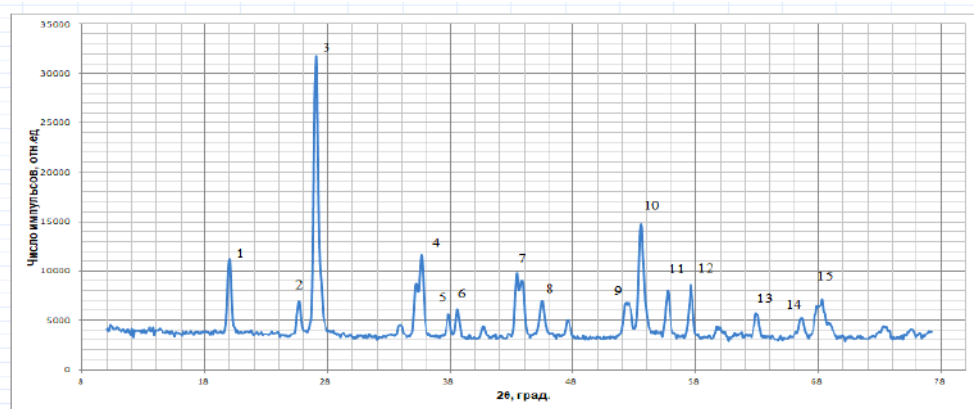
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Полупроводниковая промышленность относится к интенсивно развивающимся отраслям в мире и признается ключевой для экономического роста. Согласно данным WSTS объем рынка в 2018 году оценивается более US \$ 400 billion [1]. Технологический процесс производства полупроводниковых приборов и интегральных микросхем обычно включает следующие операции: механическая обработка полупроводниковых пластин; химическая обработка; эпитаксиальное наращивание слоя полупроводника; получение маскирующего покрытия. В процессе изготовления приборов и устройств для радиоэлектроники используется более 200 органических и неорганических соединений, в результате чего на предприятиях данной отрасли образуются различные отходы, некоторые из которых содержат токсичные элементы, такие как мышьяк, сурьма, теллур, а также кислоты и щелочи и др. [2, 3]. Выбросы данных элементов и их соединений необходимо снижать до уровня предельно допустимых концентраций. К одному из опасных видов относятся отходы, содержащие арсенид галлия (GaAs), широко используемый в электронных устройствах. Утилизация данного вида отходов вызывает обеспокоенность в отношении здоровья населения и экологических рисков, связанных с потенциальным выбросом токсичных видов мышьяка.

Цель исследования – установить возможность использования отходов, образующихся при механической обработке пластинок арсенида галлия, в качестве компонента композиции для получения пористого материала, обладающего экологической безопасностью.

Ранее было установлено, что введение в состав пористого материала арсенида галлия, в силу особенностей его кристаллической структуры и электронного строения, повышает коэффициент поглощения электромагнитного излучения в диапазоне частот от 120-260 ГГц готового материала [4]. Это указывает на одну из возможных областей применения пористого материала, содержащего арсенид галлия.

При разработке технологических приемов переработки данного вида отходов учитывалось, что арсенид галлия не взаимодействует с водой, но активно разлагается под действием кислот с выделением токсичного арсина. При нагреве на воздухе до 300 °С арсенид галлия не окисляется, а начиная с 600 °С, GaAs разлагается с выделением мышьяка. По данным рентгенофазового анализа установлено, что исследуемый отход содержит в своем составе не только арсенид галлия, но и карбид кремния (рис. 1).



**Рис. 1 Дифракционная рентгенограмма GaAs-содержащего отхода
1,2,4,5,6,9,11,12,13 –карбид кремния; 3,8,10,15 – арсенид галлия; 7 –галлий**

Фазовый состав отхода исследовали с помощью рентгеноструктурного анализа на дифрактометре ДРОН-3М в медном излучении, с использованием программы Crystallographica. Установлено присутствие на рентгенограмме рефлексов отражения таких кристаллических фаз как карбид кремния и арсенид галлия (рис. 1). Рефлексы, отвечающие арсениду галлия, являются более выраженными (№ 3, 8, 10, 15) и согласуются с основными установленными максимумами отражения ($d = 0,3263; 0,1998; 0,1708$ нм). Менее интенсивные рефлексы (№ 1, 2, 4, 5, 6, 9, 11, 12, 13) соответствуют карбиду кремния ($d = 2,5162; 2,5208; 2,6276$ нм).

Для перевода материала, содержащего мышьяк в безопасное состояние, исходный отход предварительно гранулировали с использованием в качестве связующего раствор жидкого стекла с силикатным модулем 2,5. Предпосылкой успешного гранулирования служит тонкодисперсность порошка образующегося отхода, что отражено на рисунке 2. Средний размер частиц не превышает 10 мкм.

Гранулирование осуществляли в лабораторном турбо-лопастном смесителе. Вначале в смеситель подается высушенный при комнатной температуре порошкообразный отход, затем постепенно подается раствор жидкого стекла. Подача раствора прекращается, когда появляются первые признаки переувлажнения шихты – блеск гранул,

налипание мелких гранул (1 – 3 мм). Процесс гранулирования длится 5 ± 2 мин., с отбором гранул для последующих испытаний на влажность, химическую и биологическую стойкость.

Установлено, что GaAs-содержащие отходы хорошо гранулируются со 100 % выходом гранул. Средний размер гранул составил 1,7 мм (таблица 1). Прочность свежеприготовленных гранул достаточна для обеспечения их транспортирования без разрушения, что подтверждается сохранением формы гранул при их сбрасывании с высоты 300 – 500 мм.

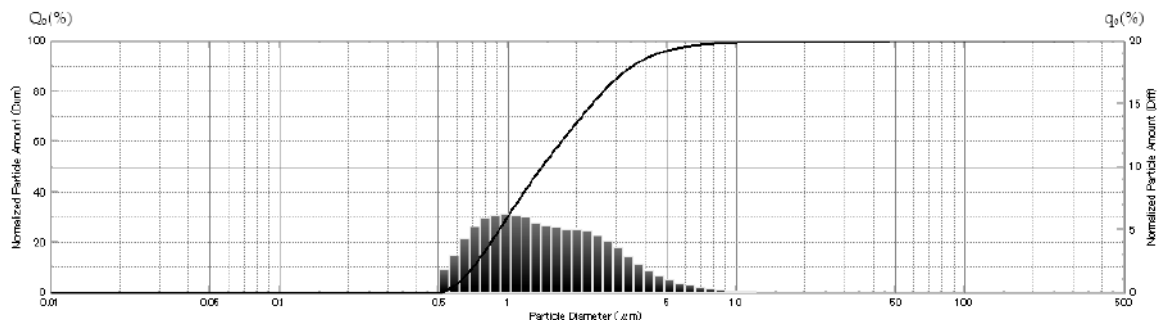


Рис. 2 Гранулометрический состав отходов

Таблица 1

Характеристика гранулированных GaAs-содержащих отходов

| № | Диаметр, мм | Влажность, мас. % | Насыпная плотность, кг / м ³ | Процент разрушения сырых гранул при сбрасывании с 30 – 50 см | Прочность высушенных гранул, при сдавливании в цилиндре, МПа |
|------------------|-------------|-------------------|---|--|--|
| 1 | 1,33 | 10,6 | 730 – 760 | 0 | 20,1 – 20,7 |
| 2 | 1,68 | 13,7 | | 0 | |
| 3 | 1,70 | 14,7 | | 0 | |
| 4 | 2,02 | 14,3 | | 0 | |
| Среднее значение | 1,7 | 13,3 | 754 | 0 | 20,4 |

На следующем этапе изготовленные гранулы остекловывали путем термообработки композиции гранул с жидким стеклом и добавками. Для получения пористого материала использовали технологию «холодного вспенивания», с постепенным нагревом композиции до 250 °С. Получен пористый материал, обладающий характеристиками, приведенными в таблице 2. По плотности материал относится к плотным теплоизоляторам, с водопоглощением на уровне керамзита и прочностью на сжатие на уровне пеностекла.

Дополнительно проведена оценка безопасности полученного материала методом биотестирования. Согласно СП 2.1.7.1386-03 критерием токсичности материала является гибель 50 % и более биообъектов в водной вытяжке исследуемого образца. По данным биотестирования материал относится к 4 классу опасности, что говорит о переводе отходов в безопасное состояние.

Таблица 2

Физико-механические характеристики пористых образцов

| Средний размер пор, мм | Коэффициент вспенивания, % | Водопоглощение, % | Кажущаяся плотность, кг / м ³ | Прочность на сжатие, МПа |
|------------------------|----------------------------|-------------------|--|--------------------------|
| 0,5 – 1,0 | 11 | 18 | 550 | 1,3 |

Анализ полученных результатов показал, что отходы, образующиеся на полупроводниковом производстве, содержащие в своем составе арсенид галлия и карбид кремния, можно использовать в качестве компонента композиции для получения пористого материала при температурах, не превышающих 250 °С. Потенциальной областью применения данного материала рассматривается сфера радиопоглотителей, например, в качестве облицовочного материала для безэховых камер и для обеспечения электромагнитной совместимости различной аппаратуры, что является актуальной практической задачей.

Литература

- World Semiconductor Trade Statistics. More Than 25 Years Authentic Market Monitoring by WSTS. Available online: <https://www.wsts.org/> (accessed on 03.01 2019)
- Shen, C.-W., Tran, P.P., Ly, P.T.M. Chemical waste management in the U.S. semi-conductor industry // Sustainability (Switzerland). – 2018. – 10(5). – P. 1545.
- Int. J. Environ. Comprehensive Evaluation of Hazardous Chemical Exposure Control System at a Semiconductor Manufacturing Company in South Korea // Res. Public Health. – 2018. – 15(6). – P. 1162.
- Стебенева В.И., Дорожкин К.В., Казьмина О.В. Радиопоглощающие свойства пеностекла с добавлением арсенида галлия // Перспективы развития фундаментальных наук: сборник трудов XV Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2018. – Т.2. – С. 309 – 311.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРОЧНОСТИ
АЛЮМОСИЛИКАТНОЙ КЕРАМИКИ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ**

Н.П. Сергеев, Ю.А. Старикова, Н.В. Пащенко

Научный руководитель - профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время алюмосиликатная керамика получила нетрадиционное применение в нефтегазодобывающей отрасли в качестве расклинивающих материалов (пропантов) для добычи трудноизвлекаемых нефти и газа методом гидроразрыва пласта (ГРП). Это современный механический метод повышения отдачи нефтегазоносных пластов, за счет создания в них множества трещин разрыва путем воздействия на пласт избыточного давления, создаваемого закачкой в пласт жидкости разрыва (флюида). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется гранулированный материал (пропант), размером от 2 до 0,2 мм, закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [1].

После многолетних исследований предпочтение в гидроразрыве отдано керамическим пропантам, обладающим высокой прочностью при относительно невысокой насыпной плотности, а также химической стойкостью и высокой проводимостью [2].

Условия службы пропантов определяют их основные функциональные свойства, согласно которым они должны выдерживать высокие пластовые давления и противостоять корродирующему действию агрессивной среды (кислых газов, солевых растворов).

Возможными путями обеспечения высокой прочности гранулированного материала являются увеличение в керамической матрице доли кристаллических фаз (желательно с волокнисто-игольчатой структурой), обеспечение максимально плотной упаковки зерен при гранулировании и минимальной пористости гранулированного материала после обжига.

Из всего перечня природного алюмосиликатного сырья в качестве основных сырьевых компонентов для получения алюмосиликатных пропантов чаще всего используются каолины, бокситы и огнеупорные глины, а также различные добавки природного и техногенного происхождения, интенсифицирующие процесс спекания материала и повышающие прочностные показатели конечного продукта.

Имеющийся на настоящий момент практический опыт применения алюмосиликатных пропантов указывает на то, что их относительно невысокая прочность обусловлена главным образом двумя причинами: во-первых, фазовым составом, формирующимся при обжиге, во-вторых – недостаточно плотной упаковкой материала в гранулах [3]. Поэтому возникает необходимость изыскания путей и способов улучшения физико-механических свойств алюмосиликатных пропантов.

Целью данной работы явился подбор составов и отработка технологических режимов получения керамических материалов с повышенной прочностью на основе огнеупорного глинистого сырья.

В качестве исходного основного сырья использовались огнеупорная глина и каолин. В качестве упрочняющей добавки применялась добавка среднежелезистой бокситовой породы.

Химический состав сырьевых компонентов приведен в таблице 1.

Таблица

Химический состав исследуемых сырьевых компонентов

| Сырье | Содержание оксидов, мас. % | | | | | | | | | |
|--------|----------------------------|--------------------------------|------------------|--------------------------------|------|------|------|------------------|-------------------|-------------------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | TiO ₂ | Fe ₂ O ₃ | MnO | CaO | MgO | K ₂ O | Na ₂ O | Δm _{шкр} |
| боксит | 21,86 | 50,56 | 3,65 | 6,19 | 0,03 | 0,44 | 1,00 | 0,48 | 0,17 | 15,62 |
| каолин | 44,63 | 38,85 | 1,14 | 1,15 | - | 0,15 | 0,68 | 0,06 | 0,09 | 13,30 |
| глина | 50,56 | 32,11 | 1,72 | 1,49 | 0,01 | 0,57 | 0,25 | 0,22 | 0,10 | 12,97 |

Таким образом, по химическому составу в прокаленном состоянии исследуемый каолин представляет собой высокоосновное глинистое сырье с невысоким содержанием щелочных и щелочно-земельных оксидов (в сумме менее 1,5 мас. %) со средним содержанием красящих оксидов Fe₂O₃ и TiO₂ (не более 2,5%). По данным рентгеновского и термического методов анализа в его фазовом составе помимо каолинита присутствует некоторое содержание кварца. Это в совокупности определяет высокую температуру спекания (1400 °С) и относительно невысокую прочность образцов пластичного формования при температуре полного спекания – не более 40 МПа. Такая небольшая прочность обусловлена, главным образом, процессами кристобалитизации аморфного кремнезема, выделяющегося при термическом разложении каолинита.

Исследуемый боксит представляет собой высокоглиноземистую породу, о чем свидетельствует содержание Al₂O₃ в прокаленном состоянии более 60 мас. %, поскольку представляет собой разновидность глинистого боксита бемито-гидраргиллито-каолининового типа.

Исследуемая глина представляет каолиновую глину с небольшой примесью в глинистой части гидрослюда в виде иллита, с высоким содержанием свободного кварца. Наличие в качестве основного минерала каолинита определяет ее тип как глинистое сырье среднетемпературного спекания с температурой полного спекания 1250 °С. Характерная особенность данной глины, определяющая ее перспективность для получения пропантов – это прочность на сжатие образцов пластичного формования после обжига более 100 МПа.

Особенностью традиционной технологии керамических пропантов на основе каолинов и огнеупорных глин является необходимость предварительного прокаливания исходного сырья (каолина или глины) при температурах, обеспечивающих полную дегидратацию глинистых минералов и начало процессов мулитообразования.

В данной работе для предварительного прокаливания исследуемых глины и глинистого боксита применялась температура 1000 °С.

Для приготовления керамических масс прокаленные исходные глиносодержащие компоненты подвергались тонкому измельчению в шаровой мельнице до полного прохода через сито 0063.

Образцы изготавливались методом полусухого прессования под давлением 10 МПа. В качестве пластификатора использовался 1%-ный раствор КМЦ.

Исследования процесса спекания образцов проводилось в температурном интервале: образцов из боксита – 1350-1500 °С, композиций глины с добавками боксита – 1350-1450°С, композиций каолина с бокситом – 1350-1500 °С с шагом 50 °С.

Результаты исследования влияния температуры и количество добавки бокситовой породы на спекаемость огнеупорных глины и каолина приведены на рисунке 1.

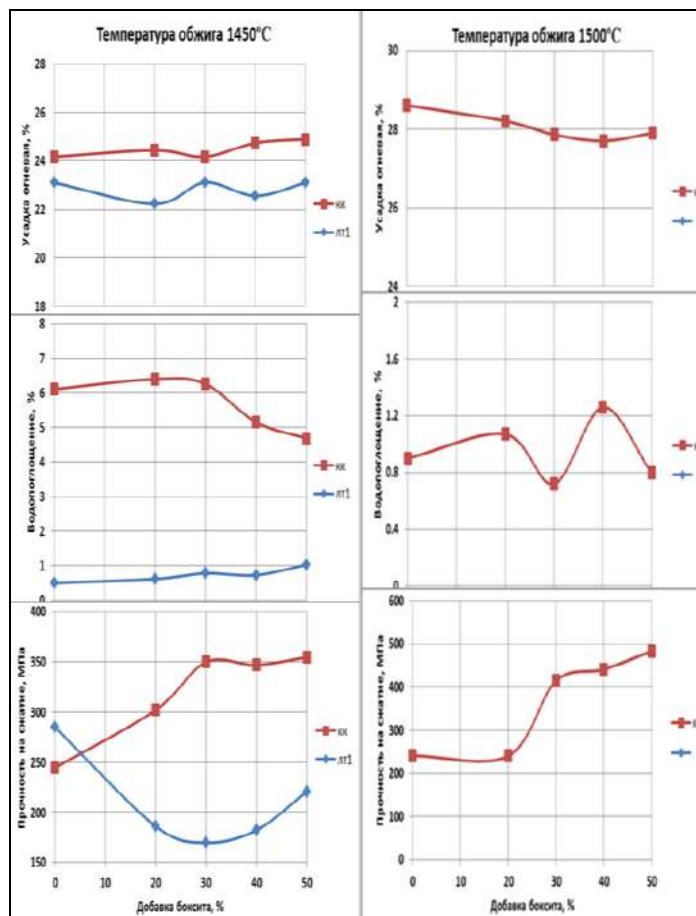


Рис. 1 Влияние добавки бокситовой породы на спекаемость огнеупорного глинистого сырья при температуре обжига 1450-1500 °С

Таким образом, выбранные составы композиций исследуемых каолинистых глин с глинистым бокситом представляют интерес для того, чтобы их можно было опробовать для получения алюмосиликатных пропантов с высокой прочностью.

Литература

1. Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №1. – С. 58.
2. Кудряшов С.И. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов / С.И. Кудряшов, С.И. Бачин, И.С. Афанасьев, А.Р. Латынов, А.В. Свешников, Т.С. Усманов, А.Г. Пасынков, А.Н. Никитин // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 3. – С. 80.
3. Vakalova T.V., Pogrebenkov V.M., Reshetova A.A. Criteria for selecting clay initial materials for making aluminum silicate propants // Glass and Ceramics. – 2009. – V. 66. – Is. 9–10. – P. 313 – 317.

Полученные данные свидетельствует о том, что исследуемый боксит в интервале температур 1350-1500 °С образует структуры с прочностью на сжатие до 176-245 МПа.

В случае исследуемой глины и каолина без добавок бокситовой породы оптимальной температурой обжига, обеспечивающей формирование максимальной прочности на сжатие образцов полусухого прессования, является температура 1450 °С (244 МПа – прочность образцов из каолина, 288 МПа – из глины) (рисунок 1).

Сопоставительный анализ влияния добавок боксита на изменение свойств исследуемых композиций свидетельствует о его дифференцированном действии: наиболее активно добавки боксита влияют на упрочнение в обжиге каолина по сравнению с исследуемой глиной. Например, добавка боксита в количестве 20-50 % при температуре 1400 °С увеличивает прочность образцов из каолина со 150 до 350 МПа (на 200 МПа), а из глины – с 133 МПа до 186 МПа (на 53 МПа).

Выявлено, что действие добавок боксита на спекаемость исследуемого глинистого сырья зависит от его содержания. В частности, добавка боксита к глине в количестве 30-40 % при температурах обжига 1350-1400 °С выполняет функции спекающей добавки, обеспечивающей снижение водопоглощения образцов. Это вызвано флюсующим действием вносимого с бокситом оксида железа (до 3% Fe_2O_3), повышающим его суммарное содержание в составе композиций.

**О ПРИМЕНЕНИИ БАКТЕРИАЛЬНЫХ МЕТОДОВ В ПРОЦЕССАХ
ПЕРЕРАБОТКИ ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ**

А.С. Сидорович

Научный руководитель - доцент В.Б. Кусков

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

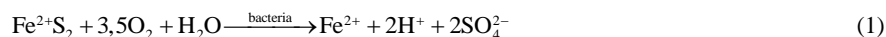
Современные тенденции развития промышленности в значительной степени направлены на рациональное использование ресурсов, повышение экономической рентабельности и экологичности производства. На стыке различных наук и дисциплин рождаются новые направления, дающие возможность приблизиться к современному представлению о производстве на практике. Одно из таких направлений зародилось как синтез микробиологии и геологии и сегодня носит название биогеотехнологии. Разработка биогеотехнологических схем ведется как в России (технологии бактериального выщелачивания разработки ЗАО «Полус», применяемые на Олимпиадинском горно-обогатительном комбинате), так и за рубежом (BacTech Environmental Corporation, Канада; исследования TU Bergakademie Freiberg, Германия; CSIRO, Австралия и т.д.).

Биогеотехнология позволяет извлекать полезные компоненты из бедных руд, отвалов, техногенного сырья. В настоящее время процесс биовыщелачивания успешно применяется в переработке медных руд, так как образующийся в результате сульфат меди (II) хорошо растворим в воде [5]. Биовыщелачивание железосодержащего сырья пока что не получило широкого распространения в промышленности, однако уже представляет собой актуальное направление исследований: точный механизм взаимодействия бактерий и некоторых минералов железа, в частности, пирита, еще не до конца ясен¹, а практическое приложение может сыграть важную роль в будущем обогащения полезных ископаемых. В качестве примера возможного применения биогеотехнологии железа интересно рассмотреть вероятность реализации схем бактериальных методов обогащения на побочных ветвях сернокислотного производства – одного из важнейших направлений химической промышленности. На различных этапах этого процесса образуются промежуточные продукты и хвосты, которые при соответствующих технологиях могут стать сырьем для извлечения ценных компонентов.

Одним из основных побочных продуктов сернокислого производства является пиритный огарок. Пиритный огарок главным образом состоит из железа (40-63%) с небольшими примесями серы (1-2%), меди (0,33-0,47%), цинка (0,42-1,35%), свинца (0,32-0,58%), драгоценных (10-20 г/т) и других металлов [1]. Сегодня пиритный огарок используется в качестве наполнителя для бетона и как сырье для получения минеральных пигментов (железный сурик, мумия, охра) с содержанием серы, исключающим их применение в покрытиях для металлических поверхностей. Для использования пиритного огарка в качестве пигмента для покрытия металлов необходимо максимально снизить, а лучше исключить, содержание серы. С этой задачей традиционные методы обогащения справляются не всегда.

В предлагаемой схеме бактериологического выщелачивания обогащаемое сырье изначально является измельченным², а максимальная температура непродолжительного нагревания достигает лишь 480 °С, что существенно снижает энергозатраты на переработку.

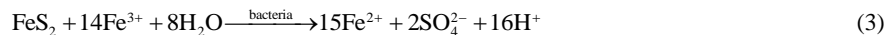
Таким представляется прямое (т.е. протекающее при непосредственном прикреплении микроорганизма к поверхности минеральной частицы) взаимодействие бактерий *Acidithiobacillus ferrooxidans* и пирита FeS_2 [3]:



В присутствии бактерий в растворе ионы Fe^{2+} окисляются до ионов Fe^{3+} [3], в дальнейшем играющих роль акцепторов электронов в метаболических процессах микроорганизмов:



Взаимодействие с ионами трехвалентного железа рассматривается в классическом труде [3] и позднее используется в работе китайских исследователей, посвященной изучению механизма биовыщелачивания пирита [6]:



Формулы 1 – 3 подходят для описания процесса переработки пиритного огарка. Из уравнения реакции 3 также видно, какое количество сульфата железа (II) будет получено в результате реакции, однако это значение является теоретическим: на практике выход вещества зависит от многих факторов — концентрации пульпы, выбора

¹ Значительный вклад в понимание процесса биовыщелачивания пирита внесли своей работой исследователи Heijnen J., Voorn M., в которой они указали на протекание биовыщелачивания пирита по преимущественно непрямому пути, когда микроорганизмы играют роль катализатора. Подробнее см. [4]. Общепринятым, однако, считается, что в биовыщелачивании пирита прямой и непрямо пути практически неразделимы [3].

² Крупность материала оказывает серьезное влияние на эффективность процесса биовыщелачивания, и, согласно исследованиям, оптимальная крупность частиц составляет 42 мкм [2]. Для справедливости следует отметить, что необходимость в операции доизмельчения будет зависеть от крупности исходного сырья.

культур бактерий, конфигурации оборудования. Известно, что при нагревании свыше 480 °С сульфат железа (II) разлагается следующим образом:



Итак, на выходе был теоретически получен оксид железа (III), а сера перешла в газообразные соединения и была исключена из смеси. На данном этапе потребуются нагрев смеси до указанной выше температуры. Остальные стадии биовыщелачивания проходят при температуре 28-30 °С [2].

Предложенный частный случай применения методов бактериального выщелачивания на сегодняшний день является теоретически возможным. Соответствующие опыты могут помочь усовершенствовать методику и подготовить ее для использования в промышленных масштабах, но уже на данном этапе можно привести следующие преимущества применения биогеотехнологии на практике:

Переработка хвостов обогатительного или химического производства подразумевает использование в качестве сырья измельченного продукта, что значительно уменьшает энергозатраты на операции дробления и измельчения.

Осуществление процессов биовыщелачивания не требует использования агрессивных химических реагентов — продукты метаболизма бактерий и архей и питательные вещества для поддержания их жизнедеятельности являются природными растворами, которые не оказывают негативного влияния на окружающую среду и оборудование.

Процессы биовыщелачивания проходят при умеренных температурах, поддерживаемых самими микроорганизмами, что сокращает потребление энергии для нагрева реактора.

Бактериологическая переработка хвостов и отходов способна понизить уровень негативного воздействия производства на окружающую среду, оказываемого разработкой новых месторождений или ужесточением технологий обогащения, сократить территории, отводимые для устройства хвостохранилищ, и в целом уменьшить потребление энергии производством.

Большие территории и богатые залежи полезных ископаемых позволяли нам долгое время не задумываться о рациональном отношении к ресурсам. Но сегодня, когда требования к защите окружающей среды становятся обязательными к исполнению, а производство продолжает требовать сырье, стоит обратиться к альтернативным методам добычи и обогащения полезных ископаемых. Пример получения оксида железа (III) из пиритного огарка является частным случаем возможного применения бактериальных методов обогащения в производстве, но он, как один из множества других осуществимых проектов, позволяет по-новому взглянуть на перспективу переработки отходов и бедных руд. Бактериальные методы обогащения в будущем могут позволить отойти от стереотипов, связанных с неприемлемостью добычи железа из серосодержащих соединений и нерентабельностью переработки отвалов производств. Исследования, начало которым было положено еще в Советском Союзе, не нашли в те дни практического применения, и их результаты на территории нашей страны все еще используются в недостаточной степени, однако наступает время задуматься о бережном природопользовании, и именно бактериальные методы обогащения могут стать прогрессивной альтернативой консервативным методам переработки сырья.

Литература

1. Федяева, О.А. Промышленная экология. Конспект лекций. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2007. – 145 с.
2. Bosecker, K. Bioleaching: metal solubilization by microorganisms // FEMS Microbiol. Rev. – 1997. – V. 20. – P. 591 – 604.
3. Ehrlich's Geomicrobiology. Sixth edition / Под ред. H.L. Ehrlich, D.K. Newman, A. Kappler. – Boca Raton London New York: CRC Press, 2016. – 636 p.
4. Heijnen J.J., Boon M. Chemical oxidation kinetics of pyrite in bioleaching processes // Hydrometallurgy. – 1998. – V. 48. – №1. – P. 27–41.
5. Brock, biology of microorganisms. Eighth edition / Под ред. M.T. Madigan, J.M. Martinko, J. Parker. – London: Prentice Hall International Inc., 1997. – 1038 p.
6. Zhang Lin, Qui Guan-zhou, Hu Yue-hua, Sun Xiao-jun, Li Jian-hua, Gu Guo-hua. Bioleaching of pyrite by *A. ferrooxidans* and *L. ferriphilum*. // Transactions of Nonferrous Metals Society of China. – 2008. – V. 18. – № 8. – P.1415 – 1420.

ВЛИЯНИЕ ВСКРЫШНОЙ ОПОКИ НА ФОРМИРОВАНИЕ СТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ГРАНУЛ

Д.А. Таукина

Научный руководитель - профессор О.А. Мирюк
Рудненский индустриальный институт, г. Рудный, Казахстан

Большинство строительных конструкций нуждается в дополнительном теплоизоляционном слое. Многослойные изделия состоят из материалов различного происхождения. Это усложняет технологию монтажа, создает риск деградации отдельных слоев. Альтернативой многослойным конструкциям могут служить изделия из поризованных бетонов, которые представлены ячеистыми бетонами и легкими бетонами на пористых заполнителях. Многочисленные разработки последних лет посвящены расширению сырьевой базы пористых заполнителей легких бетонов за счет техногенных источников [1, 2, 6, 7]. Технология пористых заполнителей основана на процессе высокотемпературного вспучивания. При термической обработке сырьевая масса переходит в пиропластическое

состояние. Одновременно с этим порообразователь, присутствующий в сырьевой смеси, обеспечивает выделение газовой фазы. Газ насыщает и вспучивает пластичную массу. В результате формируется пористая структура.

Анализ научных разработок [1, 2, 4-6] свидетельствует о перспективности пеностекловых гранулированных наполнителей, которые сочетают высокую пористость и устойчивости формы. В качестве основного сырья для получения пеностекла зачастую используют стеклобой. Однако измельчение стеклобоя характеризуется большими энергетическими затратами. Поризованные гранулы на основе стеклобоя сохраняют целостность структуры при специальном режиме охлаждения, что усложняет технологический процесс. Для совершенствования вещественного состава сырьевых смесей для пеностекловых гранул вводят дополнительно минеральные добавки различного состава [1 – 3].

Цель работы – исследование влияние вскрышной опоки на поризацию гранулированного стекломатериала.

Объектом исследования служили сырьевые массы, состоящие из боя стекла (0 – 80 %) и опоковой породы (20 – 100%), отделяемой при вскрышных работах на месторождениях различных полезных ископаемых. Опока – кремнистая порода, состоящая в основном из аморфного кремнезема. При температуре 500 – 550 °С происходит дегидратации опола и глинистых минералов. Известны сведения об эффективности использования кремнистых пород в производстве пеностекла. Выбор опоки продиктован кремнеземистой основой породы и присутствием гидратной воды, которая может оказать влияние на формирование пористости. В качестве порообразователя использовано жидкое стекло.

Методика экспериментов исследования включала: помол сырьевых материалов до удельной поверхности 400 – 450 м²/кг; смешивание твердых компонентов с жидким стеклом плотностью 1400 кг/м³; формование гранул диаметром 10 – 15 мм; сушку сырцовых гранул при температуре 150 – 300 °С; обжиг гранул при температуре 650 – 900 °С; исследование пористой структуры и плотности гранул; определение коэффициента вспучивания; отношение размеров гранул до и после обжига.

Добавление вскрышной опоки к стеклопорошку сопровождается снижением пластичности сырьевой массы, которая при содержании 80% и более становится рыхлой. Для улучшения формовочных свойств массы требуется повышение доли жидкого компонента. Жидкое стекло в составе сырьевых масс составляло 35 – 45%.

Предварительные эксперименты позволили определить предпочтительный температурный интервал для вспучивания гранул 850 – 900 °С. Влияние опоки на процессы вспучивания и свойства гранул неоднозначно и зависит от количества этого компонента в сырьевой смеси. Добавление 20 % вскрышной опоки в стекломассу способствует активному вспучиванию, в результате образуются гранулы, насыщенные укрупненными порами (таблица 1). Повышенный коэффициент вспучивания стекломассы с 20 % вскрышной опоки (рисунок) обеспечивает снижение плотности поризованной гранулы (таблица 1). Последующее добавление вскрышной опоки в стекломассу понижает вспучивающую способность гранул, при этом тенденция укрупнения пор сохраняется, но размер ячеек уменьшается. Гранулы, приготовленные из вскрышной опоки, не вспучились.

Таблица 1

Влияние опоки на свойства обожженных гранул

| Содержание опоки в смеси, % | Плотность гранулы, кг / м ³ | Средний размер пор, мм |
|-----------------------------|--|------------------------|
| 0 | 550 | 0,1 |
| 20 | 480 | 0,7 |
| 40 | 570 | 0,5 |
| 60 | 630 | 0,3 |
| 80 | 880 | 0,2 |
| 100 | 940 | 0,1 |

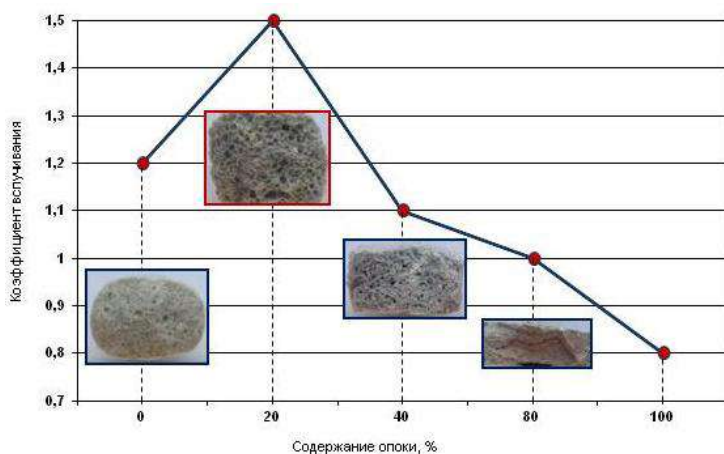


Рис. 1 Влияние опоки на вспучивание стекловой шихты

Вспучивание стекловой смеси зависит от реакционной способности сырьевых компонентов и равномерности их распределения в формовочной массе. Многокомпонентный состав сырьевой смеси требует тщательной подготовки, которая может быть достигнута при механической активации [3]. Сырьевые компоненты и их смесь подвергли дополнительному помолу в лабораторной высокоскоростной мельнице. Анализ результатов исследования показал, что механическая активация позволяет повысить вспучивающую способность гранул и снизить температуры этого процесса (таблица 2). Наибольший эффект достигается при совместной механической активации стеклопорошка и вскрышной опоки.

Таблица 2

Влияние механической активации на свойства сырьевой массы

| Способ приготовления смеси | Удельная поверхность, м ² / кг | | Коэффициент вспучивания при температуре обжига, °С | |
|----------------------------|---|--------------|--|------|
| | до помола | после помола | 825 | 850 |
| Без активации | 320 | – | 1,30 | 1,50 |
| Активация стеклобоя | 320 | 480 | 1,43 | 1,58 |
| Активация опоки | 320 | 450 | 1,55 | 1,65 |
| Активация сырьевой смеси | 320 | 510 | 1,65 | 1,74 |

Следовательно, введение вскрышной опоки в стекольную массу, а также повышение реакционной способности сырьевой смеси позволяет регулировать процесс термического вспучивания и пористость гранул.

Литература

1. Вайсман Я.И., Кетов А.А. Вторичное использование пеностекла при производстве пеностеклокристаллических плит // Строительные материалы. – 2017. – № 5. – С. 56 – 59.
2. Казанцева Л.К. Соболева В.С. Особенности изготовления пеностекла из цеолитщелочной шихты // Стекло и керамика. – 2013. – № 8. – С. 3 – 7.
3. Казьмина О.В., Верещагин В.И., Абияка А.Н. Влияние механоактивации на процессы взаимодействия тонкодисперсных компонентов стекольной шихты // Известия ВУЗов. Химия и химическая технология. – 2009. – Т. 52. – № 11. – С. 122 – 125.
4. Лотов В.А., Кутугин В.А. Формирование пористой структуры пеносиликатов на основе жидкостекольных композиций // Стекло и керамика. – 2008. – № 1. – С. 6 – 10.
5. Mizuriaeв S.A., Zhigulina A.Yu., Solopova G.S. Production technology of waterproof porous aggregates based on alkali silicate and non-bloating clay for concrete of general usag // Procedia Engineering. – 2015. – Т. 111. – P. 540 – 544.
6. Пучка О.В., Вайсер С.С. Влияние параметров пенообразующей смеси на морфологию теплоизоляционного пеностекла // Техника и технология силикатов. – 2015. – № 1. – С. 12 – 15.
7. Уфимцев В.М. Техногенные заполнители высоких кондиций // Технологии бетонов. – 2017. – № 1 – 2. – С. 39 – 41.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ МИКРОСФЕР НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА

А.А. Халатов, А.Е. Попова, В.В. Кабанова

Научный руководитель - профессор О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тампонажные растворы, используемые для цементирования скважин, представляют собой гетерогенную полидисперсную систему, которая при затворении водой переходит из вязко-пластичного состояния в твердое, как на воздух, так и в жидкости. Основным компонентом дисперсной фазы тампонажного раствора является тампонажный цемент, который состоит из вяжущего вещества и различных добавок. По плотности получаемого раствора тампонажные цементы делятся на пять основных групп: легкие (менее 400 кг / м³), облегченные (1400 – 1650 кг / м³), нормальные (1650 – 1950 кг / м³), утяжеленные (1950 – 2300 кг / м³) и тяжелые (более 2300 кг / м³).

Основными функциями тампонажных растворов являются:

- закрепление обсадных колонн и защита их от коррозионного воздействия пластовых флюидов;
- изоляция друг от друга поверхности пластов, содержащих различные виды флюидов (вода, нефть, газ);
- ликвидация поглощения бурового раствора;
- закрепление стенок скважин в потенциально неустойчивых породах;
- создание искусственных забоев и разделительных перемычек в стволе скважины для забуривания нового ствола, консервации скважины и др.

Одним из распространенных видов брака при цементировании скважин является недоподъем тампонажного раствора до проектной отметки, что связано с низкой седиментационной устойчивостью растворов, низкой прочностью тампонажного камня [2]. Поэтому в некоторых случаях технологически и экономически выгодно использовать облегченные тампонажные растворы, в состав которых вводятся специальные облегчители. Их назначение снизить плотность цементного раствора путем удержания добавками избыточного количества воды или введением с наполнителем воздуха. В качестве таких добавок используют бентонит, перлит, стеклянные и алюмосиликатные микросферы и др.

Цель данной работы заключается в получении облегченного тампонажного раствора с использованием зольных микросфер и установление их влияния на его основные свойства.

Тампонажный раствор должен быть способен проникать в любые поры и микротрещины, хорошо сцепляться с обсадными трубами и горными породами, обладать растекаемостью (20 – 25 см), прочностью при изгибе не менее 1 МПа и иметь высокую однородность [1]. В литературе приводятся данные об эффективности использования в качестве облегчающих наполнителей для тампонажных растворов различных видов микросфер. Они обеспечивают возможность получения стабильного, однородного тампонажного раствора с высокими физико-

механическими характеристиками [3]. В тоже время недостаточно данных о влиянии на показатели тампонажного раствора зольной составляющей золошлаковых отходов, образующихся на тепловых электростанциях. Поэтому в работе в качестве облегчающей добавки рассмотрены зольные микросферы, выделенные из золошлаковых отходов тепловой электростанции г. Северска.

В качестве основы тампонажной композиции использовали тампонажный цемент марки ПЦТ 1-50, химический состав которого приведен в таблице 1, с добавлением структурообразователя в виде бентонитового порошка. Для затворения использована водопроводная вода. Для исследований принята рецептура тампонажного раствора с зольными микросферами, с плотностью $1,4 \pm 0,04$ г/см³, как наиболее востребованная в западной Сибири. Цементное тесто готовилось согласно ГОСТ 26798.1-2001 с последующим определением таких параметров тампонажного раствора как: растекаемость, плотность, седиментационная устойчивость, время загустевания, начало и конец схватывания и предел прочности тампонажного камня при изгибе.

Таблица 1

Химический и минералогический состав тампонажного цемента

| Материал | Содержание, мас. % | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--------------------|------|--------------------------------|--------------------------------|------------------|-----|-----------------|------------------|------------------|-------------------|
| | SiO ₂ | CaO | Fe ₂ O ₃ | Al ₂ O ₃ | R ₂ O | MgO | SO ₃ | C ₃ S | C ₃ A | C ₄ AF |
| Тампонажный цемент ПЦТ 1-50 | 21,4 | 63,6 | 4,5 | 3,8 | 0,69 | 2,4 | 2,77 | 56,3 | 2,6 | 18,7 |

Химический состав золошлаковых отходов приведен в таблице 2, на рисунке 1 представлены результаты гранулометрического состава, определенные ситовым методом. В работе использована фракция с размером частиц менее 50 мкм.

Таблица 2

Химический состав золошлаковых отходов

| Содержание, мас. % | | | | | | | | | | |
|--------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|------|------|------|-------------------|------------------|-------------------------------|-----------------|
| SiO ₂ | TiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | MnO | MgO | CaO | Na ₂ O | K ₂ O | P ₂ O ₅ | SO ₃ |
| 55,17 | 0,73 | 18,93 | 6,45 | 0,14 | 1,20 | 2,70 | 0,81 | 2,14 | 0,20 | 0,155 |

Опытным путем установлен максимальный процент добавки зольных микросфер, при котором не происходит расслоение тампонажного раствора. При этом водоотделение не превышает 5,9 %, что соответствует требованиям ГОСТ 1581-96. При оценке качества портландцемента величина водоцементного отношения для ПЦТ 1-50 строго регламентирована ГОСТ 1581-96 и равна 0,5. Для приготовления облегченных тампонажных смесей величина водоцементного отношения увеличена до 0,75. Свойства тампонажного раствора приведены в табл. 3. Интервал времени между окончанием процесса цементирования и началом схватывания тампонажного раствора составляет минимум 10-30 мин. Для выбранных составах это условие выполняется (рис. 2).

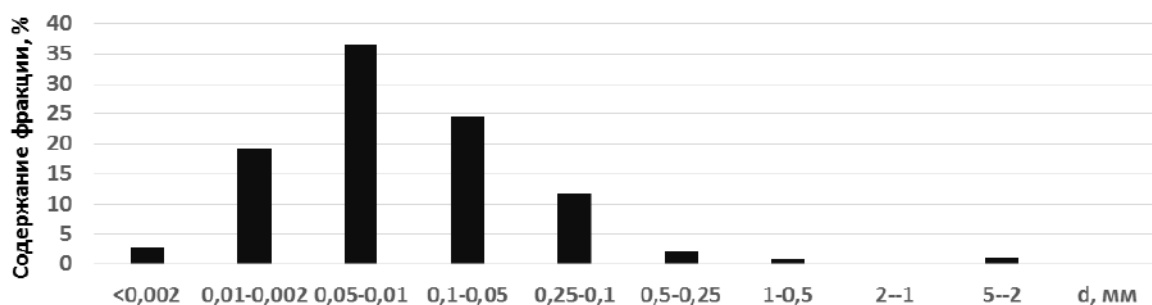
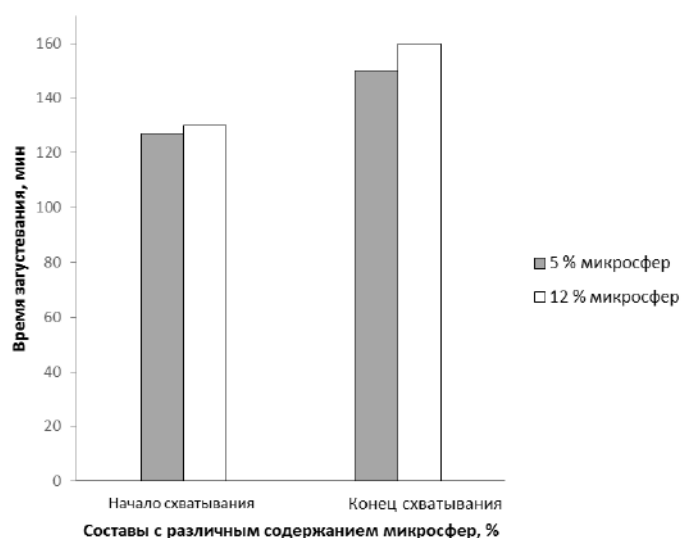


Рис. 1 Гранулометрический состав золошлаковых отходов

Таблица 3

Свойства тампонажного раствора

| № состава | Состав раствора, мас. % | | | Параметры тампонажного раствора | | | | |
|-----------|-------------------------|----------|------------|---------------------------------|-------------------|----------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| | цемент | бентонит | микросфера | Плотность, г/см ³ | Растекаемость, мм | Время загустевания до 30 Вс, мин | Прочность при изгибе, Па | Выход раствора, м ³ /т |
| 1 | 85 | 4 | 12 | 1,43-1,45 | Более 250 | 1 – 48 | 3,36 | 1,22 |
| 2 | 91 | 4 | 5 | 1,52-1,55 | Более 250 | 1 – 40 | 4,25 | 1,13 |



Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что тампонажный камень с добавлением зольных микросфер в качестве облегчающего наполнителя характеризуется повышенными прочностными свойствами, температурной стойкостью и сохранением объема в процессе твердения, соответствует параметрам, регламентируемым ГОСТ 1581-96 и рекомендуются в применении в качестве облегчающего наполнителя для тампонажных материалов, используемых при цементировании нефтяных и газовых скважин.

Рис. 2 Время загустевания тампонажного раствора в зависимости от количества зольных микросфер

Литература

1. Бакиров Д.Л., Бурдыга В.А., Святухов Д.С., Бурдыга И.С. Разработка облегченных тампонажных растворов для крепления кондукторов в условиях месторождений ООО «ЛУКойл–Западная Сибирь» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. – № 3. – С. 37 – 40.
2. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
3. Орешкин Д.В., Беляев К.В., Семенов В.С. Высококачественные строительные и тампонажные растворы с полыми стеклянными микросферами // Промышленное и гражданское строительство. – 2010 – № 10. – С. 53 – 58.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ МАГНЕТИТА ИЗ ОТРАБОТАННЫХ МАГНИТНЫХ СОРБЕНТОВ

А.Е. Черепова, А.Г. Ушаков

Научный руководитель - доцент Е.С. Ушакова

**Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева,
г. Кемерово, Россия**

Разливы и сброс нефти и нефтепродуктов в водоемы последствии транспортировки и их переработки, происходят довольно часто и создают достаточно напряженную экологическую ситуацию. Одним из самых эффективных и экологически безопасных способов ликвидации последствий разливов с водных пространств является сорбционная очистка при помощи магнитных нефтесорбентов. При сорбции продуктов, содержащих нефть, с водоемов актуальна проблема нанесения, управления и сбора нефтесорбента с поверхности воды.

На кафедре химической технологии твердого топлива КузГТУ ведутся работы по получению магнитных сорбентов на основе углеродсодержащих отходов угольной, деревообрабатывающей промышленности и др., активного ила биологических очистных сооружений [3]. Подобный состав нефтесорбента позволяет за счет введения в него магнитного компонента с легкостью управлять и извлекать отработанный сорбент из водного пространства за счет использования магнитных полей. Таким образом, магнетит является основным сырьем, цена которого влияет на себестоимость готового магнитного сорбента, следовательно, необходимо разработать метод извлечения магнетита из отработанных нефтесорбентов.

Цель работы – разработать способ извлечения магнетита из отработанных нефтесорбентов для повторного использования с целью экономии сырья, с учетом возможного использования магнетитов различной природы происхождения.

Магнетит - это минерал черного цвета содержание железа, в котором достигает 72%. Может быть получен как из природных минералов, так и синтетическим методом и из золы сжигания углей. В природных условиях магнетит образуется в зоне контакта гранитных магм. Такой магнетит в промышленности применяется довольно редко. Синтетический магнетит может быть получен из различных химических соединений железа: $FeCl_2$, $FeCl_3$, Fe и др. К примеру, методом совместного осаждения солей железа в щелочной среде или сжиганием порошкообразного железа в кислороде или на воздухе. Магнетит из золы сжигания углей образуется в результате

термохимического преобразования таких соединений как, пирит (FeS_2) и сидерит (FeCO_3), в струе дымовых газов, капли магнетита приобретают форму шариков. Их содержание в золе составляет от 3 до 16 %.

Для разработки метода извлечения магнетита из отработанных сорбентов для начала были изучены свойства двух магнетитов: синтетического и из золы сжигания углей. Данные приведены в таблице.

При получении сорбента магнетит может, подвергаться воздействию высоких температур, поэтому испытания проводились и с образцами магнетитов, прокаленных при температуре 800 °С в течение 30 мин.

Таблица

Результаты исследований свойств магнетитов

| Характеристика | Исходный магнетит | | Прокаленный магнетит | |
|---------------------------------------|------------------------------|--|------------------------------|--|
| | синтетический | из золы углей | синтетический | из золы углей |
| Цвет | Черный матовый | Чёрный блестящий | Ярко бурый | Чёрный блестящий |
| Запах | Нехарактерный запах | Не имеет | Не имеет | Не имеет |
| Насыпная плотность, кг/м ³ | 1364 | 2242 | 1018 | 2242 |
| Влажность, % | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Зольность, % | 98,98 | 99,75 | - | - |
| Поведение на воде | На поверхности | Оседает на дно | Оседает на дно | Оседает на дно |
| Фракционный состав | Присутствуют пылящие частицы | Однородный состав, отсутствуют пылящие частицы | Присутствуют пылящие частицы | Однородный состав, отсутствуют пылящие частицы |

После полной отработки сорбента и невозможности его регенерации возникает вопрос о необходимости его утилизации и извлечения дорогостоящего магнетита. Извлечение магнетита без предварительной переработки невозможно – необходимо в первую очередь освободить сорбент от нефти и нефтепродуктов.

Наиболее перспективным и оптимальным является метод сжигания отработанных сорбентов с получением тепло- и электроэнергии. В лабораторных условиях отработанный сорбент сжигали в муфельной печи при температуре 600 °С в течение 1 часа.

В случае использования магнетитового ядра (магнетит со связующим расположен в центре гранул сорбентов) [2] достаточно подействовать на золу сильным магнитом (неодимовым), и ядра отделяются от золы.

В случае же распределения магнетита по всему объему гранулы, а после сжигания и в золе, сухое разделение невозможно: при действии магнитом магнетит сковывает частицы золы, которые в последствии удаляются вместе с первым. Метод мокрой магнитной сепарации может решить данную проблему [1].

В лабораторных условиях для мокрой сепарации использовали пластиковую емкость с плоским дном. Зола и магнетит переводят во взвешенное состояние (рисунок 1, а). После воздействия на суспензию сильным магнитом магнетит мгновенно оседал на дно емкости (рисунок 1, б), а оставшаяся взвесь удалялась. Кратность промывания составляла до 5 раз с суммарным расходом воды 500 мл на 2 г смеси золы и оксида.



а

б

Рис. 1. Взаимодействие синтетического магнетита с водой:

а – без воздействия магнита;

б – при осаждении магнетита магнитом

Полученный магнетит отправляется в сушильный шкаф в течение 1 часа при температуре 100 °С производится сушка. По данным эксперимента подобным методом, возможно, извлечь до 90% магнетита, который в дальнейшем может быть направлен на повторное использование при получении магнитных сорбентов. Однако, в результате отмывки было обнаружено, что в случае извлечения синтетических магнетитов наблюдается большая его потеря, достигающая 85 % от исходного содержания в сорбенте.

Причина обнаруженного явления кроется непосредственно в самом качестве магнетита, используемого для получения нефтесорбента. Как было установлено магнетит, полученный синтетически обработан гидрофобным органическим составом, так как не смачивается и не тонет при контакте с водой, в то время как после термической обработки тонет и легко смачивается водой, теряет до 1,5% мас. и меняет

свою окраску на бурый (таблица). Кроме того, прокатка значительно влияет на магнитные свойства синтетического

магнетита, что доказывает рисунок 3. При воздействии на магнетит магнитом образуются «сжики», высота которого может служить критерием для сравнения намагниченности различных видов магнетита.

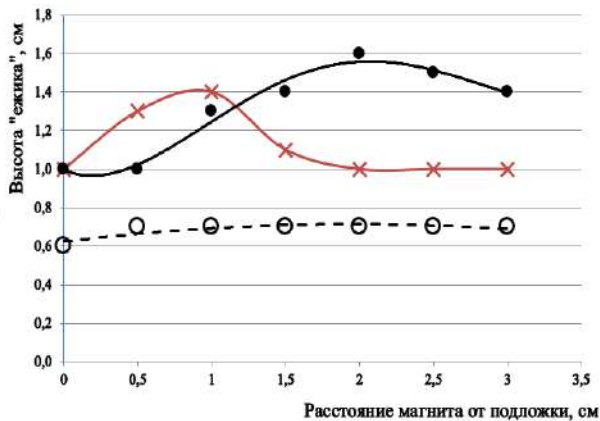


Рис. 3. Изменение намагниченности магнетитов в зависимости от расстояния до магнита (подложка оргстекло толщиной 5 мм)

— синтетический; — из золы углей; — синтетический после прокалки

Магнитные свойства магнетитов из золы сжигания углей не имеют изменений, так как они уже образовывались при достаточно высоких температурах, а синтетические были получены при осаждении оксидов из солей, без использования термообработки, следовательно, после прокалки теряют магнитные свойства.

Таким образом, наиболее эффективно удаляются из золы сжигания отработанных сорбентов магнетитовые ядра. В случае распределенного магнетита необходимо использовать метод мокрой сепарации, при этом магнетиты из золы углей, извлекаются на 90%. Извлечение синтетических магнетитов не представляется возможным из-за непостоянства магнитных свойств.

Литература

1. Верещагина Т. А. и др. Получение ценосфер из энергетических зол стабилизированного состава и их свойства // Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – №9. С. 379-391.
2. Квашева Е.А., Ушакова Е.С., Козлова И.В. Введение магнетита в нефтесорбент для придания ему магнитоуправляемых свойств. // Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Экологические проблемы промышленно развитых ресурсодобывающих регионов: пути решения» (22 декабря 2016 г.) – Кемерово. – 2016.
3. Kvashevaia E., Ushakova E., Ushakov A. The Second International Innovative Mining Symposium. 01003 (2017).

АКТИВАЦИЯ ПРОЦЕССОВ СПЕКАНИЯ МАГНЕЗИАЛЬНО-СИЛИКАТНОЙ КЕРАМИКИ НА ОСНОВЕ СЕРПЕНТИНИТОВЫХ ПОРОД

Ш.М. Шарафеев, Д.В. Черникова, Н.М. Старостин

Научный руководитель - профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Главными проблемами при разработке технологии современных керамических пропантов, независимо от их химического состава, являются обеспечение таких взаимно конкурирующих свойств гранулированного материала, как его высокая прочность при сохранении низких значений насыпной массы и кажущейся плотности, а также снижение энергозатрат (снижение времени измельчения и уменьшение тонины помола сырьевых компонентов, снижение температур термоподготовки сырья и обжига гранулированного материала) при сохранении прочности готового продукта.

Среди современных керамических расклинвателей промышленного производства наиболее применяемыми являются алюмосиликатные и магнезисиликатные пропанты.

Сопоставительный анализ теоретических сведений и известного практического опыта по созданию керамических пропантов указывает на то, что использование природного магнезисиликатного сырья, являющегося более доступным, позволяет получать более конкурентный в ценовом отношении керамический продукт. Причем имеется возможность изготовления как плотного пропанта, полностью изготовленного из серпентинитоасбестовой породы, так и легковесного пропанта, изготовленного из смеси термообработанного серпентинита с кварцполевошпатным песком.

Основные проблемы при получении магнезисиликатных пропантов из композиций серпентинитов, оливинитов и дунитов (их природных смесей) связаны с трудностями процессов спекания гранулированного материала на их основе. Это вызвано тем, что одна из кристаллических фаз, формирующихся при обжиге из такого природного сырья, представляет собой трудносжигающийся ортосиликат магния – форстерит. Это сказывается на относительно невысокой прочности керамического материала, особенно в гранулированном состоянии, а также обуславливает необходимость повышения температуры обжига, что влечет за собой повышение энергоемкости процесса.

СЕКЦИЯ 14. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Целью данной работы явилась разработка способов повышения прочности магнии-силикатного керамического материала энстатитового состава на основе серпентинитовых пород за счет использования добавок спекающих компонентов.

В качестве основного сырья для получения магниезильно-силикатной керамики использовалась серпентинитовая порода Орско-Халиловского месторождения. В качестве альтернативного сырья представляет интерес Киембаевское месторождение хризотил-асбеста, рассматриваемое в работе как серпентинитовая порода «Горный лен». Помимо серпентинита в работе в качестве подшихтовочного компонента применялось кремнеземистое сырье в виде кварцевого песка Кумакского месторождения (Оренбургская область), а в качестве пластифицирующего компонента – огнеупорная глина Новоорского месторождения.

За основу был принят состав керамической массы, используемый на реальном действующем производстве.

Выбор упрочняющих добавок базировался на проработке теоретических и практических данных, имеющихся в литературе по влиянию борсодержащих добавок на процессы фазообразования в керамических массах магниезильно-силикатного состава.

Химический состав исходных сырьевых компонентов приведен в таблицах 1, 2.

Таблица 1

Химический состав исследуемых магниезильных сырьевых компонентов

| Шифр пробы | Содержание оксидов, мас. % | | | | | | | | | |
|-------------------------------|----------------------------|-------|--------------------------------|--------------------------------|------------------|------|------|------------------|-------------------|-------------------|
| | SiO ₂ | MgO | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | TiO ₂ | MnO | CaO | K ₂ O | Na ₂ O | Δm _{прк} |
| серпентинит «Горный лен» | | | | | | | | | | |
| СГЛ | 38,75 | 42,63 | 0,69 | 6,30 | 0,02 | 0,11 | 0,01 | 0,02 | 0,04 | 11,43 |
| серпентинит орско-халиловский | | | | | | | | | | |
| СОХ | 40,65 | 35,06 | 0,65 | 7,24 | 0,03 | 0,07 | 0,09 | 0,01 | 0,03 | 16,17 |
| глина новоорская | | | | | | | | | | |
| НК-5 | 56,10 | 0,68 | 29,25 | 1,59 | 1,42 | 0,01 | 0,51 | 0,73 | 0,16 | 9,55 |
| песок кумакский | | | | | | | | | | |
| ПК | 93,97 | 0,11 | 3,38 | 0,39 | 0,51 | - | 0,23 | 0,12 | 0,04 | 1,25 |

Таблица 2

Химический состав магниезильносиликатных сырьевых компонентов в прокаленном состоянии

| Вид сырья | Содержание оксидов, мас. % | | | | | | | | | |
|-------------------------------|----------------------------|-------|--------------------------------|--------------------------------|------------------|------|------|------------------|-------------------|--|
| | SiO ₂ | MgO | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | TiO ₂ | MnO | CaO | K ₂ O | Na ₂ O | |
| серпентинит «Горный лен» | | | | | | | | | | |
| СГЛ | 43,75 | 48,13 | 0,78 | 7,11 | 0,02 | 0,12 | 0,02 | 0,02 | 0,05 | |
| серпентинит орско-халиловский | | | | | | | | | | |
| СОХ | 48,49 | 41,82 | 0,78 | 8,64 | 0,04 | 0,08 | 0,11 | 0,01 | 0,04 | |

В ходе исследования было установлено, что по химическому составу в прокаленном состоянии обе пробы серпентинитовых пород характеризуются высоким содержанием оксида магния (41,8 мас.% MgO в серпентините орско-халиловском и 48 % – в серпентините «Горный лен») и невысоким содержанием оксида алюминия (0,78 мас. % Al₂O₃) и оксида кальция (не более 0,1 мас.% CaO), которые являются вредными компонентами в форстеритовой керамике и их содержание не должно превышать 0,5-1 % Al₂O₃ и не более 2-3 % CaO. По минералогическому составу серпентинитовая порода «Горный лен» сложена волокнистой формой серпентинита в виде хризотил-асбеста и антигорита с примесью брусита, серпентинитовая орско-халиловская порода – хризотилом с примесью магнезита. Спекание обоих серпентинитов в исходном состоянии (с неразрушенной структурой) завершается при 1300 °С. Спекание прессованных образцов из орско-халиловского серпентинита завершается при 1300 °С, из серпентинита «Горный лен» – при 1500 оС. Обжиг прессованных образцов из обеих пород при температуре 1300 °С обеспечивает формирование высокопрочных структур с прочностью на сжатие не менее 320 МПа образцов из орско-халиловского серпентинита и не менее 180 МПа – из серпентинита «Горный Лен».

Предварительная подготовка исходного магниезильно-силикатного сырья (серпентинита «Горный Лен» и орско-халиловской серпентинито-магнезитовой породы) заключалась в его прокаливании: при температуре 1100 °С – серпентинита «Горный лен» и орско-халиловского серпентинито-магнезита; при температуре 1300 °С – орско-халиловского серпентинито-магнезита, который далее по тексту обозначен под термином «форстерит заводской» или просто «форстерит», с тем, чтобы отразить место и условия его подготовки (в заводских условиях прокаливанием орско-халиловского серпентинита во вращающейся печи).

Формование образцов в виде цилиндров и таблеток диаметром 20 мм из подготовленных, тщательно гомогенизированных сырьевых смесей осуществлялось путем полусухого прессования под давлением 30 МПа. В качестве связующего использовался 1% -ный раствор карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ).

Высушенные образцы обжигались в силитовой печи со скоростью 2-3 град/мин с интервалом температур от 1200 до 1300 °С с шагом в 50 °С.

Охлаждение образцов осуществлялось по свободному режиму совместно с печью.

Образцы в виде цилиндров использовались для получения значений объемной массы после обжига и значений предела прочности при сжатии, таблетки – для определения огневой усадки и водопоглощения после обжига. Результаты исследования приведены на рисунке 1.

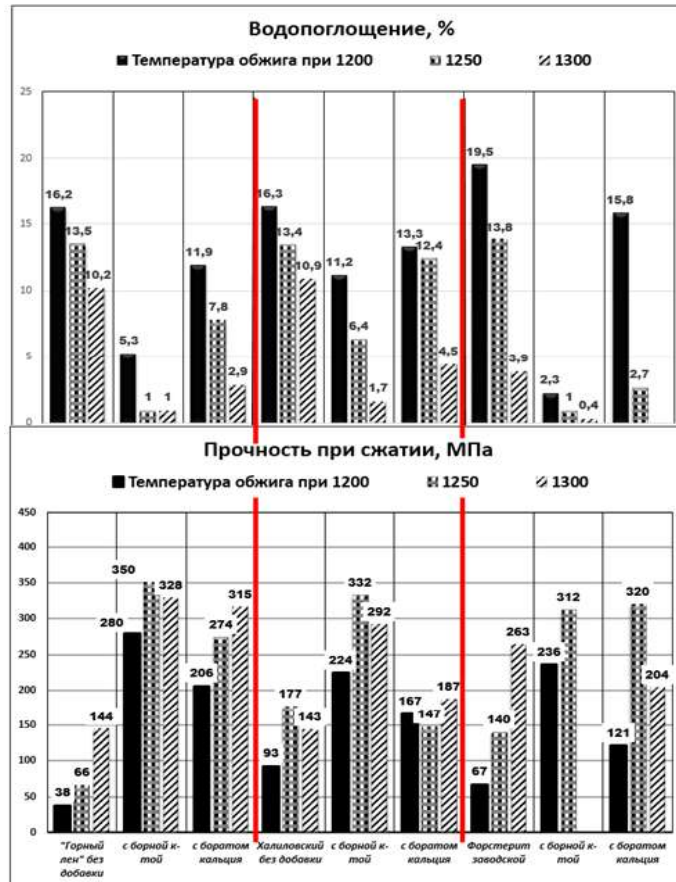


Рисунок 1 Влияние борсодержащих добавок на процесс спекания образцов из исследуемых масс в интервале температур 1200 – 1300 °С

Исследования влияния борсодержащих добавок на процесс спекания и упрочнения образцов на основе серпентинитовых пород показали, что введение обеих добавок (как борной кислоты, так и бората кальция), в целом, положительно сказалось на процессе спекания композиций из обоих серпентинитов. При этом выявлено, что интенсивность флюсующего действия борсодержащих добавок зависит от вида серпентинитов. В частности установлено, что наиболее активно борсодержащие добавки улучшают спекание серпентинита «Горный лен» во всем используемом температурном интервале (1200-1300 °С).

Если рассматривать влияние добавок на спекаемость орско-халиловского серпентинита, то прослеживается зависимость активности добавок от температуры предварительного прокаливания серпентинита: наибольшая спекаемость, судя по величине водопоглощения, характерна для образцов на основе серпентинита, прокаленного при 1300 °С по сравнению с серпентинитом, прокаленным при 1100 °С.

Сопоставление влияния вида используемых борсодержащих добавок на упрочнение прессованных образцов из исследуемых серпентинитов свидетельствует о более высокой эффективности действия борной кислоты по сравнению с боратом кальция.

ВАНАДИЙЦИРКОНОВЫЕ ПИГМЕНТЫ НА ОСНОВЕ АКТИВИРОВАННОГО ПРИРОДНОГО ЦИРКОНА

Ш.М. Шарафеев

Научный руководитель - профессор В.М. Погребенков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Природный циркон – единственный цирконийсодержащий минерал, месторождения которого представляют промышленный интерес для добычи. Часть добываемого циркона используется в качестве сырья для производства огнеупоров и некоторых видов керамики, другая часть подвергается глубокой физико-химической переработке для получения металлического циркония, диоксида циркония, а также различных солей циркония. Однако циркон не имеет собственных месторождений: он содержится в относительно небольших количествах в

ильменит-рутиловых россыпях ($\text{FeO} \times \text{TiO}_2$, TiO_2), что обуславливает тот факт, что объемы выпуска цирконового концентрата в большой степени зависят от спроса на титаносодержащее сырье, что приводит к негативному влиянию на экономику предприятий, занимающихся выпуском изделий на основе цирконийсодержащих материалов. Для развития горнодобывающих комплексов необходимо дополнительно стимулировать спрос на цирконовый концентрат путем разработки новых технологий переработки циркона и получения цирконийсодержащих материалов [6].

В настоящее время активно исследуются плазменные способы обработки цирконового концентрата с последующим разделением активированных компонентов системы с помощью фторидных реагентов [5]. Достоинством подобных технологий является возможность получать диоксид циркония высокой чистоты, при этом сопутствующими продуктами являются чистые оксиды РЗЭ, оксид кремния и оксид гафния. Данный способ является перспективной альтернативой существующим методам переработки циркона, в основе которых лежит предварительное его сплавление с щелочами при высоких температурах и последующая обработка солей цирконатов различными реагентами.

Практический интерес представляет использование частично обработанного гидрофторидом аммония (ГДФА) плазмодиссоциированного циркона (ПДЦ), поскольку при этом можно регулировать химический состав материала за счет удаления кремнезема и дополнительно активировать зерна диоксида циркония, поскольку в этом случае образуется фторид циркония [4]. Таким образом, можно получать разнообразные материалы в системе $\text{ZrSiO}_4 - \text{ZrO}_2$. Данная технология потенциально применима в технологии цирконовых пигментов [3].

Цель работы. Получение $\text{V} - \text{ZrSiO}_4$ пигментов на основе цирконового концентрата, распыленного в плазме и подвергнутого фторидной активации.

Методика проведения работы. В работе был использован продукт плазменной обработки природного цирконового концентрата марки КЦЗ, который измельчался до величины удельной поверхности, равной $7 \text{ м}^2 / \text{г}$, измеренной на ПСХ-2. В качестве фторирующего агента использовался гидрофторид аммония квалификации ч.д.а. по ГОСТ 9546-75. Составы шихт ПДЦ с ГДФА (приведены в таблице 1) рассчитывались согласно уравнению реакции (1).

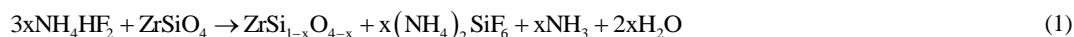


Таблица 1

Компонентные составы шихт для фторирования

| № | Значение x по уравнению (1), моль | Массовое содержание плазмодиссоциированного циркона, мас. % | Массовое содержание гидрофторида аммония, мас. % | Теоретическая формула продукта фторирования |
|-------|-------------------------------------|---|--|---|
| PDZ-0 | 0,00 | 100,0 | 0,0 | ZrSiO_4 |
| PDZ-1 | 0,05 | 95,5 | 4,5 | $\text{ZrSi}_{0,95}\text{O}_{3,9}$ |
| PDZ-2 | 0,10 | 91,4 | 8,6 | $\text{ZrSi}_{0,90}\text{O}_{3,8}$ |
| PDZ-3 | 0,15 | 87,7 | 12,3 | $\text{ZrSi}_{0,85}\text{O}_{3,7}$ |

Фторирование проводилось при температуре $180 \text{ }^\circ\text{C}$ в течение 2 часов. Продукты фторирования измельчались в фарфоровой ступке, после чего производилась их термообработка при $400 \text{ }^\circ\text{C}$ для сублимационной очистки нелетучих продуктов фторирования от гексафторосиликата аммония и остаточного непрореагировавшего фторирующего агента. Ванадий вводился в водную суспензию фторированного материала путем осаждения пентаоксида ванадия V_2O_5 из раствора метаванадата аммония NH_4VO_3 0,05М раствором азотной кислоты при $\text{pH} = 3 \dots 4$, расчет компонентных шихт (таблица 2) велся по уравнению реакции (2).

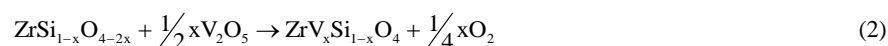


Таблица 2

Компонентные составы шихт для синтеза пигментов

| № | Теоретическая формула пигмента | Массовое содержание продукта фтораммонийной обработки, мас. % | Массовое содержание оксида ванадия (V), мас. % |
|---------|---|---|--|
| PDZ-0-1 | $\text{ZrSiV}_{0,05}\text{O}_4$ | 97,6 | 2,4 |
| PDZ-0-2 | $\text{ZrSiV}_{0,10}\text{O}_4$ | 95,3 | 4,7 |
| PDZ-0-3 | $\text{ZrSiV}_{0,15}\text{O}_4$ | 93,1 | 6,9 |
| PDZ-1 | $\text{ZrSi}_{0,95}\text{V}_{0,05}\text{O}_4$ | 97,5 | 2,5 |
| PDZ-2 | $\text{ZrSi}_{0,90}\text{V}_{0,10}\text{O}_4$ | 95,1 | 4,9 |
| PDZ-3 | $\text{ZrSi}_{0,85}\text{V}_{0,15}\text{O}_4$ | 92,7 | 7,3 |

Результаты. Измельченный плазмодиссоциированный циркон представляет собой смесь кристаллического моноклинного диоксида циркония, а также аморфного кремнезема. При взаимодействии ПДЦ с ГДФА образуются гексафторосиликат $(\text{NH}_4)_2\text{SiF}_6$ и гептафторосиликат $(\text{NH}_4)_3\text{SiF}_7$ аммония, а также в меньших количествах гептафтороцирконат аммония $(\text{NH}_4)_3\text{ZrF}_7$. Сублимационная очистка позволила эффективно удалить фторосиликаты аммония, при этом фтороцирконат аммония разлагается до ZrF_4 .

Синтез пигментов в отсутствие минерализатора. Для обжига приготовленные шихты помещались в тигли, порошки вручную уплотнялись и закрывались крышкой для увеличения выхода V-циркона [2]. С точки зрения фазового состава полученные материалы представляли собой смесь твердого раствора $\text{V}-\text{ZrSiO}_4$ с небольшим количеством моноклинного диоксида циркония. При увеличении температуры обжига зеленый цвет пигментов становится более интенсивным (таблица 3), что связано с увеличением растворимости ионов ванадия в решетке циркона, а также более полной его кристаллизацией. Темная коричнево-зеленая окраска предположительно обусловлена образованием небольшого количества твердого раствора $\text{V}-\text{ZrO}_2$, имеющего оранжевый цвет, поскольку после промывания пигмента растворами щелочей и кислот изменения окраски не происходит [1].

Таблица 3

Цвет пигментов после обжига (в отсутствие минерализатора)

| № | Температура обжига, °С | | | | | |
|---------|------------------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| | 750 | 1100 | 1200 | 1300 | 1400 | 1500 |
| PDZ-0-1 | св. салатовый | салатовый | салатовый | салатовый | зеленый | зеленый |
| PDZ-0-2 | св. зеленый | зеленый | зеленый | зеленый | зеленый | зеленый |
| PDZ-0-3 | бурый | бурый | бурый | зеленый | зеленый | зеленый |
| PDZ-1 | св. салатовый | св. салатовый | салатовый | салатовый | салатовый | зеленый |
| PDZ-2 | кор.-зеленый | кор.-зеленый | кор.-зеленый | зеленый | зеленый | темно-зеленый |
| PDZ-3 | кор.-зеленый | кор.-зеленый | кор.-зеленый | кор.-зеленый | темно-зеленый | темно-зеленый |

Синтез пигментов в присутствии минерализатора. В качестве минерализатора использовался NaF, который вносился в шихту в количестве 5 % от массы смеси. Смешение минерализатора и шихты производилось в лабораторной вибрационной мельнице FRITSCH pulverisette 23. При синтезе пигментов при температуре 750 °С наблюдается образование бирюзового (т.н. «Turkish blue» в англоязычной литературе) цвета материала (таблица 4), однако при больших температурах обжига синий цвет сменяет оливковый и зелено-коричневый, что может быть связано с тем, что при более высоких температурах действие NaF положительно сказывается на образовании не только $\text{V}-\text{ZrSiO}_4$, но и $\text{V}-\text{ZrO}_2$.

Таблица 4

Цвет пигментов после обжига (в присутствии минерализатора)

| № | Температура обжига, °С | | |
|---------|------------------------|--------------|--------------|
| | 750 | 1100 | 1200 |
| PDZ-0-1 | св.-бирюзовый | бирюзовый | оливковый |
| PDZ-0-2 | св.-бирюзовый | сине-зеленый | кор.-зеленый |
| PDZ-0-3 | бирюзовый | оливковый | кор.-зеленый |
| PDZ-1 | св.-бирюзовый | бирюзовый | оливковый |
| PDZ-2 | бирюзовый | оливковый | кор.-зеленый |
| PDZ-3 | темно-бирюзовый | оливковый | кор.-зеленый |

Таким образом, использование продуктов фтораммонийной обработки плазмоактивированного цирконового концентрата в качестве основного сырьевого материала в технологии $\text{V}-\text{ZrSiO}_4$ пигментов позволяет синтезировать синие и зеленые пигменты с различными цветовыми характеристиками, зависящими от степени фторидной активации ПДЦ, количества вводимого хромофора, температуры обжига и наличия минерализатора в системе.

Литература

1. Tartaj P. et al. Preparation of Blue Vanadium-Zircon Pigments by Aerosols Hydrolysis // Journal of the American Ceramic Society. – 1995. – Vol. 78. – № 5. – P. 1147 – 1152.
2. Tojan M. Synthesis of a Blue Zircon Pigment // Dyes and Pigments. – 1988. – Vol. 9. – P. 221 – 232.
3. Snyders E. et al. The effect of milling and percentage dissociation of plasma dissociated zircon on the colour of Pr-yellow and V-blue zircon pigments // Journal of the European Ceramic Society. – 2006. – Vol. 26. – P. 1599 – 1603.
4. Шарафеев Ш.М. Синтез бадделеитоцирконовой керамики из активированного гидрофторидом аммония сырья // Новые материалы и перспективные технологии: сборник материалов IV междисциплинарного научного форума с международным участием, Т.3, г. Москва. – Москва: ООО «Буки Веди», 2018. – С. 366 – 369.
5. Смороков А.А. Фтораммонийный метод переработки циркона // Физико-технические проблемы в науке, промышленности и медицине: сборник тезисов докладов VII Международной научно-практической конференции, г. Томск. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – С. 196 – 197.
6. Ларичкин Ф.Д. и др. Циркон: ресурсы, рынки, перспективы // Цветные металлы. – 2013. – № 11. – С.14 – 17.

**ОЦЕНКА ПРИГОДНОСТИ ГЛИНЫ ЕВСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА КЕРАМИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ**

А.Э. Штумпф

Научный руководитель - доцент И.Б. Ревва

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для изготовления изделий методом литья необходимо обеспечить оптимальные свойства шликера на всех технологических переделах. В процессе приготовления и транспортировки суспензия должна иметь высокую седиментационную устойчивость, содержать максимальное количество твердой фазы, обладать высокой текучестью, практически не содержать газовых включений. В процессе литья шликер должен иметь низкую вязкость, чтобы свободно удалялся избыток суспензии при сливном литье, определенную, достаточно высокую скорость набора отливки и скорость фильтрации через набранный слой. Полученные заготовки должны иметь высокую плотность и прочность, малые усадки в сушке и обжиге [1].

В работе исследовали глину Евсинского месторождения (Новосибирской обл.), химический состав которой приведен в таблице [3]. По содержанию Al_2O_3 относится к полуокислым глинам с низким содержанием красящих оксидов, которые можно применять в фарфорово-фаянсовой промышленности, при изготовлении керамической плитки, химически стойких изделий.

Таблица

Химический состав исследуемого глинистого сырья

| Глинистое сырье | Содержание оксида, % | | | | | | | |
|-----------------|----------------------|--------------------------------|------------------|--------------------------------|------|------|-------------------|------------------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | TiO ₂ | Fe ₂ O ₃ | CaO | MgO | Na ₂ O | K ₂ O |
| Глина Евсинская | 71,58 | 23,26 | 0,21 | 1,17 | 0,46 | 0,57 | 0,61 | 2,14 |

Минералогический состав оценивали с помощью рентгенофазового анализа, полученная дифрактограмма приведена на рисунке 1. Установлено, что глина Евсинского месторождения относится к каолинит-гидрослюдистому типу глинистого сырья. В качестве основной примеси присутствует кварц.

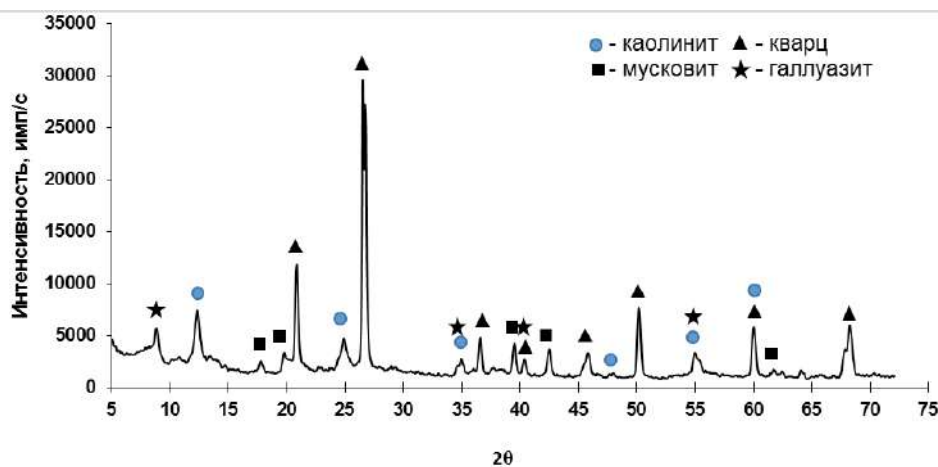


Рис. 1 Дифрактограмма глины Евсинского месторождения

По результатам определения коэффициента чувствительности к сушке ($K_{ч}=0,43$) в соответствии с ГОСТ 5499-80 глинистое сырье Евсинского месторождения классифицируется как малочувствительное к сушке.

С целью оценки пригодности исследуемого глинистого сырья для производства санитарно-строительной керамики готовили шликер на его основе. Определяли интервал рабочей влажности, который для шликера на основе евсинской глины составил 35-50 %.

Для определения пригодности шликера рабочей влажности определяли такие параметры как устойчивость и загустеваемость. В процессе длительной выдержки без перемешивания однородность керамического шликера нарушается. При этом изменяется не только послойное соотношение «Т:Ж», но и наблюдается некоторое изменение зернового состава шликерной массы. Указанное явление отрицательно сказывается на однородности отливок по плотности и вещественному составу. Устойчивость определяли методом расслоения, для глиняного шликера на основе евсинской глины она составила 25, что не удовлетворяет требованиям, предъявляемым для шликера хорошего качества (не менее 100).

Число загустеваемости определяли по отношению времени истечения 100 мл шликера после выстаивания в течение 30 минут к времени истечения после выстаивания в течение 30 секунд. Число загустеваемости составило 1,6, что соответствует загустеваемости шликеров для фаянсовых и полуфарфоровых шликеров [2].

Одной из рабочих характеристик шликера является скорость набора черепка, которую определяли с помощью метода гипсовых стержней. Для исследований готовили шликер рабочей влажностью 40 %. Результаты

определений приведены на рисунке 2. Установлено, что интенсивный набор массы черепка происходит в течение первых 6 минут с дальнейшим закономерным снижением.

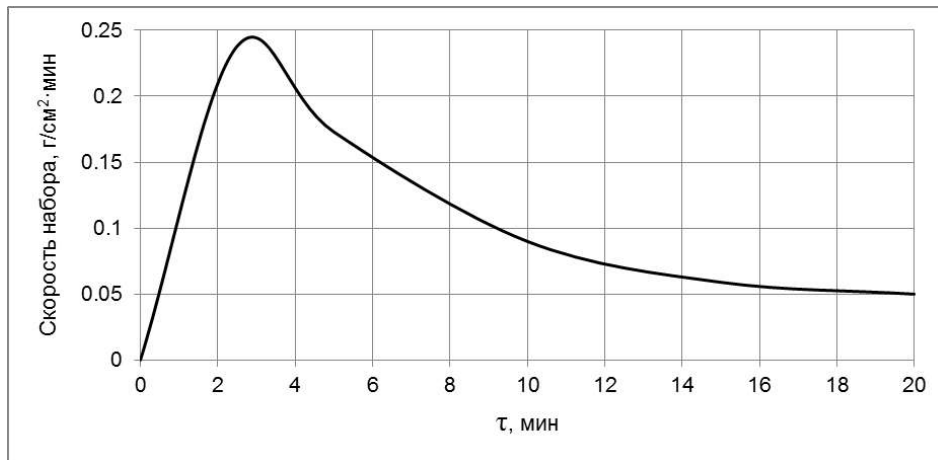


Рис. 2 Кривая изменения набора массы шликера на основе евсинской глины от времени

Высокие значения рабочей влажности обуславливают необходимость введения разжижающих добавок, в качестве которых исследовали традиционные добавки раствора сульфитно-спиртовой барды (ССБ) и жидкое стекло. Результаты разжижения приведены на рисунке 3. Установлено, что введение небольших количеств разжижающих добавок (0,5-1,0 мл) приводит к резкому снижению времени истечения с 20 с до 12 с.

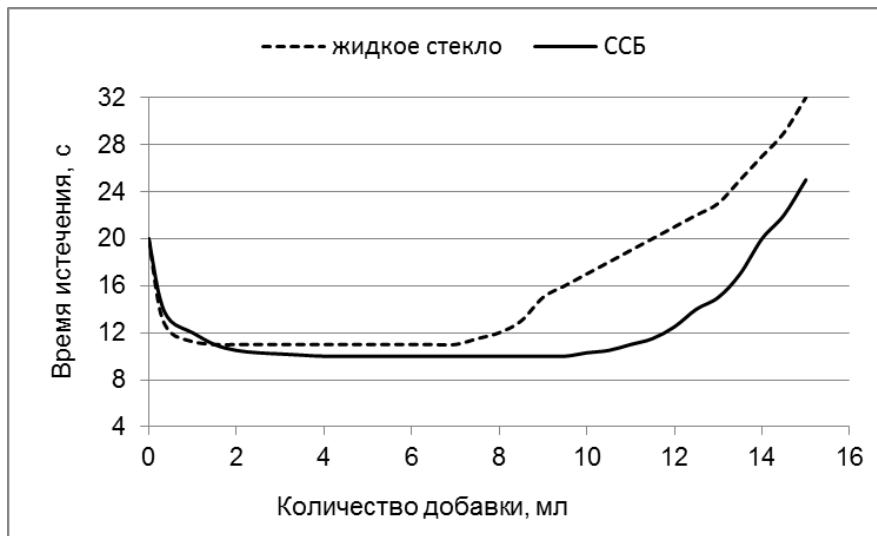


Рис. 3 Кривая разжижения глинистого шликера на основе Евсинской глины при постоянной влажности

Дальнейшее увеличение вводимых добавок, в случае с ССБ до 10 мл, а в случае с жидким стеклом до 7 мл, не изменяет время истечения шликера. Избыточное содержание электролита, сопровождающееся критическим уменьшением диффузионного слоя и началом процесса коагуляции, для раствора ССБ составило 14 мл, для жидкого стекла — 12 мл.

Таким образом, в ходе проведенных исследований установлена принципиальная возможность использования глинистого сырья Евсинского месторождения в качестве основного сырьевого компонента для получения керамических изделий.

Литература

1. Балкевич В.Л., Мосин Ю.М. Реологические свойства керамических масс. — М.: МХТУ, 1983. — 680 с.
2. Булавин И.А., Августиник А.И., Жуков А.С. и др. Технология фарфорового и фаянсового производства. М.: Легкая индустрия. — 1975. — 448 с.
3. Пат. 2161597 Россия МПК С 04 В 33/24. Керамическая масса. Решетников А.А., Погребенков В.М., Верещагин В.И. Заявлено 29.03.1999; Оpubл. 10.01.2001.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ СОЛЯНЫХ РАСТВОРОВ НА ИЗМЕНЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ОБРАЗЦОВ ЭЛАСТОМЕРА К МЕХАНИЧЕСКОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ

Е.К. Алтай, А.В. Епихин

Научный руководитель - старший преподаватель А.В. Епихин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Винтовой забойный двигатель (ВЗД), как наиболее распространенный тип привода долота, относится к машинам объемного действия. Из этого следует, что промывочная жидкость, поступает в двигатель от насосов, и проворачивает ротор относительно статора под действием неуравновешенных сил. Зубья статора и ротора находятся в непрерывном контакте, образуют замыкающие на длине шага статора герметичные рабочие камеры. Жидкость, поступающая на вход двигателя от буровых насосов, может пройти к долоту только в том случае, если ротор проворачивает внутри обкладки статора, обкатываясь по его зубьям под действием неуравновешенных гидравлических сил.

По ходу проектирования винтовых забойных двигателей были рассмотрены возможности употребления в качестве материала обкладки статора разных полимеров, но только эластомер оказался практическим материалом, отвечающим как для технологии изготовления и для эксплуатации. Эластомер в качестве технического материала выделяется высокими эластичными свойствами, которыми обладают каучук – главный компонент резиновой композиций. При стандартной температуре эластомер находится в высокоэластичном состоянии, и его эластичные свойства неизменны в обширном диапазоне температур. Тем не менее, в ходе эксплуатации винтового забойного двигателя разогрев эластомера, который происходит в силу многократных циклических деформаций зубьев обкладки статора, является основной проблемой разрушения резины. Для образцов ИРП-1226 (наиболее распространенный тип резины эластомера ВЗД) экспериментально установлено, что при превышении температуры эластомера вследствие самонагрева и забойных условий, происходит снижение статического модуля упругости на 25% при температуре 75 °С. Одновременно происходит снижения двигателя при циклических нагрузках и усталостной выносливости, что объясняется влиянием температуры на структурные изменения в резине. При температуре превышающее 165 °С берет начало деструкции эластомера ИРП-1226, сопровождающаяся интенсивным газовыделением.

Эксплуатационные характеристики ВЗД в большинстве случаев основываются техническим состоянием эластомера – прочности и упругости. Ухудшение упругости, создается в результате вымывания пластификатора при влиянии агрессивной среды или набухании обкладки статора, влечет за собой форсированный износ резины. Одновременно ухудшение упругости обкладки статора осложняет выполнение функции – радиальной опоры, тем самым показывая спад нагрузочной способности двигателя. Вымывание пластификатора из резины часто приводит к существенному уменьшению ее объема, что приведет к увеличению зазоров между винтом и обкладкой статора, вследствие чего наблюдается снижение объемного коэффициента полезного действия винтового забойного двигателя.

Изучение условий эксплуатации рабочей пары демонстрирует, что она работает в чрезвычайно сложных условиях, вследствие чего при разработке винтового забойного двигателя выбор эластомера для обкладки является одним из наиболее важных вопросов. Вот уже много лет для изготовления статора отечественного ВЗД используют малостойкую резиновую смесь ИРП-1226 повышенной износостойкости. Но в настоящее время ИРП-1226 утрачивает свою актуальность с последующими причинами:

- низкая усталостная выносливость и морозостойкость;
- недостаточное время подвулканизации и высокая вязкость не предоставляет возможности ее качественно использовать с возникшей необходимостью увеличения длины рабочих органов ВЗД;
- низкая устойчивость под влиянием высоких температур и при их использовании в агрессивных средах, в частности, в буровых растворах на углеводородной основе.

Надо заметить, что разработка новых эластомеров осуществляется в малых количествах, следовательно, наиболее практичными в настоящее время направлениями улучшения ресурса ВЗД являются актуальные рецептуры буровых растворов, уменьшающие агрессивное воздействие среды на эластомер, или же разработка присадок к буровым растворам.

Было принято решение провести исследования по изучению резины ИРП-1226 к механическому разрушению после воздействия разных температур в соляном растворе. В качестве соляных растворов были взяты хлорид натрия, хлорид калия, хлорид кальция, хлорид магния и хлорид бария. В рамках исследования концентрация солей в растворе изменялась от 10% до насыщенного. Для выполнения эксперимента применялись цилиндрические образцы резины ИРП-1226 диаметром 42-44 мм и толщиной до 20 мм.

Цилиндрические образцы погружались в контейнеры с разными солями и определённой концентрации 10%, 50% и рассол. И образцы выдерживались в течение 10 суток при заданных температурных точках: 25 и 80 градусов.

Перед тем как погрузить образцы были взяты данные насчет их веса, диаметра и толщины, и после выдержки также были взяты те же самые данные. В последующем осуществлялось испытание образцов эластомера под действием заданной осевой нагрузки на трение и на резание. Осевую нагрузку брали от 2-6 кг и частота вращения была равна 180 об/мин в присутствии глинистого раствора приготовленного за сутки до проведения испытания. Испытание образцов эластомера были проведены с помощью цилиндрического стакана, где фиксировался эластомер, а также вертикальный сверлильный станок марки «Пром», где фиксировался цилиндрический стакан-держатель образца.

По результатам исследований влияния температуры, соляных растворов и их концентрации на устойчивость резины ИРП-1226, можно заметить, что наилучшее упрочняющее воздействие на эластомер оказывает хлорид калия и хлорид бария при любой концентрации при испытании образцов трением, а при испытаниях резанием все типы солей одинаково хорошо влияют на эластомер.

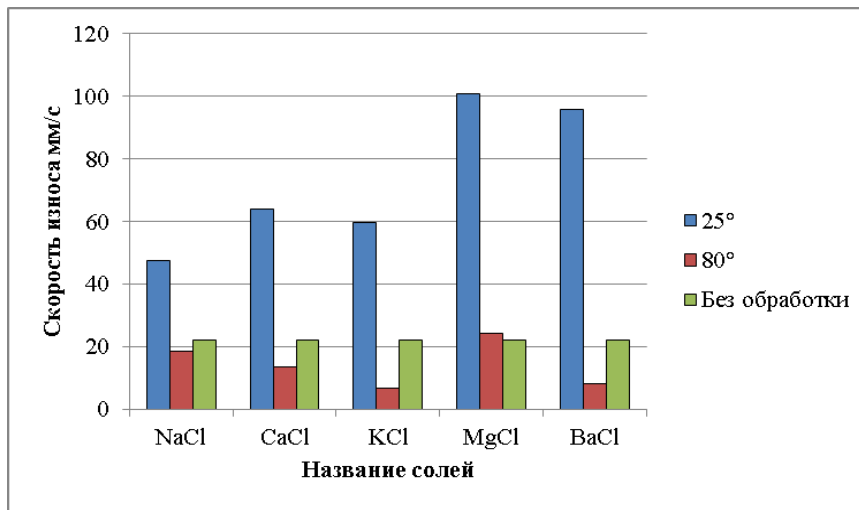


Рис.1 Гистограмма скорости износа резиновой смеси ИРП-1226 обработанной 10% соляным раствором при различных температурах

Анализ гистограммы на рисунке 1 позволяет сделать вывод, что после выдержки образцов при 25 °С износостойкость уменьшилась по сравнению необработанными, с другой стороны, обработка при 80 °С оказала упрочняющий эффект для всех типов растворов, за исключением хлорида магния.

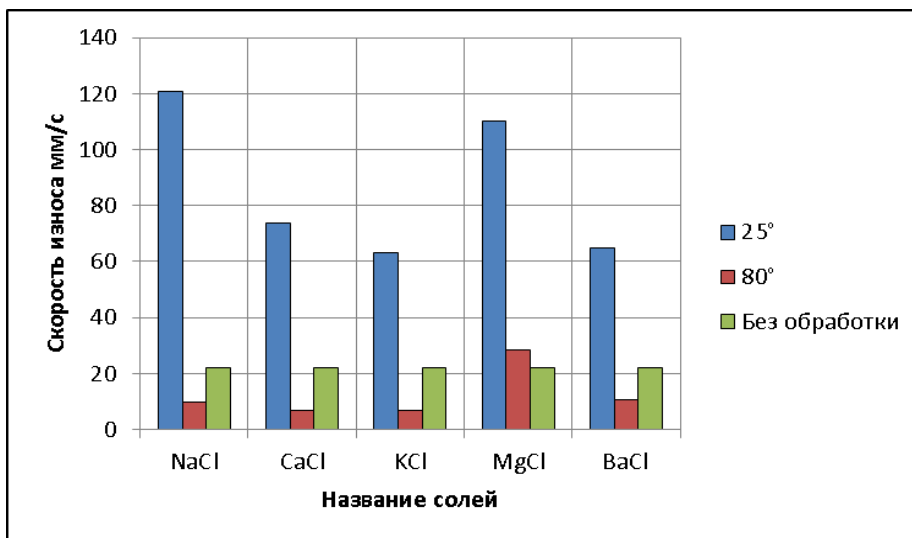


Рис. 2 Гистограмма скорости износа резиновой смеси ИРП-1226 обработанной 50% соляным раствором при различных температурах

Анализ гистограммы на рисунке 2 позволяет сделать вывод, что после выдержки образцов при обработке 25 °С износостойкость образцов также уменьшалась. При температуре 80°С также наблюдается выраженный эффект упрочнения образцов, за исключением хлорида магния. Важно отметить, что упрочняющий эффект при применении данной концентрации растворов является более выраженным, чем при 10% растворах. Это подтверждает, что в процессе обработки, скорее всего, идет заполнение порового пространства резины кристаллами солей за счет выпаривания воды раствора.

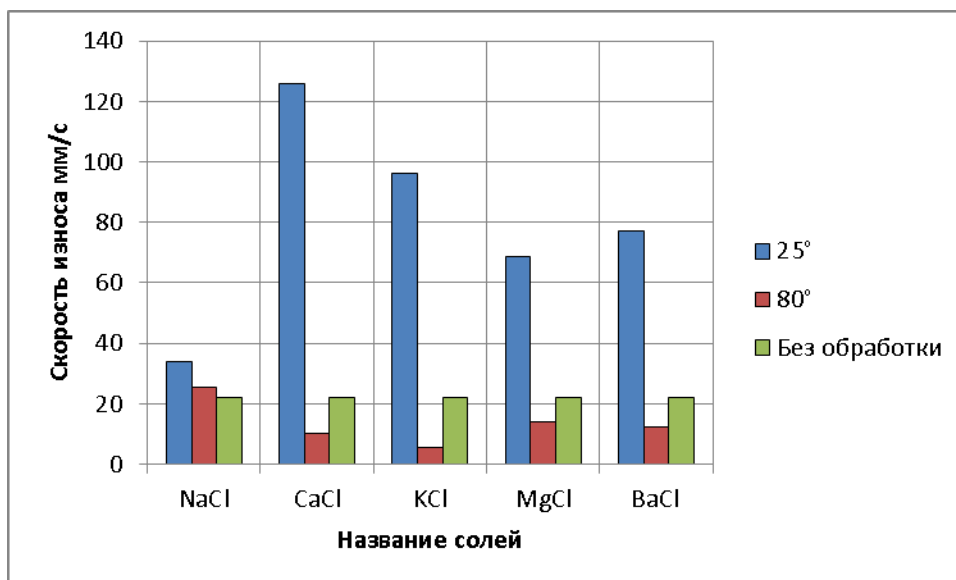


Рис. 3 Гистограмма скорости износа резиновой смеси ИРП-1226 обработанной рассолом при различных температурах

В последней гистограмме на рисунке 3 наблюдается эффект, что обработка при 25 °С негативно повлияла на прочность образцов при каждом соляном растворе. В остальных случаях, как и ранее, было отмечено улучшение прочностных характеристик образцов при обработке их растворами при 80°С.

В результате исследований были сделаны следующие выводы:

- обработка резины эластомеры соляными растворами при различных температурах позволяет изменить ее показатели износостойкости;
- при низких температурах обработки наблюдается ухудшение показателей износостойкости, а при повышенных температурах (80°С) – улучшение;
- повышение концентрации соли в растворе для обработки делает изменение характеристик образца более выраженным.

Литература

1. Епихин А.В. Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25–90 °С / А.В. Епихин, В.В. Мельников, А.А. Бер, К.М. Минаев // Экспозиция Нефть Газ. – Набережные Челны, 2016. № 6 (52). С. 68-70.

РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИМИТАЦИИ ИЗНОСА РЕЗИНЫ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ В ЗАЙБОЙНЫХ УСЛОВИЯХ В.В. Антипов, А.В. Епихин

Научный руководитель - старший преподаватель А.В. Епихин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время бурение подавляющего большинства эксплуатационных скважин на нефть и газ осуществляется с помощью винтовых забойных двигателей. Основными элементами конструкции являются: двигательная секция, шпиндельная секция, регулятор угла.

Актуальность данной работы заключается в том, что одним из самых слабых элементов данной конструкции является эластомер статора двигательной секции, который выполняется из резины. Исследования, проведенные на установке призваны помочь увеличить срок службы резины, что в некоторых случаях поможет избежать промежуточных спуско-подъемных операций, увеличить межремонтный период двигателей и сократить издержки при бурении скважин.

Цели: увеличить срок службы забойного двигателя и изучить влияние специальных растворов на интенсивность износа при выдержке резины эластомера в этих растворах.

Задачи: создать испытательный стенд, который может максимально приближённо воспроизвести условия, возникающие при работе ВЗД. Оценить плюсы и минусы разработанной установки, провести начальную серию испытаний.

Разработке данной установке предшествовала серия экспериментов, реализованная на базе бывшей кафедры бурения скважин Томского политехнического университета. Изначально цилиндрические образцы резины эластомера ВЗД подвергались разрушению трением и резанием на сверлильных станках с помощью лопаток, коронок и фрез. По полученным результатам можно было говорить о разрушении образцов, не схожем с реальными условиями работы ВЗД.

В предшествующих экспериментах не были учтены следующие факторы:

- термическое воздействие бурового раствора (образцы изнашивались при комнатной температуре);
- усталостное разрушение (образцы находились под постоянной разрушающей нагрузкой);
- сдвиговое разрушение (образцы были подвержены перпендикулярной сжимающей нагрузке);
- абразивное влияние бурового раствора (образцы разрушались в присутствии статичной жидкости);
- давление, создаваемое буровым раствором;
- прочие.

Исходя из всего вышеперечисленного была спроектирована установка, представленная на рисунке 1.

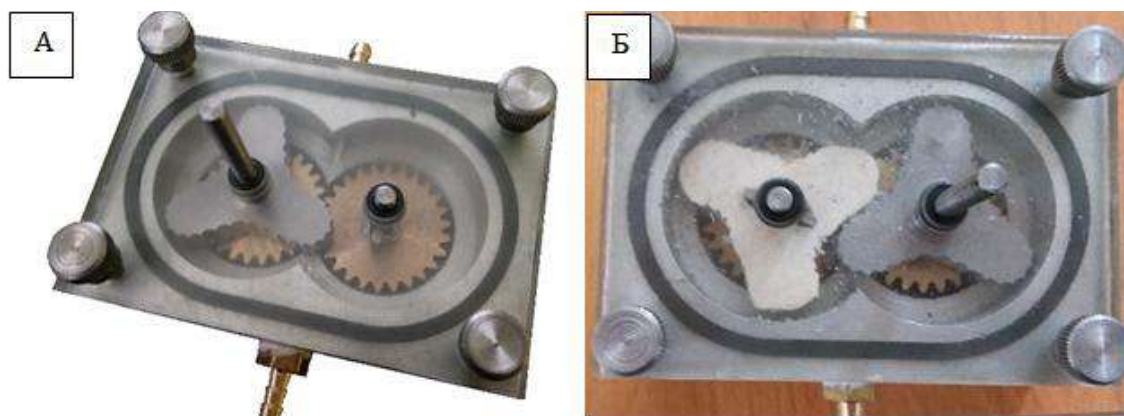


Рис. 1 Внешний вид установки: А – общий вид до испытаний, Б – с установленным образцом после испытания

Данная установка представляет из себя металлическую ёмкость с двумя съёмными зубчатыми шкивами, которые находятся в зацеплении. Шкивы надеты на валы, один вал приводится во вращение с помощью сверлильного станка, а второй вал – от первого благодаря зубчатой передаче. На первом валу установлена металлическая трёхлучевая звёздочка, на торцевой поверхности которой по всей длине нанесены засечки. Данная звёздочка жёстко зафиксирована на валу. На втором валу выфрезерованы две лопасти, которые призваны удерживать исследуемый образец от противовращения. Образцы для второго вала можно изготавливать различной конфигурации (трёхлучевая звезда, цилиндр и некоторые другие), но основной формой является аналогичная первой трёхлучевая звёздочка.

Сверху ёмкость закрывается толстой крышкой, которая выполнена из пластика. Крышка фиксируется четырьмя винтами по краям и уплотняется резиновой прокладкой по периметру. Данная крышка выполнена прозрачной с целью контроля образца во время эксперимента.

На двух рёбрах установки проделаны отверстия, в которые установлены штуцера. Отверстия находятся посредине зоны контакта звёздочек. Через данные отверстия можно производить охлаждение образцов воздухом, а также проводить прокачку различных жидкостей, в том числе бурового раствора.

Данная установка обладает широким диапазоном регулировки. Изменяя положение зубчатой передачи можно регулировать уровень сдвиговой нагрузки на лучи образца – звёздочки. Установка может применяться с любым типом жидкости. Жидкость может быть статичной или прокачиваться с помощью насоса. Можно изменять скорость прокачивания жидкости, давление (в определённых пределах), а также производить испытания при высоких температурах с помощью нагревателя. Регулируя скорость вращения сверлильного станка, можно подобрать режим работы ВЗД. Установка выполнена из обычной стали, поэтому её компоненты можно легко модернизировать, заменить или починить.

К минусам данной установки можно отнести трудоёмкий процесс изготовления образцов и их качество. В связи с этим было принято решение проводить опыты на данной установке по уже наработанным данным от испытаний на предыдущих установках. Установка лишь частично воспроизводит нагрузки резины эластомера. Поверхность металлической звёздочки выполнена с достаточно острыми гранями, что нацелено на ускорение эксперимента. Установленные опоры скольжения не могут выдержать высокого давления прокачиваемой

жидкости, однако являются достаточно дешёвыми. Фиксация звёздочек и зубчатой передачи на валах осуществляется с помощью винтов, которые со временем разбалтываются, что приводит к появлению люфта, поэтому при длительных опытах их необходимо подтягивать.

В настоящее время проводится серия опытов по изучению упрочнения резины после её выдержки в растворе с определённой рецептурой, которые основаны на данных предыдущих экспериментов. Установка уже частично проявила себя с положительной стороны. Было проведено разрушение образца износостойкой резины ИРП-1338, применяющейся при изготовлении эластомеров. Данный образец после 40-минутного пребывания в установке сохранил свою форму с некоторым смещением лучей звёздочки, на торцах появились рваные отметины, незначительное количество мелкой стружки свидетельствует о высоком качестве резины (рисунок 2). Образец резины ИРП – 1226, распространённой при изготовлении эластомеров, после 30 минут разорвался и заклинил установку. Стружка была крупной, а сам образец напоминал жевательную резинку, тянучку (рисунок 3). На данном этапе проведены опыты с образцами цилиндрической формы, а также в специальном растворе выдерживаются новые образцы.



Рис. 2 Образец резины ИРП-1338 после опыта (40 минут, 180 об/мин)



Рис. 3 Образец резины ИРП – 1226 после опыта (30 минут, 180 об/мин)

По результатам исследований были сделаны нижеследующие выводы. Установка работает так, как планировалось. Реализованы сдвиговые нагрузки. Более дорогая и качественная резина ИРП-1338 противостоит износу гораздо лучше распространённой резины ИРП – 1226.

В ближайшей перспективе стоят задачи наработать опытную базу, отработать методику проведения экспериментов и изготовления образцов, провести опыты в присутствии различных циркулирующих жидкостей. Основной целью стоит отработка рецептуры раствора, выдержка в котором позволит увеличить износостойкость резины эластомера ВЗД.

Литература

1. Епихин А.В. Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25–90 °С / А.В. Епихин, В.В. Мельников, А.А. Бер, К.М. Минаев // Экспозиция Нефть Газ. – Набережные Челны, 2016. № 6 (52). С. 68-70.
2. Антипов В. В. Классификация направлений модернизации винтового забойного двигателя / В. В. Антипов, Е. И. Кухаренко; науч. рук. А. В. Епихин // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 454-455]. — Заглавие с экрана. — Свободный доступ из сети Интернет. Режим доступа: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/42154>

СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ИСКРИВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ОТКЛОНИТЕЛЕМ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ ТЗ-3

В.С. Афанасьев, В.В. Братинков

Научный руководитель - ассистент И.Б. Бондарчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Потребность в бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин на твёрдые полезные ископаемые в настоящее время непрерывно растет. Наибольшее распространение в геологоразведочной отрасли для искривления скважин получил отклонитель непрерывного действия ТЗ-3 (рис. 1) конструкции Забайкальского научно-исследовательского института [1]. Данный отклонитель предназначен для искривления скважин диаметром от 46 до 93 мм и многократно модернизировался.

Отклонитель непрерывного действия ТЗ-3 в заводском исполнении позволяет искривлять скважины с интенсивностью 0,5 – 5 град/м. Набор кривизны при реализации искривлений отклонителем ТЗ-3 сложно прогнозировать и регулировать из-за большого числа факторов влияющих на процесс искривления [4].

Большую часть геологоразведочных скважин бурят снарядами со съёмными керноприёмниками. При этом допустимая интенсивность искривления в зависимости от диаметра снарядов составляет 0,2 – 0,3 град/м [3]. Превышение указанных значений интенсивности искривления делает применение отклонителя ТЗ-3 проблематичным, что требует изменения его конструкции и дополнительных технологических манипуляций.

Для данного отклонителя существуют следующие способы регулирования интенсивности искривления:

- изменение длин статора и ротора отклонителя;
- добавление в статор отклонителя плашек и накладок;
- включение в состав отклонителя колонковой трубы с шарниром;
- уменьшение диаметра корпуса отклонителя;
- ограничение длины рейса отклонителя.

Изменение длин статора и ротора отклонителя способствует изменению жесткости снаряда. При этом интенсивность искривления $i_{\phi-a}$ определяется по формуле [4]:

$$i_{\phi-a} = 57,3 \cdot \left(\frac{v_{\phi}}{v_{\phi} l_{ж}} - \frac{D_c - d_a}{L_c} \right), \quad (1)$$

где $i_{\phi-a}$ – интенсивность искривления при несовпадении действия процессов фрезерования и асимметричного разрушения забоя, град/м; v_{ϕ} , v_{ϕ} – скорости соответственно фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и углубки забоя, м/ч; $L_{ж}$ – длина жесткой базы отклонителя, м; D_c , d_c – диаметры соответственно скважины и корпуса отклонителя в месте контакта со стенкой скважины при перекосе, м; l_c – расстояние от забоя до точки контакта корпуса отклонителя со стенкой скважины при перекосе нижней его части, м.

Исходя из формулы (1) видно, что уменьшение интенсивности искривления достигается удлинением жесткой базы статора отклонителя. А именно необходимо увеличение длины корпуса 14 (см. рис. 1) между блокировочной муфтой 16 и верхним полуклином 8, а также длины ведущего вала 3 между шлицевым соединением 4 и блокировочным фиксатором 15 посредством удлиняющего патрубка. При этом длина патрубка статора l_c (мм) определяется по формуле [5]:

$$l_c = 485 + \Delta l, \quad (2)$$

где Δl – величина изменения длины ротора и статора, мм.

Величина Δl зависит от требуемой интенсивности искривления и степени разработанности стенок скважины. Определяется экспериментальным путем - методом последовательного удлинения для конкретных горнотехнических условий.

Добавление в статор отклонителя плашек и накладок позволяет обеспечить нагрузку на породоразрушающий инструмент $P_{отк}$ только фрезерующего характера (рис. 2). Данное техническое решение реализовано в отклонителе ТЗ-3П [2]. В данном устройстве коренной переработке подверглась нижняя часть снаряда. При этом в нижнем полуклине отклонителя выполнен хвостовик, имеющий на конце опору в виде

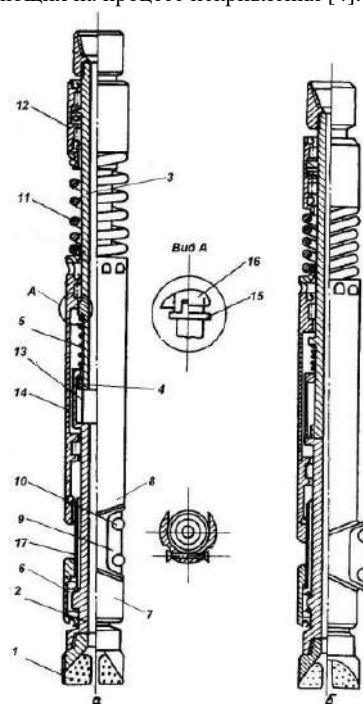


Рис. 1 Общий вид отклонителя ТЗ-3: а – транспортное положение; б – рабочее положение; 1 – долото; 2 – нижний вал; 3 – верхний вал; 4, 13 – шлицевое соединение; 5 – роторная пружина; 6 – нижний подшипниковый узел; 7 – нижний полуклин; 8 – верхний полуклин; 9 – подвижной клин-ползун; 10 – каретка с катками; 11 – статорная пружина; 12 – верхний подшипниковый узел; 14 – корпус; 15 – блокировочный фиксатор; 16 – блокировочная муфта; 17 – трубка

накладки 1 и промежуточную опору в средней части в виде плашки 2. Регулирование кривизны предусмотрено изменением высоты установки плашки $2 L_n$. Расчет интенсивности искривления рекомендуется производить по формуле [4]:

$$i_{\Phi} = \frac{2}{i_{\alpha}^2} \left(\sqrt{\frac{D_d - d_l}{2}} + \sqrt{\frac{2r_k - d_l}{2}} \right)^2, \quad (3)$$

где i_{Φ} – интенсивность искривления при фрезеровании стенки скважины, град/м; d_l – диаметральный размер по плашке, м; D_d – диаметр долота, м; L_n – расстояние от торца долота до наклейки, м; r_k – радиальный размер по наклейке, м.

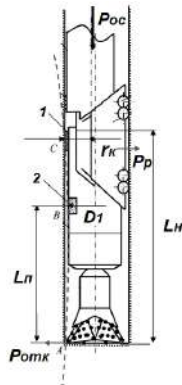


Рис. 2 Схема отклонителя ТЗ-3П в рабочем положении: 1 – наклейка; 2 – плашка

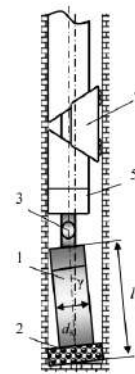


Рис. 3 Схема отклонителя ТЗ-3 с колонковой трубой: 1 – колонковая труба; 2 – коронка; 3 – шарнирный переходник; 4 – ползун; 5 – нижний полуклин

Включение в состав отклонителя колонковой трубы с шарниром позволяет бурить с отбором керна. Для этого следует использовать короткую колонковую трубу 1 (0,8–1,0 м) (рис. 3) с коронкой 2, которая соединяется с валом отклонителя через шарнирный переходник 3 [4]. Колонковая труба с коронкой получает перекося в скважине относительно оси скважины на угол γ при выдвигании ползуна 4 и прижатия к стенке скважины нижнего полуклина 5. Направление искривления в этом случае противоположно направлению искривления, реализуемого отклонителем ТЗ-3 без колонковой трубы и шарнирного переходника. При этом интенсивность искривления определяется по формуле:

$$i_{\alpha} = \frac{57,3 (D_c - d_a)}{L_c}, \quad (4)$$

где i_{α} – интенсивность искривления при асимметричном разрушении забоя, град/м.

Уменьшение диаметра корпуса отклонителя позволяет повысить интенсивность искривления, что видно из формул (1, 3, 4). При этом данный способ можно осуществлять по двум схемам:

- с уменьшением диаметра породоразрушающего инструмента, например, отклонитель ТЗ-3 с корпусом диаметром 57 мм и долотом диаметром 59 мм для искривления из скважины диаметром 76 мм с последующим расширением ствола скважины. При этом для надежного распора снаряда в скважине на ползуне следует установить съемную каретку с увеличенными стабилизирующими катками [4];

- без изменения диаметра породоразрушающего инструмента, например, отклонитель ТЗ-3 с корпусом диаметром 57 мм и долотом диаметром 76 мм для искривления из скважины диаметром 76 мм. При этом для надежного распора снаряда в скважине отклонитель снабжается увеличенной накладкой на ползуне с роликами-катками и кольцами-бандажами на корпусе [5].

Ограничение длины рейса отклонителя должно обеспечить искривление скважины не более чем на 0,5 градуса [3]. При этом для необходимости искривления скважины более 0,5 градуса потребуется проведение нескольких циклов искривлений через небольшие интервалы проработки и обычного бурения. Данная манипуляция приводит к значительным затратам времени.

Рассмотренные технические и технологические решения по регулированию интенсивности искривления при бурении отклонителями ТЗ-3 позволяют достигать как уменьшения, так и увеличения интенсивности. Это значительно расширяет возможности их применения. Большую практическую ценность имеют способы для реализации уменьшения интенсивности искривления, применение которых позволяет использовать данные отклонители в условиях работы при бурении снарядами со съёмными кернаприёмниками.

Литература

1. Авторское свидетельство № 386117 СССР МКИ E21B 7/08. Снаряд для направленного бурения. Авдеев Л.А., Костин Ю.С., Перминов В.В. Заявлено 13.06.1967; Оpubл. 14.06.1973, Бюл. № 26. – 2 с.
2. Авторское свидетельство № 1020562 СССР МКИ E21B 7/08. Снаряд для направленного бурения. Костин Ю.С., Андреев Ю.В., Киреев Г.К. Заявлено 02.02.19682; Оpubл. 30.05.1983, Бюл. № 20. – 4 с.
3. Морозов Ю.Т., Васильев Н.И., Подоляк А.В. Направленное бурение геологоразведочных скважин. – СПб.: ЛЕМА, 2015. – 374 с.
4. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии //Учебник. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. –336 с.
5. Отклонитель ТЗ–3–73. Паспорт ТЗ–3–73.000. ПС. – Чита: Заб. НИИ,1986. –17 с.

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ОБЛЕГЧЕННОГО ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА ДЛЯ
ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ**

И.В. Афанасьев

Научный руководитель - профессор В.Г. Кузнецов
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Стратегическим направлением развития нефтегазовой промышленности России на длительную перспективу является увеличение объемов добычи углеводородов на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири.

Большинство нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых в северных широтах, характеризуются наличием в геологическом разрезе мерзлых горных пород (МГП).

Глубина залегания толщи МГП в Западной Сибири от широтного течения р. Оби к северу может достигать в пределах 200-600 м, а температура пород в слое годовых теплооборотов может изменяться от -8 до -5 °С.

При освоении таких месторождений в процессе строительства скважин на первый план выдвигаются проблемы, связанные с качественным цементированием обсадных колонн в зоне МГП.

На этапе крепления необходимо создать плотный контакт между цементным камнем и обсадной колонной, цементным камнем и горной породой, однако не всегда удается этого добиться ввиду некачественного цементирования в интервале МГП. В результате наблюдается отсутствие сцепления цементного камня с мерзлой породой либо отсутствие герметичности заколонного пространства. Описанные нарушения целостности крепи скважины могут привести к межколонным проявлениям, к просадке и смятию колонн, к заколонным газопроявлениям, к потере продольной устойчивости колонны, к снижению эксплуатационной надежности конструкции скважины [1].

Применяемые облегченные тампонажные растворы недостаточно обладают необходимыми физико-химическими характеристиками для геологического разреза Крайнего Севера. На месторождениях Западной Сибири испытывались различные облегченные тампонажные растворы: с повышенным водоцементным отношением; аэрированные; с введением воздухововлекающих добавок. Однако опытно-промышленные испытания предложенных растворов показывают, что применение данных добавок не целесообразно, так как они не участвуют в процессах твердения цемента и требуют повышенного водосодержания, которое неудовлетворительно сказывается на свойствах тампонажного камня.

В северных условиях с учетом строения низкотемпературных разрезов при строительстве скважин выбор того или иного способа снижения плотности тампонажного раствора и облегчающей добавки определяется условиями применения, технологическими возможностями и экономической целесообразностью.

Существует большое многообразие облегчающих добавок: тонкодисперсные гидрофильные материалы, вводимые в состав цемента для уменьшения седиментации; водорастворимые неорганические и органические вещества, предотвращающие седиментацию раствора; органические материалы-наполнители; газосодержащие неорганические и органические вещества; добавки вызывающие химическую реакцию газовыделения [1].

Для качественного цементирования скважин в криолитозоне необходимо применять безусадочные, с пониженным водоотделением, седиментационно-устойчивые цементы, которые бы образовывали морозостойкий камень для создания прочного сцепления с обсадными трубами [1,4].

Для пониженных температур вопрос понижения плотности тампонажного раствора является нелегкой задачей. Большинство облегчающих добавок является инертным наполнителем, не участвующим в процессе формирования структуры камня, повышенное их содержание становится причиной пониженной активности вяжущего.

Для крепления скважин в условиях МГП в качестве облегчающей добавки для тампонажного раствора рекомендованы цеолиты, в частности, клиноптилолит $(Na, K)_4 CaCl_6 Si_{30}O_{12} \cdot 24H_2O$, который является, в отличие от других кремнеземистых и алюмосиликатных минералов, микропористым каркасным силикатом. В цеолитах часть кремния Si^{4+} замещена на алюминий. Такое замещение приводит к появлению на их внешней поверхности избыточного отрицательного заряда, который должен быть нейтрализован дополнительным ионом, расположенным внутри структуры [2].

Механизм цеолитсодержащей добавки при использовании ее в тампонажном растворе основывается на том, что наличие заряда на внешней поверхности цеолита способствует взаимодействию частиц с составляющими портландцемента, при этом капиллярные силы связывают значительное количество воды затворения. Разложение нестабильных гидратных новообразований осуществляется полнее и быстрее, поскольку оно происходит на свободных граничных поверхностях, обращенных жидкой среде, а не во внутрь конгломератов частиц, что оказывает влияние на скорость гидратации вяжущего, способствуя раннему разрушению термодинамически неравновесных контактов и построению объемной сетки с более равномерным распределением гидратных фаз. В результате происходит снижение части свободной воды при затворении тампонажного раствора в следствие чего снижается его подвижность. Ввиду этого возникает необходимость повышения водосодержания раствора или введения пластификаторов [3].

Цеолиты в тампонажном растворе обладают свойством легко выделять воду и вспучиваться при нагревании, а с понижением температуры снова поглощать воду. Клиноптилолит является химически структуроактивным компонентом системы, который позволяет ускорить процесс гидратации, понизить контракцию цементного раствора в период схватывания, в результате чего возникает возможность применения цеолита в качестве облегчающей добавки в тампонажные материалы для низкотемпературных скважин.

Природные цеолиты многообразны и не дефицитны, они во много раз дешевле синтетических аналогов, однако отсутствие примесей в синтетических цеолитах делает их предпочтительными.

Синтетический цеолит обладает той же функциональностью что и природный цеолит. Главным и наиболее важным преимуществом синтетического от природного является отсутствие каких-либо примесей. В природном цеолите содержание примесей доходит до 30-40%. По своей структуре цеолиты представляют собой молекулярные сита. Сегодня самыми распространенными видами синтетических цеолитов являются типы X, Y, A.

На практике чаще всего используют синтетические цеолиты типа A, X и Y. Использование модифицированных цеолитов X и Y в качестве основы катализаторов крекинга нефтяных фракций позволило заметно повысить эффективность процесса. Синтетические цеолиты, обладают рядом преимуществ перед аналогами: высокая мезопористость, что облегчает транспорт газа по гранулам и позволяет эффективно использовать весь объем гранулы, повышаются емкостные характеристики материала.

Отмеченные выше особенности клиноптилолитсодержащих материалов позволили разработать седиментационно устойчивые цементно-цеолитовые композиции с плотностью до 1450 кг/м³ [1].

Опытно-промышленные испытания цементно-цеолитовых композиций, проведенные при цементировании скважин на месторождениях Среднего Приобья, подтвердили перспективность их использования [1].

Литература

1. Кузнецов, В. Г. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне / В. Г. Кузнецов, В. П. Овчинников, В. И. Кучерюк // Москва: Недра, 2003. - 160с.
2. Овчинников, В. П. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, А. А. Фролов // Москва: ООО «Недра-бизнесцентр», 2002. - 115с.
3. Кузнецов В. Г. Техника и технология повышения долговечности крепи скважин в криолитозоне: Автореф. дис. д-ра. техн. наук. – Тюмень, 2004. – 50с.
4. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня / А.И. Булатов // Москва: Недра, 1990

ЖЕЛОНКА ДЛЯ ОЧИСТКИ АБИССИНСКОЙ СКВАЖИНЫ

Н.В. Ануфриев, С.А. Бурцев

Научный руководитель - ассистент И.Б. Бондарчук

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Под абиссинской скважиной подразумевается водозабор диаметром 25 – 50 мм на первый водоносный пласт и глубиной до 10 – 15 м. В нижней части трубы находится фильтр и наконечник скважины – «игла» (рис. 1). Сверху на трубу устанавливается ручной насос или насосная станция, работающая на электричестве. На сегодняшний день это самый экономичный вариант создания водозабора [1].

При эксплуатации абиссинских скважин возникают проблемы, связанные с заиливанием эксплуатационной колонны. Одним из способов очистки скважин от песка является использование клапанных желонки, сбрасываемых на тросе [2]. Однако данные устройства эффективно работают при заборе пульпы (песок и вода) когда имеют большой вес, который обеспечивает необходимую нагрузку на забой скважины.

- желонки, выполненной из трубы с наружным диаметром 21,3 мм и длиной 0,95 м. Башмак содержит шариковый клапан и резцы на его конце (рис. 3);
- штанг на шарнирных соединениях (рис. 4), выполненных из арматуры диаметром 10 мм, длиной по 0,5 м и соединенные между собой с помощью болтов и гаек.

В процессе эксперимента очистка скважины производилась по двум схемам:

- сбрасывание желонки в скважину на тросе. При этом песок в желонку не набирался из-за ее малого веса и недостаточной нагрузки на забой скважины;
- спуск желонки, создание ударов и вращение на забое с помощью шарнирных штанг. При этом песок в желонку набирался в большом количестве, и скважина была полностью очищена.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод о том, что использование желонки малых диаметров с ударными штангами позволяет эффективно очищать абиссинские скважины от песка за счет обеспечения необходимой нагрузки на забой скважины. Шарнирные соединения позволяют быстро производить спуск и подъем желонки без разъединения штанг.

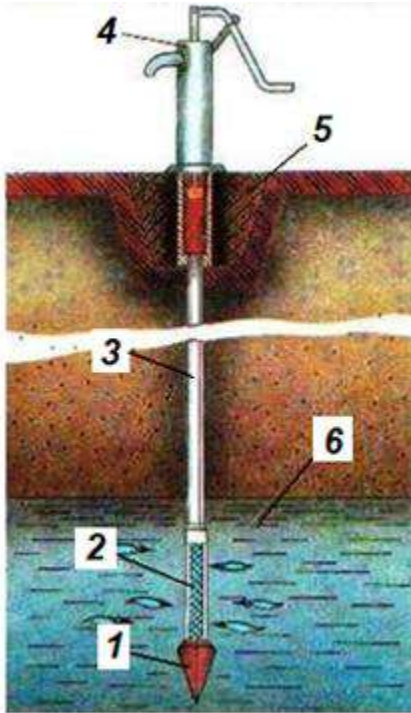


Рис. 1 Общий вид артезианской скважины: 1 – наконечник “игла”; 2 – фильтр; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – ручной насос; 5 – отмотка; 6 – водоносный пласт

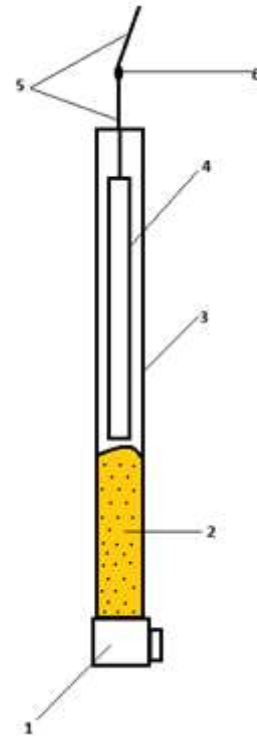


Рис. 2 Схема стэнда: 1 – башмак; 2 – песок; 3 – эксплуатационная труба; 4 – желонка; 5 – штанги; 6 – шарнирное соединение



Рис. 3 Желонка: 1 – башмак с клапаном; 2 – иламоприемная часть; 3 – штанга; 4 – узел крепления штанг к желонке; 5 – резьба башмака

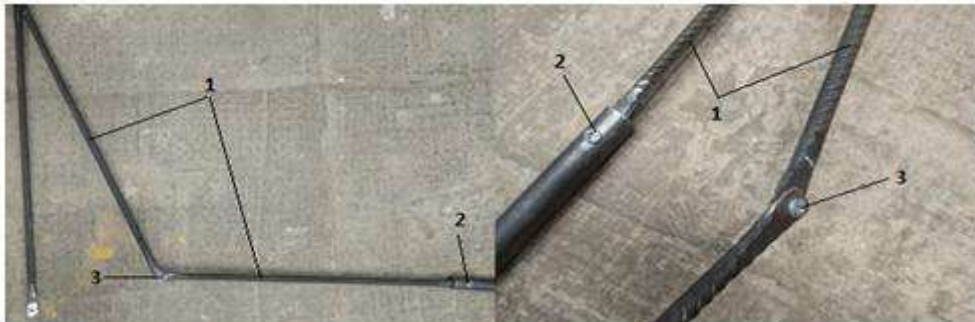


Рис. 4 Штанги и узлы крепления: 1 – штанги; 2 – узел крепления штанг к желонке; 3 – шарнирное соединение штанг

Литература

1. Долин В. Н. Колодцы // Сделай сам. – М., 1989. – № 1. – С. 14– 16.
2. Дубровский В. В. Справочник по бурению и оборудованию скважин на воду. – М.: Недра, 1972. – 512 с.

АНАЛИЗ РАЗДВИЖНЫХ ЦЕНТРАТОРОВ

М.С. Власов

Научный руководитель - доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Центратор – элемент технологической оснастки обсадной колонны, основное назначение которого ее центрирование в стволе скважины.

На основе проведенного патентного анализа существующих центраторов обсадных колонн автором предложена их классификация (рис. 1).



Рис. 1 Классификация центраторов обсадных колонн

Каждая из групп центраторов имеет свои достоинства и недостатки. Например, жесткие центраторы обеспечивают лучшее центрирование обсадной колонны и позволяют производить спуск обсадной колонны с вращением. Однако их наличие в оснастке обсадной колонны увеличивает ее жесткость и силы трения о стенки скважины, что усложняет спуск обсадной колонны.

Упругие центраторы позволяют легче спускать обсадную колонну и имеют малую металлоемкость. Однако они не обеспечивают качественного центрирования обсадной колонны в стволе скважины, особенно в горизонтальных участках. Также следует отметить, что возможен слом центраторов в процессе спуска.

Роликовые центраторы уменьшают силы трения в процессе спуска обсадной колонны. Однако наличие в их конструкции подшипников и роликов существенно уменьшает прочность и надежность конструкции.

Особый интерес вызывают раздвижные центраторы обсадных колонн. Их основное достоинство заключается в малом диаметре в транспортном положении, не превышающем диаметр муфты обсадной колонны, что позволяет:

- производить спуск обсадной колонны с меньшими силами трения;
- проводить более качественную промывку скважины перед цементированием скважины, что повысит качество вытеснения бурового раствора;
- снижать репрессию на пласт при проведении промежуточных промывок в процессе спуска обсадной колонны, что сокращает риски возникновения поглощений.

Гидравлические. В общем случае центраторы данной группы состоят из следующих конструктивных элементов:

- корпус центратора;
- ниппельная и муфтовая часть для соединения с обсадной колонной;
- срезные элементы, необходимые для предотвращения преждевременной активации центрирующих элементов;
- выдвигающиеся центрирующие элементы.

В процессе спуска гидравлические центраторы находятся в транспортном положении и их диаметр не превышает номинального диаметра обсадной колонны, их активация производится, как правило в процессе цементирования скважины, путем разрушения срезных и выдвижения центрирующих элементов за счет гидравлической энергии жидкости.

Авторами [1-8] предложены ряд конструкций раздвижных центраторов для обсадных колонн, активируемых гидравлическим способом.

Активация центратора, представленного на рисунке 2, производится в процессе продавки тампонажного раствора. При прохождении продавочной пробки через срезные пробки 3 центратора происходит их разрушение и дальнейший переток продавочной жидкости через радиальные каналы 2 в рабочий цилиндр 6. Под действием гидродинамического давления продавочной жидкости происходит осевое движение поршня 7 и дальнейшая передача движения на дополнительные центрирующие элементы 9. Которые в свою очередь через шарнир 10 передают создаваемое усилие на основные центрирующие элементы 8. За счет выдвижения основных 8 и дополнительных 9 центрирующих элементов в радиальном направлении происходит центрирование обсадной колонны [1].

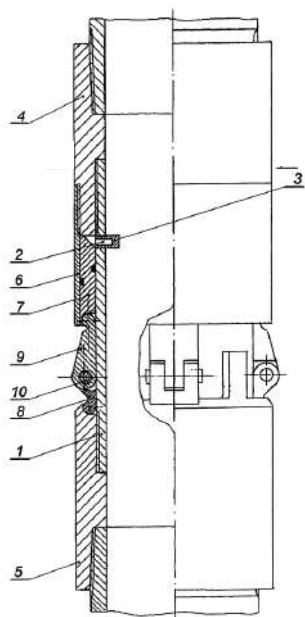


Рис. 2 Центратор гидравлический [1]: 1 – корпус; 2 – сквозные радиальные каналы; 3 – разрушаемые пробки; 4, 5 – муфты; 6 – рабочий цилиндр; 7 – поршень; 8, 9 – основные и дополнительные центрирующие элементы; 10 – шарнирные соединения

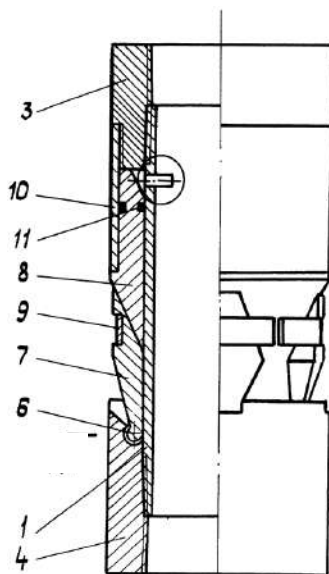


Рис. 3 Центратор гидравлический [2]: 1 – обсадная труба; 2 – отверстия; 3, 4 – муфты; 5 – кольцевая канавка; 6 – оси; 7 – рычаги; 8 – рабочий поршень; 9 – разрезное пружинное кольцо; 10 – цилиндр; 11 – резиновые кольца

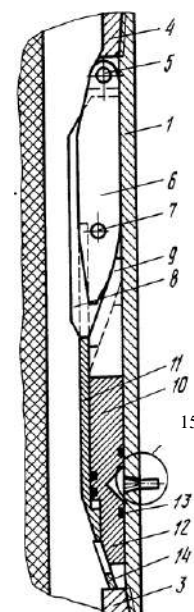


Рис. 4 Центратор гидравлический [3]: 1 – обсадная труба; 2 – отверстия; 3, 4 – муфты; 5 – пальцы; 6 – пары рычагов; 7 – оси; 8 – центрирующий башмак; 9 – клинья; 10 – поршень; 11 – цилиндры; 12 – замковый поршень; 13 – резиновые кольца; 14 – замковые кольца; 15 – срезная пробка

Активация центратора, представленного на рисунке 3, производится аналогично. После срезания пробки 12 на центраторе, под действием избыточного давления рабочий поршень 8 перемещается вниз. После преодоления упругости разрезного пружинного кольца 9 рычаги 7 раздвигаются за счет воздействия конической поверхности поршня 8 на концы рычагов 7 и центрируют обсадную колонну относительно оси скважины [2].

Активация центратора (рис. 4) производится в процессе продавки тампонажного раствора. При прохождении продавочной пробки через срезные пробки 15 происходит их разрушение, продавочной жидкости перетекает в полость цилиндра 11 через радиальные отверстия. Избыточное давление продавочной жидкости воздействует на поршень 12, который в свою очередь воздействует на замковое кольцо 14, что приводит к его расширению и попаданию на конический конец цилиндра 11. Перемещаясь замковый поршень 12 зацепляется за уступ цилиндра 11, который в свою очередь освобождает конец башмака 8 и осей 7. Замковый поршень останавливает свое движение при достижении торца муфты. При увеличении давления начинает движение поршень 10, который в свою очередь сдвигает клинья 9 и рычаг 6. Конец рычага 6 упирается в стенку скважины и происходит центрирование обсадной колонны [3].

Достоинством данной группы центраторов является наличие защиты от преждевременной их активации.

При этом они обладают следующими недостатками:

- сложность конструкции;
- малая длина хода центрирующих элементов, что может привести к некачественному центрированию обсадной колонны при высокой кавернозности ствола скважины, особенно в интервалах с высокой кавернозностью ствола скважины;
- отсутствует фиксация центрирующих элементов в рабочем положении, что может привести к возврату центрирующих элементов в транспортное положение.

Проблема отсутствия фиксации центрирующих элементов в рабочем положении решена в нижеследующих конструкциях.

Активация центратора, представленного на рисунке 5, происходит в конце продавки тампонажного раствора после получения момента «Стоп», при этом за счет возрастающего избыточного давления происходит срезание штифта 19, сжатие центрирующих элементов в поперечном и расширение в радиальном направлении.

Фиксация центрирующих элементов в рабочем положении осуществляется благодаря взаимодействием выступов 24 с канавками 23 [4].

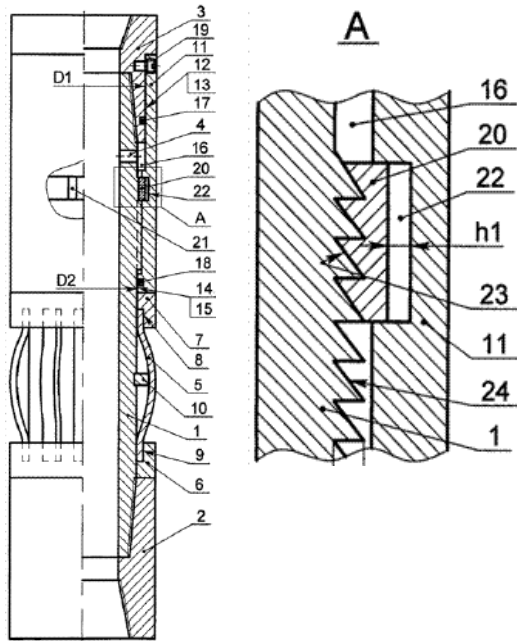


Рис. 5 Центратор гидромеханический [4]:
 1 – корпус; 2, 3 – нижний и верхний переводники;
 4 – радиальный канал; 5 – центрирующие элементы;
 6, 7 – нижняя и верхняя втулки;
 8, 9 – пазы; 10 – кольцо; 11 – дифференциальная
 втулка; 12, 14 – верхняя и нижняя расточки;
 13, 15 – проточки; 16 – полость;
 17, 18 – уплотнительные кольца; 19 – срезной
 штифт; 20 – упругодеформируемое кольцо;
 21 – разрез; 22 – канавка; 23 – кольцевые канавки;
 24 – выступ; А – узел фиксации центрирующих
 элементов в рабочем положении

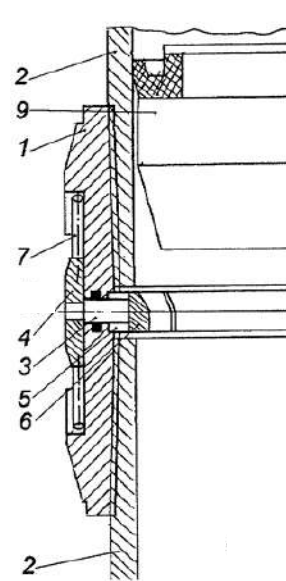


Рис. 6 Центратор гидравлический [5]:
 1 – корпус; 2 – обсадные трубы; 3 – шток;
 4 – опора; 5 – кольцевая канавка; 6 – сектора;
 7 – упругие стержни; 8 – фигурные вкладки;
 9 – распорный конус

Активация центратора (рис. 6) производится в процессе продавки тампонажного раствора, при прохождении цементировочной пробки через кольцевые сектора 6. Следует отметить, что цементировочная пробка имеет нестандартную конструкцию и оборудуется распорным конусом 9 для лучшего воздействия на кольцевые сектора 6 и их дальнейшего раздвижения в радиальном направлении.

При движении кольцевых секторов 6 их перемещение через штока 3 передается опорам 4, заставляя последние выдвинуться в сторону стенок скважины. При этом происходит фиксация центрирующего элемента за счет соскакивания упругих стержней 7. Выдвижение центрирующих элементов приводит к центрированию обсадной колонны [5]. Недостатком данной конструкции является то, что фиксация производится не в максимальном положении центрирующего элемента, что может привести к некачественному центрированию обсадной колонны.

Активация центратора, схема которого представлена на рисунке 7, производится в процессе цементирования обсадной колонны. Под действием избыточного давления в обсадной колонне открывается обратный клапан 8, и происходит заполнение через канал 7 внутренней полости 6 эластичного центрирующего элемента 4. При этом происходит увеличение эластичного центрирующего элемента в размерах и центрирование обсадной колонны. Эластичные центрирующие элементы расположены спирально, что добавляет эффект турбулизации потока жидкости и улучшает замещение промывочной жидкости цементным раствором [6].

Активация центратора (рис. 8) производится в конце продавки тампонажного раствора в момент «Стоп». В этот момент в обсадной колонне создается избыточное давление, под действием которого открывается обратный клапан 5, продавочная жидкость перетекает во внутрь корпуса 2 и выправляет гофрированную трубу 4. Фиксация гофрированной трубы в раскрытом положении обеспечивается обратным клапаном, что позволяет надежно отцентрировать обсадную колонну [7].

Центратор, представленный на рисунке 9, работает следующим образом. При закачке в обсадную колонну цементного раствора создается перепад давления между трубным и затрубным пространством. Каждый фиксирующий элемент 10 настроен на определенный перепад давления, при котором происходит срезание фиксирующих элементов, что вынуждает центрирующий элемент 4 выдвигаться из корпуса 2 и центрировать обсадную колонну в стволе скважины. Фиксация центрирующих элементов происходит при попадании конусообразного выступа 8 в кольцевую проточку 9 [8].

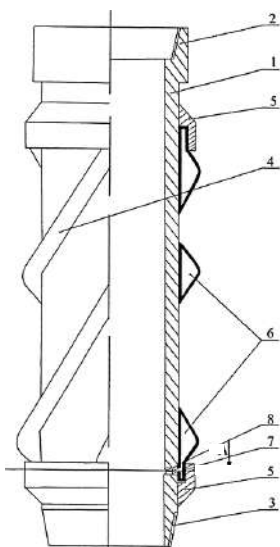


Рис. 7 Центратор гидравлический [6]:
 1 – корпус; 2 – муфта;
 3 – ниппель;
 4 – центрирующие
 элементы; 5 – кольца;
 6 – внутренняя полость; 7
 – канал; 8 – обратный
 клапан

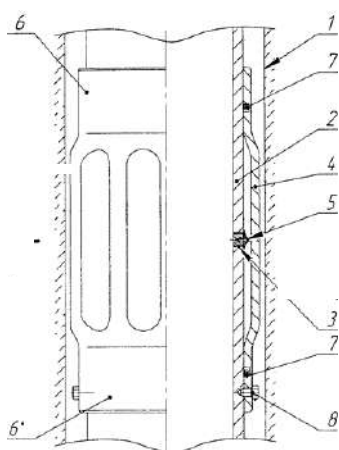


Рис. 8 Центратор гидравлический [7]: 1 – ствол скважины; 2 – корпус; 3 – радиальные каналы; 4 – центрирующие элементы; 5 – средство перевода центрирующих элементов в рабочее положение; 6 – гофрированные трубы с кольцевыми зауженными каналами; 7 – самоуплотняющиеся манжеты; 8 – винты

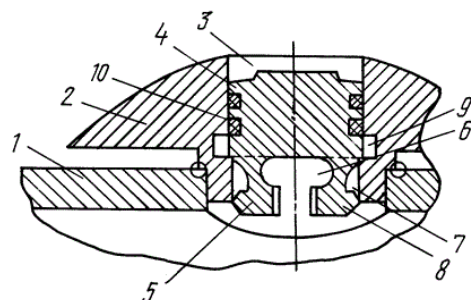


Рис. 9 Центратор гидравлический [8]:
 1 – обсадная труба; 2 – корпус;
 3 – цилиндрический канал;
 4 – центрирующий орган;
 5 – сегментообразные элементы;
 6 – овальная полость;
 7 – кольцевая выемка;
 8 – конусообразный выступ; 9 – кольцевая
 проточка; 10 – фиксирующие элементы

Набухающие. В общем случае центраторы данной группы состоят из следующих конструктивных элементов:

- корпус, который соединяется с обсадной колонной ниппельной и муфтовой частями, либо стопорным кольцом с соединительными винтами;
- эластичные или металлические центрирующие пластины;
- набухающий материал.

В процессе спуска набухающие центраторы находятся в транспортном положении, их активация производится, как правило, в процессе промывки при их взаимодействии с буровым раствором. Авторами [9-11] предложен ряд конструкций, набухающих центраторов.

При спуске обсадной колонны центратор, схема которого представлена на рисунке 10, находится в транспортном положении, закреплен стопорным кольцом 3. Защита полых элементов 4 от трения со стенками скважины осуществляется при помощи металлических пластин 2. В процессе промывки промывочная жидкость проникает через полупроницаемые грани элементов 4, что приводит к набуханию полимера, под действием давления его расширения происходит раздвижение пластин 4 и центрирование обсадной колонны [9].

Активация центратора (рис. 11) производится в процессе промывки скважины перед цементированием обсадной колонны. Промывочная жидкость попадает в полости 6 через отверстия 3 и взаимодействует с водонабухающим полимером 7, который растет в объеме и давит на кольца 2. Перемещение колец 2 приводит к сжатию пластин 1, вследствие чего они прижимаются к стенке скважины и центрируют обсадную колонну [10].

Центратор, представленный на рисунке 12, работает следующим образом. При промывке скважины перед цементированием обсадной колонны промывочная жидкость взаимодействует с водонабухающим полимером 7, проникая через полупроницаемые грани во внутреннюю полость 6 центрирующего элемента 4. Расширяясь, набухающий полимер воздействует на эластичный центрирующий элемент, вследствие чего происходит центрирование обсадной колонны [11].

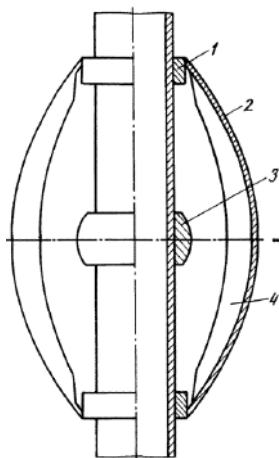


Рис. 10 Центратор набухающий [9]:
 1 – кольца;
 2 – металлические пластины;
 3 – стопорное кольцо;
 4 – полые элементы;
 5 – водонабухающий полимер

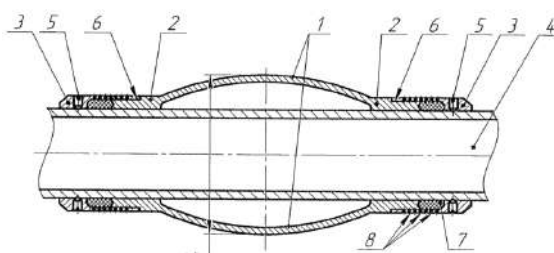


Рис. 11 Центратор набухающий [10]:
 1 – металлические пластины; 2 – кольца для размещения; 3 – стопорные кольца; 4 – обсадная колонна; 5 – стопорные винты; 6 – полости; 7 – водонабухающий полимер; 8 – отверстия

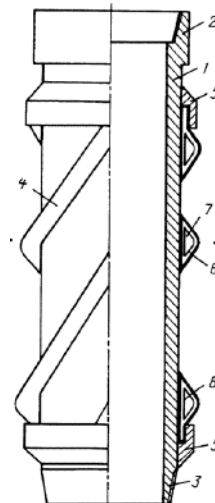


Рис. 12 Центратор набухающий [11]:
 1 – корпус; 2 – муфта; 3 – ниппель;
 4 – эластичный центрирующий элемент;
 5 – кольца;
 6 – внутренняя полость;
 7 – водонабухающий полимер

Группа набухающих центраторов имеет следующие достоинства присущие этой группе помимо рассмотренных общих достоинств раздвижных центраторов:

- простота изготовления;
 - имеется фиксация центрирующих элементов в рабочем положении.
- Несмотря на достоинства данная группа обладает следующими недостатками:
- отсутствие защиты от повреждения центрирующих элементов при контакте со стенками скважины в процессе спуска обсадной колонны;
 - сложность предотвращения преждевременного срабатывания центратора при спуске обсадной колонны;
 - высокая вероятность несрабатывания центратора ввиду малых сил, обеспечивающих центрирование.

Резюмируя вышесказанное, можно сделать вывод о том, что раздвижные центраторы имеют ряд достоинств, которые делают их довольно перспективными. Упрощается спуск обсадной колонны, улучшается качество промывки перед цементированием. Однако сложность их конструкции и вытекающие из этого другие недостатки не дают этим центраторам найти благоприятную область применения в практике крепления скважин.

Литература

1. Патент RU 2282705 С1. Центратор обсадной колонны / Баранцевич С.С. (UA), Карасевич А.М (RU), Кейбал А.В. (RU), Ляпков Д.П. (RU), Сторонский Н.М. (RU) / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546853929988 (дата обращения 15.03.2019).
2. Патент RU 2176719 С2. Центратор обсадной колонны / Мавлютов М.Р., Левинсон Л.М., Болезин Б.К., Степанов Р.В., Хамидуллин Ф.Х., Килин В.Г., Степанов Р.Р. / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552657402212 (дата обращения 15.03.2019).
3. Патент RU 2034128 С1. Центратор обсадной колонны / Левинсон Л.М., Гаррис О.В., Болезин Б.К. / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552658705153 (дата обращения 15.03.2019).
4. Патент RU 2432447 С1. Центратор гидромеханический / Витязев О.Л. (RU), Секисов А.В. (RU), Хайруллин Б. Ю. (RU), Хомутовский В.В. (RU). / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546779649606 (дата обращения 15.03.2019).
5. Патент RU 2285109 С1. Центратор обсадной колонны / Карасевич А.М. (RU), Кейбал А.В. (RU), Сторонский Н. М. (RU), Баранцевич С.В. (UA), Кейбал А.А. (RU) / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546854488550 (дата обращения 15.03.2019).
6. Патент RU 2405101 С1. Центратор обсадной колонны / Каримов И.Н. (RU), Агзамов Ф.А. (RU). Электронный ресурс: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546856812113 (дата обращения 15.03.2019).
7. Патент RU 2387792 С2. Центратор обсадной колонны / Фаткуллин Р.Х. (RU), Хамитьянов Н.Х. (RU), Абдрахманов Г.С. (RU), Ахмадишин Ф.Ф. (RU), Кишин А.В. (RU), Оснос В.Б. (RU). Электронный ресурс: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552658116853 (дата обращения 15.03.2019).
8. Патент RU 2209291 С1. Центратор обсадной колонны / Рамазанов Г.С., Гилязов Р.М., Янтурин Р.А., Гилязов Р.Р., Хайруллин В.Ф., Алексеев Д.Л., Ханипов Р.В. / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552659803962 (дата обращения 15.03.2019).

9. Патент RU 2468181 С1. Центратор обсадной колонны / Агзамов Ф.А. (RU), Каримов И.Н. (RU), Тихонов М.А. (RU). / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546855783046 (дата обращения 15.03.2019).
10. Патент RU 2640849 С1. Центратор обсадной колонны / Зарипов И.М. (RU), Исхаков А.Р. (RU), Киршин А.В. (RU), Оснос В.Б. (RU) / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552660678078 (дата обращения 15.03.2019).
11. Патент RU 2473777 С1. Центратор обсадной колонны с изменяемой геометрией / Агзамов Ф.А. (RU), Каримов И.Н. (RU), Тихонов М.А. (RU) / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546856274585 (дата обращения 15.03.2019).

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕРАКТИВНОГО АНАЛИЗА БУРЕНИЯ, КАК ЧАСТИ СИСТЕМЫ «УМНЫЙ РУДНИК»

Д.Р. Вяльшин, А.А. Рябова

Научный руководитель - профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

При проходке горной выработки с целью выемки рудной массы важно иметь информацию о наличии в забое полезного ископаемого, содержание полезного ископаемого, объём пустой породы. Данная информация может использоваться для оптимизации потоков рудной массы в направлении переработки и отвала.

С этой целью предлагается осуществлять дистанционно оценку параметра свойств горной породы, с помощью которой идентифицировать тип горной породы и определять содержание полезного компонента в рудной массе.

В качестве параметра свойств горной породы предлагается использовать упругость, как параметр, связанный с твердостью и определяющий величину упругой реакции породы на силовое воздействие. Силовое воздействие на породу определяется величиной ударного импульса.

В соответствии с исследованиями [1], кинетическая энергия работающего на разрушение горной породы долота U_d расходуется на энергию деформирования горной породы U_n и энергию деформирования буровой компоновки U_k :

$$U_d = U_n + U_k. \quad (1)$$

Деформирование бурильных труб и горной породы происходит под действием динамической осевой силы, которая вызвана процессом колебаний долота P_d при передаче ударного импульса.

Динамический процесс разрушения горной породы можно описать уравнениями кинетической энергии \mathcal{E}_k инструмента и потенциальной энергии Π_d деформирования породы. Не учитывая потерь части энергии \mathcal{E}_k на рассеивание при деформировании породы, можно записать

$$\mathcal{E}_k = \Pi_d = \frac{mv_0^2}{2} = \frac{P\delta}{2}, \quad (2)$$

где m – масса ударного инструмента, кг;

v_0 – скорость в момент соударения инструмента с породой, м/с;

P – усилие взаимодействия инструмента с породой, Н;

δ – деформация породы, м.

Из уравнения (1) в общем виде можно определить усилие P , вызывающее деформирование породы и элементов колонны, передающих ударный импульс к забою скважины:

$$P = \frac{mv_0^2}{\delta}. \quad (3)$$

В процессе ударного импульса по забою буримой скважины происходит упругая Δ_{yn} и пластическая деформации горной породы Δ_{nn} и упругая деформация бурильных труб Δl_T .

Таким образом, деформация δ включает деформацию породы Δ_n и деформацию труб Δl_T .

Деформация в бурильных трубах может определяться из формулы:

$$\Delta l_T = \frac{Pl}{EF}, \quad (4)$$

где P – сила удара, Н; l – длина трубы постоянного сечения, площадью F , м; E – модуль упругости стали, Па.

Используя выражения (3) и (4) можно записать:

$$\Delta l_T = \frac{mv_0^2 l}{EF(\Delta_{yn} + \Delta_{nn} + \Delta l_T)}.$$

Решение данного уравнения позволяет перейти к квадратному уравнению:

$$\Delta l_T^2 + \Delta l_T(\Delta_{yn} + \Delta_{nn}) - \frac{mv_0^2 l}{EF} = 0.$$

Решение данного уравнения позволяет получить значение деформации в бурильной трубе:

$$\Delta l_T = 0,5(\delta \pm \sqrt{\delta^2 + 4 \frac{mv_0^2 l}{EF}}),$$

где $\delta = (\Delta_{yn} + \Delta_{nn})$.

Один из корней данного уравнения является действительным. Учитывая, что упругая деформация в бурильной трубе будет меньше при более значительной деформации в породе (повышенная податливость породы), можно предположить, что выражение

$$\Delta l_T = 0,5(\delta - \sqrt{\delta^2 + 4 \frac{mv_0^2 l}{EF}})$$

будет верным ответом на взаимосвязь параметров, влияющих на упругую деформацию в бурильной трубе. В данном случае величина деформации будет противоположна по направлению деформированию горной породы и выражаться зависимостью со знаком минус.

Дальнейшие экспериментальные исследования предполагают выявление зависимости составляющих упругого ($\Delta_{уп}$) и пластического ($\Delta_{пл}$) деформирования породы как от упруго-пластических свойств горных пород, так и технико-технологических параметров бурения, таких как величина ударного импульса, тип вооружения и степень износа вооружения долота.

Для реализации интерактивного определения слоев горных пород в процессе бурения предлагается буровой агрегат 1, работающий в режиме ударно-вращательного бурения (рис.1) и буровая система в которой фиксируется деформация бурильной трубы 2 в момент нанесения ударного импульса за счёт пьезоэффекта.

В качестве пьезодатчика может использоваться кварцевый или иной датчик 5. Сжатие кристалла кварца в пьезодатчике 5 преобразуется в электрический сигнал оптоэлектроника, а электрический сигнал в свечение светодиода определенной интенсивности светового потока. Световой поток, воспринимаемый приёмником – преобразователем светового сигнала 6, вновь преобразуется в электрический сигнал фототиристорным преобразователем, что позволяет создать возможность бесконтактной передачи сигнала от вращающейся при бурении трубы к корпусу буровой машины и далее в приёмное электронное устройство и компьютер.

Возможны также более простые и испытанные способ и устройство передачи электрического сигнала от вращающейся колонны к неподвижному корпусу с помощью стандартных электрощёток.

Для измерения скорости проходки при бурении можно использовать лазерный дальномер 7, который при углублении шпура или скважины будет передавать информацию о расстоянии от датчика до забоя горной выработки синхронно со счётчиком времени, что в результате позволяет определить интервал проходки, время и скорость бурения, а также интервалы расположения выявленных пластов горных пород, отличающиеся своими физико-механическими свойствами.

Таким образом, на компьютер в режиме реального времени будут поступать сигнал показывающий величину деформации в бурильной колонне, как результат реакции со стороны разрушаемой в данный момент породы и в зависимости от типа долота, его технического состояния (изношенности), энергии ударного импульса со стороны машины бурового агрегата.

На рис. 2 показан пример обработки данных, поступающих на компьютер в процессе бурения трех скважин (шпуров). В данном случае имеем сигнал о величине деформации в бурильной трубе, по которому можем определить наличие пропластка, например, более твердого чем вмещающая порода. Рост деформации в трубе Δl_T , интервалы бурения A , h , временные интервалы T , расстояние L , позволяют определить, как механическую скорость бурения, так и мощность пропластков, например, рудной массы, угол наклона пропластков и в конечном счёте в режиме текущего времени сделать анализ качества и содержания руды в отбитой в забое породе.

Для идентификации горных пород и руд предварительно требуется проведение тестовых работ на месторождении с целью выявления уровня сигналов с учетом

применяемой техники, бурового инструмента и их технического состояния. Тестовые параметры уровней деформации бурильных труб будут служить для распознавания типа горной породы, её технического состояния, наличия рудной зоны и величины полезного компонента, содержащегося в руде. Полученная информация будет использована при настройке логистической системы доставки руды в пункты отгрузки.

Литература

1. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебное пособие. – 2-е изд. – М.: Инфра-М; Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2015 г., 367 с.

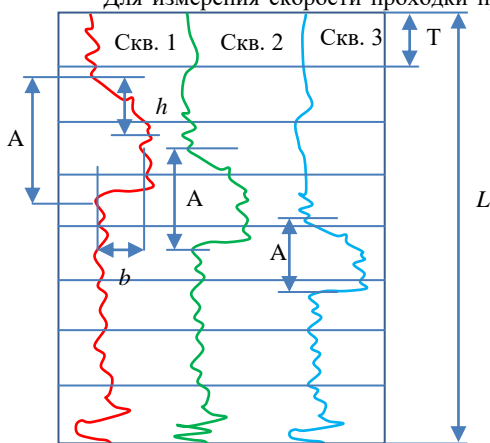


Рис. 2 Анализ диаграмм с целью определения параметров горного массива: A – интервалы бурения по породе с более высокой твердостью; h – интервал бурения при входе бурового инструмента в твердый пропласток; b – превышение деформации в бурильной трубе; T – интервал времени (например, 5 мин); L – интервал проходки, определённый лазерным дальномером

РАЗРАБОТКА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ

А.Е. Головченко

Научный руководитель - профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время одним из наиболее производительных способов бурения горных пород высокой твердости является ударно-вращательный с применением погружных пневмоударных машин и компрессоров высокого давления. Разрушение горных пород таким способом реализуется главным образом с помощью удара, осевая нагрузка и частота вращения при этом играют вспомогательную роль, а производительность регулируется давлением сжатого воздуха.

При традиционном разрушении горных пород в условиях ударно-вращательного способа бурения скважин реализуются нормальные, перпендикулярные к плоскости забоя напряжения. Если же удар наносится по долоту с некоторым эксцентриситетом, то к нормальным усилиям и напряжениям в породе добавятся тангенциальные (сдвиговые), распространяющиеся в плоскости забоя [1].

По теории Буссинеска нормальные напряжения под породоразрушающими вставками при центральном ударе, согласно схеме, изображённой на рис.1, равны:

$$\sigma_z = \frac{3 \cdot Q \cdot \cos^2 \Psi}{2 \cdot \pi \cdot r^2}$$

При внецентренном ударе нормальные напряжения под породоразрушающими вставками соответственно равны:

под вставкой 1:

$$\sigma_z^1 = \frac{3 \cdot Q \cdot \cos^2 \Psi_1 \cdot \cos^2 \Delta}{2 \cdot \pi \cdot r_1^2}$$

под вставкой 2:

$$\sigma_z^2 = \frac{3 \cdot Q \cdot \cos^2 \Psi_2 \cdot \cos^2 \Delta}{2 \cdot \pi \cdot r_2^2}$$

Таким образом, при центральном ударе напряжения под породоразрушающими вставками равны, что создаёт условия для получения лунок разрушения одного размера. При внецентренном ударе $\sigma_z^1 > \sigma_z^2$, что определяет неравномерность разрушения породы и создаёт условия для искривления скважины. Также отмечено, что максимальные значения напряжений при внецентренном ударе выше, а минимальные существенно ниже уровня напряжений, получаемого при центральном ударе.

В общем виде выражение для определения напряжений под породоразрушающими вставками при точечном внецентренном ударе имеет следующий вид:

$$\sigma_i = \frac{3 \cdot Q \cdot \cos^2 \Psi_i \cdot \cos^2 \Delta}{2 \cdot \pi \cdot r_i^2}$$

Проведённые исследования показали, что для различных пород с индивидуальными физико-механическими свойствами существуют определённые, оптимальные величины эксцентриситета приложения удара, при которых увеличение объёмов разрушения горных пород будет максимальным. Само же явление увеличения объёмов разрушения горных пород, вероятно, наблюдается вследствие возникновения тангенциальных сдвиговых усилий в плоскости забоя, которые оказывают влияние на форму и размеры лунок разрушения, способствуя отделению от забоя части массива горных пород, находящейся в зоне трещинообразования, испытавшей разрушающее усилие, но не отделённой от массива горных пород.

Принимая во внимание всё вышесказанное, данное исследование было направлено на разработку конструкции породоразрушающего инструмента, позволяющего эффективно применять механизм разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами, а также на поиск его оптимальных параметров.

Для реализации механизма разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами разработаны конструкции буровых долот для ударно-вращательного бурения, одна из которых представлена на рис.2. Предлагаемое долото включает хвостовик 1 со шлицами 2 для соединения с типовой забойной ударной машиной. На торцевой части хвостовика закреплена с возможностью поворота относительно оси, перпендикулярной оси долота торовая шайба 3 с эксцентричным выступом 4 на нижнем торце. Закрепление шайбы производится путём навинчивания фиксирующей шайбы 5 на хвостовик 1. Головка долота состоит из подвижной 6 и неподвижной 7 частей, связываемых шарнирным элементом 8. Поддержание подвижной части головки долота в исходном положении производится с помощью упругого элемента 9. Для разрушения пород на забое подвижная часть головки долота содержит породоразрушающие элементы 10. Для сборки подвижной и неподвижной частей головки бурового долота конструкция оснащена цилиндрической шайбой 11, закрепляемой на головке долота болтами 12.

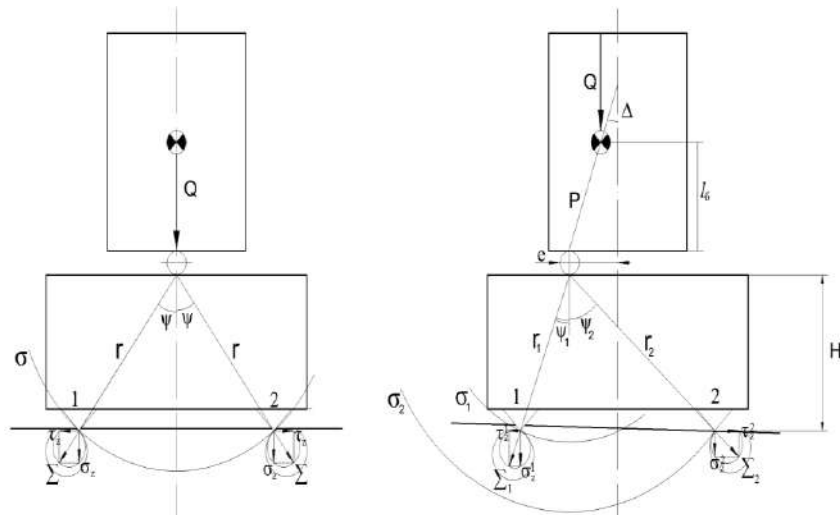


Рис. 1 Схема передачи ударных импульсов и создания напряжений под породоразрушающими вставками при точечном ударе

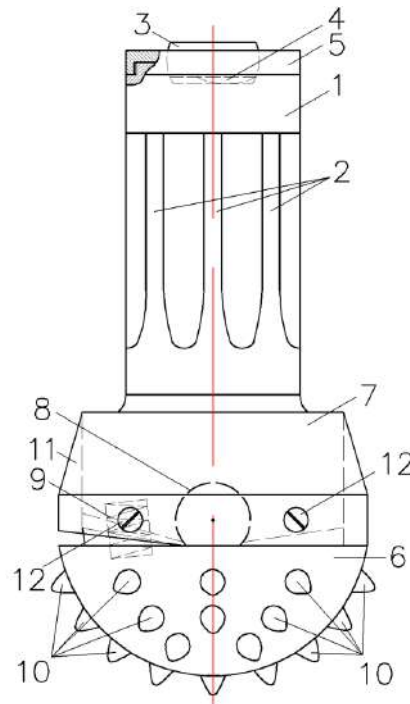


Рис. 2 Принципиальная схема долота для ударно-вращательного бурения

Принцип работы представленного долота следующий. Торговая шайба верхним торцом воспринимает центральный ударный импульс от забойного механизма, передавая хвостовику внецентренный ударный импульс посредством эксцентричного выступа на нижнем торце торговой шайбы, при этом возможность поворота торговой шайбы снимает изгибающий момент с хвостовика. Внецентренный ударный импульс, сообщённый хвостовику, передаётся головке долота, вызывая поворот подвижной полусферической части головки долота в плоскости нанесения внецентренного удара на некоторый угол. Поворот подвижной полусферической части головки долота обеспечивает возникновение тангенциальных ударных усилий, приводящих к изменению формы лунок разрушения, повышению их размеров и обеспечивающих отделение от забоя части массива горной породы, которая испытала разрушающее действие, разделена трещинами, но ещё удерживается в лунках разрушения силами своих внутренних связей. Для возвращения подвижной полусферической части головки в исходное положение после окончания цикла разрушения долото оснащено упругим элементом.

Оптимальной областью применения предлагаемого долота для ударно-вращательного бурения – средне-твёрдые хрупкие породы, в том числе достаточно пластичные. В то же время если мы говорим о породах, имеющих несколько более высокие прочностные показатели, то, вероятно, при их разрушении нет

необходимости в больших тангенциальных смещениях породоразрушающих элементов. В таком случае конструкция долота, представленная на рис.2, значительно упрощается, лишаясь шарнирного элемента, связывающего подвижную и неподвижную части головки долота, упругого элемента, цилиндрической шайбы, болтов. Головка долота становится монолитной, что положительно сказывается на её прочностных характеристиках, при этом тангенциальные смещения породоразрушающих элементов сохраняются, имея значительно меньшую амплитуду.

Описанная конструкция долота для ударно-вращательного бурения скважин описана в заявке на изобретение РФ № 2018118680. Экспертиза по существу завершена, получено положительное решение о выдаче патента.

Применение конструкции долота для ударно-вращательного бурения по схеме на рис.2 позволит увеличить производительность процесса разрушения горных пород на забое скважины при одинаковой величине давления очистного агента.

Литература

1. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ [Текст]: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению 130200 "Технологии геологической разведки" / В. В. Нескоромных; Сиб. федер. ун-т, Ин-т горн. дела, геологии и геотехнологий. - Красноярск: СФУ, 2015. – 394 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ ГИДРОРАЗРЫВА НА ОСНОВЕ ГУАРОВОЙ КАМЕДИ

М.И. Губарев

Научный руководитель - доцент В.Н. Глотова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидро разрыв продуктивного пласта (ГРП) является одной из сложнейших операций в нефтегазодобывающей промышленности. Целью проведения данной операции является увеличение продуктивности скважины путем создания значительных трещин в горной породе продуктивного пласта, позволяющих связать внутреннюю часть эксплуатационной колонны с зоной пласта, не подвергшейся загрязнению в процессе бурения и обладающей естественной проницаемостью [1].

Первоначально гидро разрыв пород продуктивного пласта применяли исключительно в малодебитных скважинах с целью поддержания их рентабельности. Однако, начиная с 1990-х годов область применения данной технологической операции распространилась на высокодебитные скважины, обладающие значительной потенциальной прибыльностью.

В центре процесса гидро разрыва находится рабочая жидкость – жидкость гидро разрыва (жидкость ГРП). Наиболее часто она представляет собой жидкость на водной основе, которая загущается с применением высокомолекулярных полимеров, примерами которых являются гуаровая камедь, а также гидроксипропиловая камедь (рис. 1) [1].

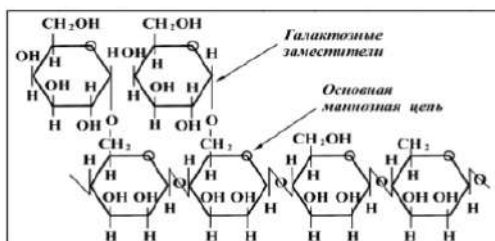


Рис. 1 Структура гуаровой камеди

С целью достижения наиболее качественного загущения жидкости гидро разрыва применяют специальные химические добавки, называемые сшивателями, которые соединяют цепочки полимеров. В результате применения сшивателей содержание полимеров в составе жидкости ГРП может быть значительно снижено.

В качестве одного из типов применяемых в настоящее время сшивателей выступают соли и соединения бора (рис. 2). Для приготовления сшивателей применяется водная, либо дизельная основа. К уникальным свойствам получаемой в результате жидкости ГРП можно отнести обратимость сшивания: в случае увеличения температуры значение pH уменьшается, что в свою очередь ведет к разжижению жидкости гидро разрыва за счет уменьшения содержания борат-ионов; при уменьшении температуры вязкость жидкости ГРП восстанавливается до прежних значений [1, 2].

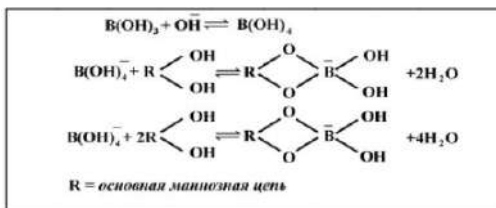


Рис. 2 Сшивание гуаровой камеди боратом

Само по себе создание трещины в процессе осуществления операции гидроразрыва не дает гарантий увеличения продуктивности скважины, так как она должна обеспечивать свободный канал фильтрации пластового флюида из коллектора в скважину. Этому способствует применение проппанта, переносимого в полость трещины жидкостью гидроразрыва. После завершения процесса размещения проппантной набивки жидкость гидроразрыва должна быть удалена из пласта. С этой целью в состав жидкости ГРП в процессе её приготовления и закачки в скважину добавляют реагенты-деструкторы в капсулированном виде [1].

Однако, добавление капсулированных деструкторов не гарантирует полного разрушения гуаровой камеди, являющейся основой жидкости гидроразрыва. На заключительном этапе проведения операции ГРП жидкость в трещине частично обезвоживается за счет фильтрации в горную породу. В результате этого концентрация полимера может оказаться на порядок выше первоначального значения. В этом случае полимер остается неразрушенным, из-за чего образуется сверхвязкая гелеобразная масса, которая блокирует поровое пространство проппантной набивки и препятствует эффективной фильтрации пластового флюида в трубное пространство эксплуатационной колонны.

Процесс очистки трещин ГРП может быть осуществлен двумя способами: уменьшение остаточного количества неразрушенного полимера, либо применение минимального количества полимера для приготовления жидкости ГРП [1].

С целью уменьшения остаточного количества полость трещины дополнительно обрабатывают новой порцией деструктора, уже не являющейся частью сшитой системы гуаровой камеди и вводимой в чистом виде, то есть без применения технологии предварительного заключения деструктора в капсулы [2].

Результатом исследований в области минимизации количества полимера, применяемого для приготовления жидкости ГРП, является создание низкогуаровых систем на основе солевого раствора KCl, применение которых возможно при рабочих температурах до 80°C. Системы данного типа обеспечивают стабильное сшивание полимеров боратом при снижении их концентрации ниже порогового значения, равного 2,4 г/м³ для гуаровой камеди [1].

Как показывают многочисленные исследования, повышение эффективности деструктора, применяемого как в чистом, так и в капсулированном виде, может быть достигнуто несколькими путями [1]:

- 1) подбором наиболее оптимального типа деструктора для данного диапазона температур;
- 2) разработкой специальных добавок, способствующих удалению неразрушенного полимера.

На сегодняшний день наиболее перспективным направлением из рассмотренных ранее является разработка эффективного деструктора кислотного или окислительного типа, добавление которого производится на начальном этапе закачки жидкости ГРП в скважину, либо на заключительном этапе операции гидроразрыва с целью разрушения гуаровой камеди и восстановления приемлемой проводимости проппантной набивки [2].

В качестве подобных деструкторов могут применяться [3]:

1) неорганические и органические кислоты (серная, соляная, азотная, уксусная, лимонная и др.) или эфиры (бутиллактат, этилпропионат, бутилацетат и др.), которые превращаются в соответствующие кислоты под воздействием пластовых условий;

2) окислители (персульфаты, пероксикарбонаты, пербораты и др.) в смеси с активаторами разрушения (растворимые соединения амина, сложные эфиры карбоновой кислоты и др.);

- 3) ферменты и хелаторы.

С учетом применяемых разновидностей деструкторов, приведенных выше, были проведены эксперименты с некоторыми типами неорганических кислот – соляной, азотной и серной – с концентрациями 15% (масс). Суть экспериментов состоит в определении вязкости смеси сшитого геля гуаровой камеди и деструктора в соотношении 1:1, в массовом выражении – 200 г сшитого геля + 200 г кислотного деструктора. Эксперименты были проведены при температурах 20°C и 80°C, при этом имела место временная выдержка, продолжительностью $\tau = 1$ ч. Результаты экспериментов представлены в таблице.

Опираясь на приведенные результаты экспериментов, можно сделать вывод о том, что все из рассмотренных кислотных неорганических деструкторов способны значительно уменьшить вязкость сшитого геля гуара под влиянием одного из ключевых пластовых условий – значительного температурного воздействия. Однако, в процессе проведения опытов с данными деструкторами наблюдалось выпадение нерастворимого осадка, количество которого варьировалось в зависимости от типа рассматриваемого деструктора. Например, для серной кислоты масса полученного осадка составила порядка 8,4 г при общей массе смеси сшитого геля гуара и деструктора, равной 400 г (доля осадка – 2,1 % масс).

В дальнейшем планируется изменить концентрации рассмотренных ранее кислотных деструкторов, а также провести опыты с органическими кислотами, окислителями и их возможными комбинациями.

Результаты проведенных экспериментов

| Наименование композиции | Значение вязкости μ , сПз | | |
|--|-------------------------------|--------------------------------|------------------|
| | HCl | H ₂ SO ₄ | HNO ₃ |
| Гель гуаровой камеди, сшитый боратом на дизельной основе | 580 ÷ 640 | | |
| Смесь сшитого геля и деструктора (при $t = 20^{\circ}\text{C}$) | 33 | 33 | 37 |
| Смесь сшитого геля и деструктора после временного воздействия (при $t = 20^{\circ}\text{C}$ и $\tau = 1$ ч) | 27 | 32 | 33 |
| Смесь сшитого геля и деструктора после временного и температурного воздействия (при $t = 80^{\circ}\text{C}$ и $\tau = 1$ ч) | 11 | 11 | 11 |

Литература

1. Армстронг К., Василисиа Н., Коллинс Д., Слашер Г. Усовершенствованные рабочие жидкости для ГРП и улучшение экономических показателей скважин // Нефтегазовое Обозрение. – весна 1999. – С. 46 – 63.
2. Мухин М.М., Малкин Д.Н., Чирин Л.А., Насветикова А.А. Исследование процесса кислотной деструкции и реологических характеристик геля для ГРП на водной основе, содержащего боратный сшиватель // Нефтепромысловая химия: Материалы II Международной научно-практической конференции (X Всероссийской научно-практической конференции), посвященной 85-летию Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина (Национальный исследовательский университет). – 2015. – С. 68 – 71.
3. Пат. 2487157 Россия МПК С 09К 8/68. Состав для деструкции сшитого геля на основе гуаровой смолы. Русинов П.Г., Жаров С.С., Ганенкова Е.В. Заявлено. 10.08.2011; Опубл. 10.07.2013, Бюл. №19. – 9 с.: ил.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОРОШКОВЫХ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНЫХ ГРУПП ЦЕОЛИТОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

М.Е. Домрачев, М.М. Марванов, А.С. Сорокин

Научный руководитель - доцент Ф.А. Губайдуллин

Казанский (Приволжский) федеральный университет,

Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, Россия

В работе представлены результаты фильтрационных испытаний композиций на основе минеральных групп цеолитов, предназначенных для ликвидации зон катастрофических поглощений при бурении скважин.

Процесс строительства скважин сопровождается рядом распространенных осложнений, основным из которых является поглощение буровых и тампонажных растворов. Причинами поглощений могут служить высокая проницаемость пород, наличие трещин и каверн, несоблюдение технического режима при бурении.

В настоящее время практически испытано много мероприятий по ликвидации зон поглощений, которые условно можно разделить на три основные группы: использование наполнителей, закачивание тампонажных и полимерных смесей, установка профильных перекрывателей и хвостовиков [1]. Выбор данных мероприятий осуществляется после определения категории поглощений, главным критерием которых является интенсивность поглощений.

Основными недостатками существующих технологий является высокая стоимость, нестабильность (несовместимость) используемых составов с буровым раствором, необходимость остановки бурения в процессе ликвидации зон поглощений, малая эффективность в случае ликвидации зон катастрофических поглощений (ЛЗКП), а также длительная продолжительность самих работ.

На основании вышеуказанных недостатков разработана технология применения порошкового реагента на основе минеральных компонентов с полимерными добавками (ПРМД) для ликвидации зон катастрофических поглощений. Композиция ПРМД представлена марками ПРМД КС (коллоидная система) и ПРМД ВУС (вязкоупругая система), которая применяется в определенном соотношении в зависимости от интенсивности поглощений. ПРМД представляет собой порошковую композицию на основе природного цеолита (таблица 1) с размером частиц не более 70 мкм, а также полимер - полиакриламид со структурообразующими компонентами.

Эффект от применения данного состава заключается в образовании изолирующего экрана, препятствующего дальнейшему поглощению бурового раствора. Структурообразование происходит благодаря наличию в закачиваемом составе цеолита - алюмосиликата, который активно адсорбирует сшивающийся полиакриламид. Так же за счёт структурных особенностей частиц цеолита и их большой адсорбционной ёмкости в пласте происходит выделение адсорбированного газа (воздуха) с образованием газовой фазы в области поглощения дополнительно увеличивающей изолирующие свойства [2].

В процессе исследования композиции ПРМД проведены определение реологических свойств, анализ совместимости с буровыми растворами, а также тестирование фильтрационных и тампонирующих свойств. Экспериментальные исследования проводились на насыпных моделях, имитирующих зону поглощения. Насыпная модель пласта представляет собой трубу длиной $L = 0,5$ м и внутренним радиусом $R_{\text{внутр}} = 0,0135$ м, которая с одного края имеет выходной вентиль, а с другого игольчатый клапан и штуцер с возможностью

подключения к компрессору высокого давления. По обе стороны входного сечения устанавливается металлическая сетка для предотвращения вымывания песчаной фракции. В качестве наполнителя использовался крупнозернистый кварцевый песок с фракцией от 0,63 до 1 мм, который заранее выдерживался в эксикаторе — в среде в 30 %-ого раствора соляной кислоты, затем промывался и просушивался [3].

Таблица 1

Характеристика цеолита

| | |
|------------------------------|---|
| Минеральный состав | Клиноптилотит - 20-30 % Монтмориллонит - 20-30 % Опал-кристаллит - 28,0-36,7 % Кальцит - 10,6-21 % Кварц - 4,6-11,3 % |
| Пористость | 37,25-55,72 % |
| Плотность | 2,03-2,37 % |
| Эффективный диаметр пор | 0,4 нм |
| Термическая устойчивость | выше 450 °С |
| Термо- и кислотоустойчивость | Высокотермо(кислото)устойчивые - 70-100 % сохранности структуры |
| Ионнообменные свойства | Суммарная ионнообменная способность - 130,0 мг-экв/100 г (Ca ²⁺ - 86-88 %, K ⁺ - 5-8 %, Na ⁺ - 3-4 %, Mg ²⁺ - 3 %) |

Пористость модели рассчитывалась путем отношения объема занятого водой порового пространства к внутреннему объему исходной модели. Определение расхода производится по технической воде (плотность не больше 1,06 г/см³, рН=7) для определения начальной абсолютной, а также текущей (конечной) проницаемости модели. Испытание проводится в течение времени, которое соответствует прокачке необходимых 5÷8 V_{пор} поровых объемов модели. В дальнейшем полученные результаты аппроксимировались на скважинные данные. Полученные результаты испытаний представлены ниже (таблица 2, 3).

Таблица 2

Расчетные начальные параметры

| Параметр | Единица измерения | Интенсивность поглощения, м ³ /ч | | |
|----------------------------|-------------------|---|------------|------------|
| | | 90 | 60 | 30 |
| | | Величина | Величина | Величина |
| Пористость m | д. ед. | 0,3145 | 0,3058 | 0,2971 |
| Расход по воде Q | м ³ /с | 0,8375E-06 | 0,5708E-06 | 0,3042E-06 |
| Вязкость воды μ | Па*с | 0,001004 | 0,001004 | 0,001004 |
| Градиент давления ΔP | Па | 100000 | 100000 | 100000 |
| Абсолютная проницаемость k | Дарси | 7,35 | 5,0067 | 2,67 |

Таблица 3

Расчетные показатели интенсивности поглощения в скважине по технической воде

| ПРМД, % | Период | Интенсивность поглощения в модели, см ³ /с | Расчетная интенсивность поглощения в скважине, м ³ /ч | Объемы закачки композиции (модель), см ³ | Расчетные объемы закачки композиции, м ³ /1 метр мощности скважины |
|---------|--------|---|--|---|---|
| 5 | Нач. | 0,84 | 87,54 | 600 | 16 |
| | Конеч. | 0,01 | 1,19 | | |
| 3 | Нач. | 0,5708 | 59,66 | 650 | 18 |
| | Конеч. | 0,0178 | 1,86 | | |
| 1 | Нач. | 0,3042 | 31,77 | 700 | 20 |
| | Конеч. | 0,02421 | 2,53 | | |

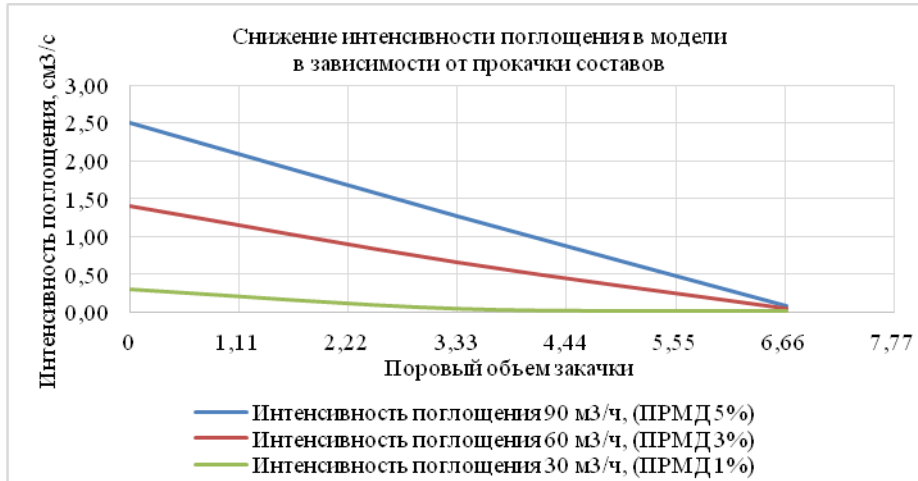


Рис. Снижение интенсивности поглощения в модели в зависимости от прокачки составов

В результате стендовых испытаний установлено, что:

1) отношение начальной интенсивности поглощения модели к конечной полученной по технической воде $\frac{Q_{нач.}}{Q_{кон.}}$ составило: для композиции ПРМД с концентрацией 5% - 74; для композиции ПРМД с концентрацией 3% - 32; для композиции ПРМД с концентрацией 1% - 13;

2) наибольшую эффективность при снижении интенсивности поглощений показала композиция с концентрацией 5%, что обусловлено введением большей концентрации ПРМД;

3) представленные концентрации композиции (1, 3 и 5%) удовлетворяют указанному критерию $\frac{Q_{нач.}}{Q_{кон.}} > 10$ и могут быть применены для ЛЗКП в процессе строительства скважин.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнения и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: в 6 т. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – Т. 3. – 399 с.: ил.
2. Буров А.И., Тюрин А.Н., Якимов А.В. Цеолитсодержащие породы Татарстана и их применение. – Казань: изд-во «Фэн» АН РТ, 2001. – 176 с.: ил.
3. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.: ил.

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ РАСТВОРА ХЛОРИСТЫХ СОЛЕЙ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЕГО РЕСУРСА

И.М. Есипенко, А.В. Федоров, А.В. Епихин

Научный руководитель - старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день применение винтовых забойных двигателей (ВЗД) наиболее актуально при бурении наклонно-направленных скважин. ВЗД охватили около 90% нефтегазового рынка в области бурения. Это связано с тем, что винтовой забойный двигатель в сравнении с остальными гидравлическими забойными машинами обеспечивает надежность своей работы (минимизация аварий), увеличение технико-экономических показателей за счет повышения скорости бурения и снижение энергозатрат. Сегодня сконструировано и серийно выпускается более 25 типоразмеров ВЗД различной модификации, что ещё раз подчеркивает масштабность использования данной машины. Но также стоит отметить, что помимо своих преимуществ, винтовые забойные двигатели имеют ряд недостатков, а именно быстрый износ моторресурса (от 90 до 235 часов), значительное изменение рабочей характеристики в процессе эксплуатации, невысокая стойкость к агрессивному воздействию скважинной среды, высокая трудоемкость и стоимость ремонтно-профилактических работ [1].

Вместе с тем эффективность реализации современных технологий бурения и ремонта скважин предъявляет все более высокие требования к надежности бурового оборудования в целом и повышению износостойкости забойного привода в частности. Практическим путем выявлено, что около 50% всех отказов ВЗД связано с износом рабочей пары «статор-ротор». Актуальность темы определяется тем, чтобы усовершенствовать износостойкость рабочей пары ВЗД в области процессов трения при помощи обработки эластомера (резинометаллической части статора).

В российской практике производства статоров одновинтовых гидромашин для нефтяной промышленности используются резиновые смеси на базе синтетических бутадиен-нитрильных каучуков (СКН-40, СКН-26 и пр.), обладающие хорошими физико-механическими свойствами и маслбензостойкостью [2]. Отечественные фирмы-производители обойм ВЗД используют следующие марки эластомеров: 2Д-405 (Ливгидромаш, Технооснастка – РТД); МБМ (Завод им. Гаджиева); РС-26ч-5 (РЕАМ - РТИ); ИРП-1226 (ВНИИБТ – Буровой инструмент, Чайковский завод РТД, Технооснастка – РТД).

За объект исследования нашей научной группой бралась резина марки ИРП-1226, так как это связано с тем, что производственные данные этого продукта не могут в полной мере обеспечить оптимальные (долговечные) условия при бурении скважин с использованием буровых растворов на углеводородной основе. Кроме того, ИРП-1226 используется наиболее чаще в ВЗД отечественного производства, по сравнению с её аналогами, что ещё раз подчеркивает актуальность данного исследования.

Цель исследования: Разработка рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса.

Задачи исследования: Экспериментальным путем выявить, при обработке какой из солей (NaCl, KCl, BaCl₂, CaCl₂, MgCl₂), прочностные свойства эластомера на истирание и резание возрастут.

Исследования по изучению устойчивости эластомера ИРП-1226 к механическому разрушению проводились в присутствии бентонитового бурового раствора, после выдержки резины в концентрированных растворах хлоридов соли при температуре 80 °С. В качестве растворов соли были выбраны: хлорид натрия (NaCl), хлорид калия (KCl), хлорид бария (BaCl₂), хлорид кальция (CaCl₂) и хлорид магния (MgCl₂). В качестве продукта исследования использовались образцы цилиндрической формы резины ИРП - 1226 с диаметром 42-44 мм, массой 19-21 г и высотой 11-13 мм.

Предварительно образцы помещались в специальные контейнеры в каждый из рассолов солей хлоридов и выдерживались в лабораторной печи при температуре 80 °С в течение 5,10,15 и 20 суток соответственно.

После выдержки образцов в рассоле проводились повторные замеры геометрических параметров образцов для фиксации уровня проникания кристаллов соли в межпоровое пространство эластомера. В дальнейшем, образцы поочередно изнашивались резанием и трением под действием заданной осевой нагрузки (2-8 кг) и частотой вращения (180 об/мин) в присутствии заранее приготовленного полимерглинистого бурового раствора. Условия разрушения образцов эластомера осуществлялись при помощи цилиндрического стакана и вертикального сверлильного станка марки «ПРОМА».

Разрушающее и истирающее воздействие на образец было решено создавать при помощи специальных инструментов с режущим профилем размером 2х25 мм и истирающим профилем диаметром 35 мм (рисунок X). Данный выбор инструментов обуславливается тем, что они могут в полной мере эмитировать работу пары винтового забойного двигателя стальной ротор - резинометаллический статор.



Рис. 1 А - Инструмент с истирающим профилем; Б – Инструмент с режущим профилем

Исходя из результатов исследований влияния рассола хлористых солей и времени выдержки на показатели устойчивости резины ИРП-1226, можно сделать вывод, что наиболее благоприятное воздействие на прочностные характеристики эластомера при разрушении его инструментом с режущим профилем, оказывают следующие рассолы солей: хлорид магния (MgCl₂) и хлорид натрия (NaCl). Согласно диаграмме представленной на рисунке X следует, что время «пропитки», при котором достигается максимальная износостойкость резины ИРП-1226, достигается после 10-ти суток выдержки. Выдержка в 5 дней также делает образец более устойчивым к разрушению по отношению к эксперименту без выдержки, но уступает образцам с 10-суточной обработкой.

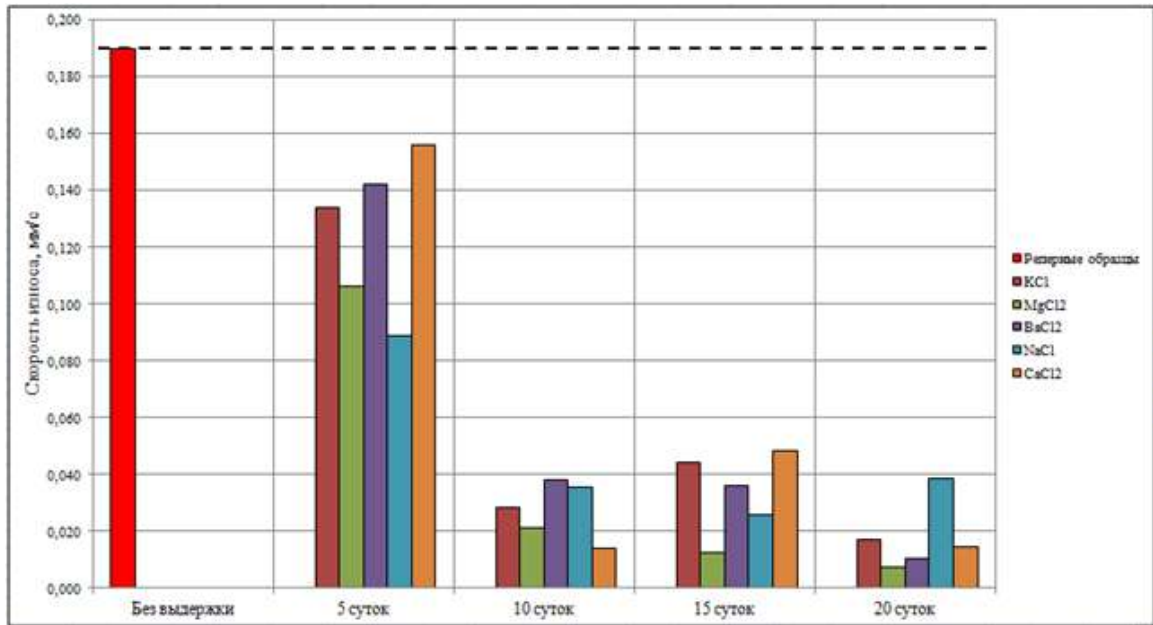


Рис. 2 Гистограмма скорости износа резиновой смеси ИРП-1226 от времени выдержки

Кроме того, различие скоростей износа реперных образцов без обработки относительно обработанных образцов раствором соли можно объяснить тем, что (кристаллы) ионы соли проникают в межпоровое пространство эластомера в процессе выдержки образцов в лабораторной печи и после их извлечения, соль начинает кристаллизоваться. Вследствие этого, структура эластомера становится тверже, но менее упругой.

На рисунке 3 представлен обобщенный график с описанием зависимостей скорости износа от выдержки при помощи полиномиальной линии тренда.

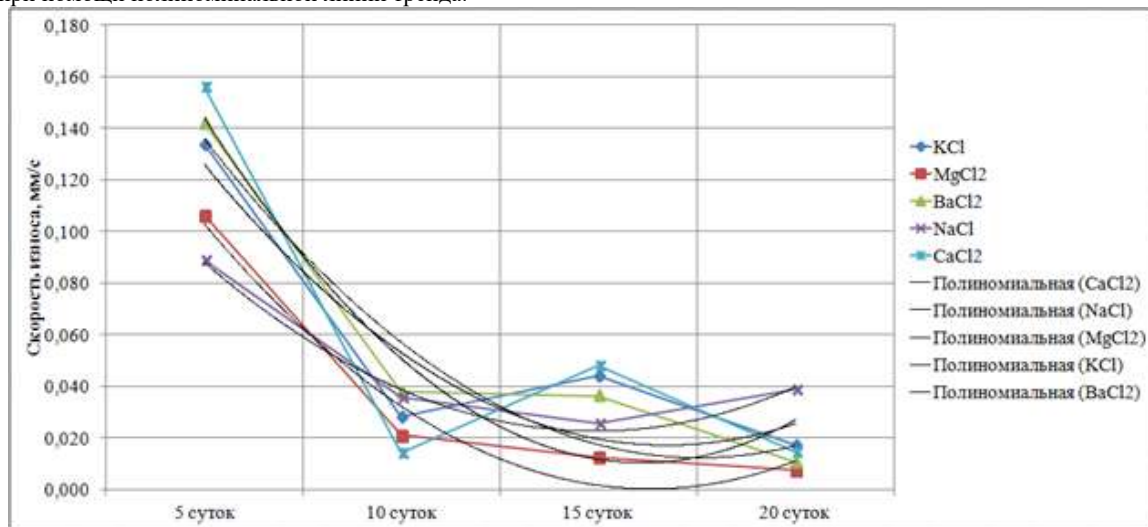


Рис. 3 График зависимости скорости износа от времени выдержки

Из графика (рисунок 3) можно заметить, что тенденция упрочняющих свойств эластомера от времени обработки в том или ином растворе только растет. Это является поводом для проведения дальнейших экспериментов в данном направлении.

В результате исследований так же было обнаружено, что при взаимодействии режущего инструмента с образцом эластомера отсутствовали обломки резины в виде мелкой крошки. Износ образца проявлялся сколом больших кусочков эластомера (рисунок 4). То есть скалывающее разрушение преобладает над режущим.



Рис. 4 Продукт износа эластомера режущим инструментом (слева – без обработки; справа – обработанный соляным раствором)

В экспериментах с разрушением образцов инструментом с истирающим профилем никаких выводов сделать не удалось, так как лабораторный стенд не позволил создать осевую нагрузку более 8 кг, а при нагрузке в 8 кг особых деформаций между образцами, обработанных рассолом соли и реперных – не обнаружено.

В ходе исследований было оценено влияние периодов выдержки образцов резины ИРП-1226 в различных соляных растворах на прочностные характеристики эластомера к механическому разрушению. Исходя из экспериментальных данных, можно сделать вывод, что выдержка образцов в любом из растворов влияет на прочностные свойства эластомера. Однако наиболее устойчивыми к разрушению оказались образцы, обработанные растворами хлорида магния ($MgCl_2$) и хлорида натрия ($NaCl$) с выдержкой в 10, 15 и 20 суток. При выдержке в 5 суток образцы эластомера не достигают «точки насыщения» растворами соли и именно поэтому уступают по своим прочностным свойствам.

Таким образом, можно судить о перспективности дальнейших исследований в данном направлении, а также необходимости разработки экспериментального стенда для приближения имитации работы ВЗД в лабораторных условиях к реальным условиям для получения более достоверных данных о влиянии воздействия растворов солей на эластомер винтового забойного двигателя.

Литература

1. Карапетов Р. В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин / Р. В. Карапетов, С. Б. Бекетов – СевКавГТУ, 2007. – 77 с.
2. Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. – 470 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА РЕАГЕНТНОЙ ОБРАБОТКИ С ЦЕЛЬЮ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПГЗ ЖРО ФИЛИАЛА «СЕВЕРСКИЙ» ФГУП «НО РАО»

О.Н. Кокорев^{1,2}, Н.Н. Акинфиев^{3,4}, С.Л. Спешиллов⁵

¹Филиал «Северский» ФГУП «НО РАО», г. Северск, Томская обл., Россия

²Северский технологический институт – филиал Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ», г. Северск, Томская обл., Россия

³Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, Россия

⁴Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, г. Москва, Россия

⁵ФГБУ «Гидроспецгеология», г. Москва, Россия

Глубинное захоронение жидких радиоактивных отходов (ЖРО) является наиболее экономически выгодным методом изоляции РАО. Захоронение отходов выполняется через специально оборудованные нагнетательные скважины в нижние горизонты осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, сложенного песчано-глинистой толщей мезо-кайнозойского возраста, общей мощностью - до 470 м. [2]

По совокупности геолого-гидрогеологических параметров выполнена технологическая стратификация разреза, согласно которой эксплуатационные горизонты соответствуют II и III горизонтам, залегающим в интервале глубин 315-390 м. При этом, III горизонт соответствует нижнему маастрихту - нижнему кампану верхней и средней подсвиты сымской свиты; II горизонт - нижнему сантону средней подсвиты сымской свиты. [5]

Отходы низкого уровня активности захораниваются на площадке 18 с 1967г. в оба горизонта; отходы среднего уровня активности захораниваются на площадке 18а с 1963 г. только в нижний (II) эксплуатационный горизонт. [2]

Эксплуатационные горизонты ПГЗ ЖРО филиала «Северский» отделены от водоносных горизонтов, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения, водоупорными слоями и буферными горизонтами.

Срок эксплуатации (согласно действующим методикам и нормативным документам) нагнетательных скважин ПГЗ ЖРО, использующихся для захоронения среднеактивных отходов в щелочной среде составляет 10 лет, среднеактивных отходов в кислой среде - 5 лет. После исчерпания эксплуатационного ресурса нагнетательных, скважин, в рамках геотехнологического мониторинга, проводится комплексное обследование, по результатам которого принимается решение либо о продолжении эксплуатации скважины, либо о выводе скважины в резерв, проведении ремонтно-восстановительных работ или выводе из эксплуатации (с последующей ликвидацией) [3].

Техническое состояние нагнетательных скважин оценивается на основании анализа динамики изменения их приемистости в процессе эксплуатации и данных геофизического обследования: термометрии (термокаротажа), интегрального гамма-каротажа, спектрометрического гамма-каротажа, резистивиметрии, акустической цементометрии, электромагнитной дефектоскопии-толщинометрии, телефотометрии.

Основным технологическим параметром нагнетательной скважины является её коэффициент приемистости, который определяется как отношение объёмов удаляемых отходов в единицу времени к давлению нагнетания.

Приемистость контролируется практически постоянно по данным наблюдений за интенсивностью (расходом) и давлением нагнетания.

Предельное состояние скважины (по потере приемистости) возникает тогда, когда становится невозможным соблюдение требований технологического регламента по давлению нагнетания и расходу.

Вывод нагнетательной скважины из эксплуатации в связи со снижением её приемистости должен быть выполнен до того момента, когда захоронение в регламентном режиме будет невозможно. [3]

При сохранении достаточного ресурса по приемистости, в период между циклами нагнетания, необходимо проведение мероприятий по восстановлению приемистости скважины.

На территории ПГЗ ЖРО филиала «Северский» во многих нагнетательных скважинах со временем наблюдается снижение приемистости. Для увеличения производительности таких скважин необходимо проведение ремонтно-восстановительных работ.

Основной причиной снижения приемистости нагнетательных скважин ПГЗ ЖРО является кольматация прифилтровой зоны скважины механическими частицами, неизбежно присутствующими в захораниваемых отходах. [5]

Учитывая химический состав закачиваемых ЖРО и минеральный состав пород рабочих горизонтов для восстановления приемистости нагнетательных скважин ПГЗ ЖРО филиала «Северский» ФГУП «НО РАО» рекомендуется обработка прифилтровых зон эксплуатационных горизонтов смесью ингибированной соляной кислоты (концентрацией 10 – 15 %) и четырёхпроцентного раствора плавиковой кислоты, хорошо растворяющую глинистые минералы и, частично, силикаты.

Перед проведением мероприятий по восстановлению приемистости нагнетательных скважин ПГЗ ЖРО изучается геолого-техническая документация, полный химический состав закачиваемых отходов, состав пластовых вод, содержание взвешенных частиц, состав осадков, кольматирующих фильтр и прифилтровую зону, а также воздействие указанной смеси кислот на стали Д и 12Х18Н10Т, из которых изготовлены фильтровые и эксплуатационные колонны скважин.

Для определения коррозионной стойкости стали Д и стали 12Х18Н10Т в смеси кислот выполняется ряд лабораторных экспериментов:

- по изучению кинетики реакций воздействия реагентов смеси на стали марки Д и 12Х18Н10Т при температурах 25 °С и 50°С и временах воздействия: 1, 3, 5 и 10 суток в специальных автоклавах с вкладышами из химически инертных материалов (с использованием методов ICP MS и атомной адсорбции);

- по оценке изменения состояния поверхностей стальных образцов с использованием методов оптической и электронной микроскопии.

Применение метода реагентной обработки позволит увеличить производительность и повысить эксплуатационный ресурс нагнетательных скважин.

Литература

1. НП-055-14 Захоронение радиоактивных отходов. Принципы, критерии и основные требования безопасности
2. РГТМ-319-ф20-120-2015, Регламент мониторинга состояния недр и подземных сооружений пункта глубинного захоронения жидких радиоактивных отходов филиала «Северский». Северск, ФГУП «НО РАО», 2014
3. Р-319-2/254-2018, Регламент продления срока эксплуатации нагнетательных, контрольных и наблюдательных скважин пункта глубинного захоронения радиоактивных отходов (ПГЗ ЖРО) филиала «Северский» ФГУП «НО РАО», в рамках геотехнологического мониторинга состояния недр и подземных сооружений, а также по результатам ремонтно-восстановительных работ», Северск, ФГУП «НО РАО», 2018
4. Грабовников В.А. и др, Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков. М., «Недра», 1993 г., 355 стр.
5. Рыбальченко А.И., Пименов М.К., Костин П.П. и др. Глубинное захоронение жидких радиоактивных отходов.- М.ИздАТ,1994, 257 стр

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЪЕМНОГО СНАРЯДА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ БУРЕНИЯ

И.А. Комаровский

Научный руководитель - профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В процессе бурения скважины искривляются. В некоторых случаях искривления не оказывает существенного влияния на результаты бурения, поэтому фактическое положение ствола скважины не определяется. Это относится к инженерно-геологическим, картировочным, взрывным и другим скважинам, имеющие незначительную глубину. При бурении глубоких геологоразведочных скважин вопросы проведения скважин по проектным траекториям приобретают большое значение, для их решения используются такие технические средства: отклонители, технологические снаряды, ориентаторы. [1]

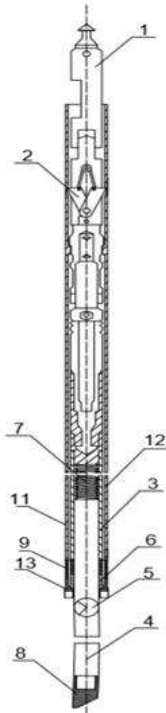


Рис. 1 Схема конструкции съемного снаряда направленного бурения

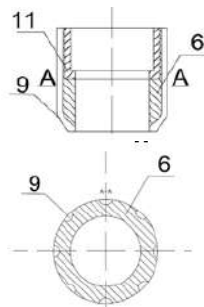


Рис. 2 Схема фиксирующей втулки:
 а) Разрез фиксирующей втулки; б) Разрез А-А втулки с промывочными каналами

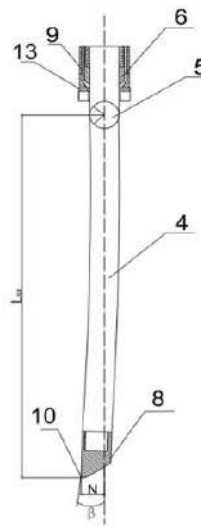


Рис. 3 Детальная схема штока

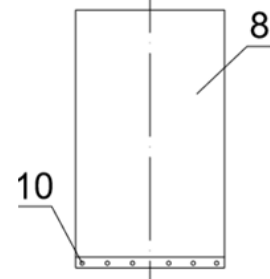


Рис. 4 Схема размещения резцов на торце профильного башмака

В настоящий момент наиболее распространены такие отклонители как: отклонители непрерывного действия (ОНД), стационарные клиновые отклонители, извлекаемые (съемные) клиновые отклонители. У данных отклонителей низкий коэффициент полезного действия (КПД). С искусственным искривлением связаны такие работы как: ориентирование A_0 , инклинометрия A_n , спуско-подъемные операции $A_{СПО}$ (СПО), проработка интервала искривления $A_{нр}$ и искривление скважины A_n . Так как КПД это отношение полезной работы A_n к затраченной $A_з$,

$$\eta = \frac{A_n}{A_з} \cdot 100\%$$

можно посчитать примерный КПД.

$$\eta = \frac{A_n}{A_0 + A_n + A_{СПО} + A_n + A_{нр}} \cdot 100\%$$

Полезной работой будет считаться искривление скважины, для упрощения подсчетов присвоим каждой работе единицу, ориентирование и инклинометрия будет считаться как одна единица. Подставив все в формулу, получится КПД равен 25%. Помимо низкого КПД, искривление скважины данными отклонителями сопровождается большими затратами времени на СПО и проработку интервала искривления. После проведения работ, связанных с процессом искусственного искривления скважины, дальнейшее бурение скважины может быть сложнее с точки зрения оптимальных параметров режима бурения, а в ряде случаев проходку вынужденно

прекращают из-за серьезных осложнений, связанных с некачественным проведением работ по искусственному искривлению скважины.

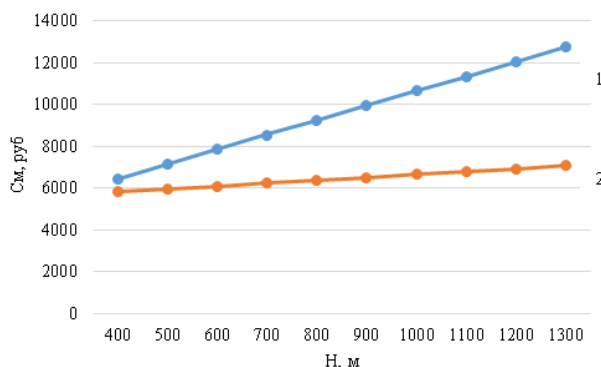


Рис. 5 График зависимости стоимости одного метра бурения от глубины

Для решения данных проблем разрабатывается конструкция съемного снаряда направленного бурения для снаряда со съемными керноприемниками (ССК). Схема снаряда представлена на рисунке 1. Данная конструкция состоит из ориентирующего устройства 1, соединенного с узлом механизма блокирования 2, который в свою очередь соединен с корпусом 3 отклонителя, штока 4 закрепленного внутри корпуса 3 отклонителя и может свободно перемещаться внутри отклонителя. Шток 4 выполнен с изгибом, в одной плоскости в направлении искривления штока 4 относительно шарнира 5, который фиксирует угол отклонения штока 4, фиксирующей втулки 6 для более надежной фиксации отклонителя внутри колонны бурительных труб 12, в фиксирующей втулке 6 есть промывочные каналы 9, выполнена втулка 6 из упругого материала для плотного прилегания к коронке 13, в нее впрессована металлическая резьба 11 для соединения с корпусом отклонителя 3. Пружина сжатия 7. На нижнем конце штока 4 выполнен профильный башмак 8 профиль которого имеет скос, на торце башмака имеются резцы 10.

На рисунке 2 а) изображена фиксирующая втулка; б) изображен разрез А – А втулки с промывочными каналами. На рисунке 3 изображена детальная схема штока. На рисунке 4 изображена схема размещения резцов на торце профильного башмака. Длина штока определяется по формуле: $L_{шт} = \sin \beta N$, где β – угол отклонения штока, град; N – расстояние от нижнего конца штока до осевой линии съемного отклонителя.

Спуск снаряда осуществляется внутри колонны бурительных труб ССК. При этом в наклонной скважине с зенитным углом 3-60° происходит самоориентирование снаряда. Использование данного снаряда позволило бы сократить время, затрачиваемое на СПО, что позволило проводить корректировку скважины чаще, тем самым исключая большие перегибы буровой колонны, это позволит бурить скважину на оптимальных значениях частоты оборотов и осевой нагрузки. Реализуемая интенсивность искривления, данным снарядом, не превышает 0,4 град/м, что позволяет вести дальнейшее бурение скважины без проработки интервала искривления.

Для обоснования экономической эффективности был произведен расчет стоимости метра направленного бурения ОНД по формуле, выведенной из [2]:

$$C_n = \frac{C_{ст}}{T} \cdot \left(\frac{1}{v_n} + \frac{2H \cdot K}{l_p} + \frac{2H \cdot K + S}{l_p} + \frac{2H \cdot K}{n \cdot l_p} \right)$$

где $C_{ст}$ – стоимость станка смены, тыс. руб, T – время станка смены, час, H – глубина скважины, K – время затрачиваемое на спуск 1м колонны l_p – длина рейса, S – время затрачиваемое на ориентацию отклонителя, n – число проработок интервала искривления, v_n – механическая скорость бурения.

Так же произведен расчет для съемного снаряда направленного бурения по формуле:

$$C_n = \frac{C_{ст}}{T} \cdot \left(\frac{1}{v_n} + \frac{2H \cdot C + S}{l_p} \right)$$

Где C – время на спуск 1 метра съемного снаряда направленного бурения. После проведения расчетов были построены графики зависимости стоимости одного метра бурения от глубины на рисунке 5.

На 1 графике построена зависимость, стоимость метра бурения от глубины, для отклонителя непрерывного действия, на графике номер 2 построена зависимость стоимости метра бурения от глубины, для съемного снаряда направленного бурения. Из графика видно съемный снаряд направленного бурения экономически выгодней отклонителя непрерывного действия.

Литература

1. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. Инфра-М, 2015. – 336 с.
2. Нескоромных В.В. Оптимизация в геологоразведочном производстве. Инфра-М, 2015. С. 41 – 42.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДИФИЦИРОВАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ
ДЛЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ СКОРОСТИ РАСТВОРЕНИЯ**

А.С. Королев

Научный руководитель - доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время для приготовления промывочных жидкостей для бурения скважин применяется большое число разнообразных компонентов. Особое место среди них занимают полимерные реагенты, которые в зависимости от молекулярного веса и состава могут быть использованы для выполнения основных функций бурового раствора. В промывочных жидкостях на водной основе полимерные реагенты чаще всего используются для регулирования реологических и фильтрационных свойств.

Несмотря на столь широкое использование полимерных реагентов при строительстве скважин, их применение сопряжено с рядом особенностей, которые будучи проигнорированными могут привести к нежелательным последствиям. В частности, при приготовлении промывочной жидкости необходимо ограничивать скорость поступления полимера в емкость, поскольку скорость сдвига, которую может обеспечить типичное оборудование для приготовления, недостаточна для должного диспергирования материала. Несоблюдение правил ввода приводит к низкой эффективности растворения и как следствие не достижению промывочной жидкостью заданных технологических параметров.

Низкая эффективность растворения при одновременном вводе большого количества полимерного реагента вызвана отличительным механизмом взаимодействия полимеров с водой. При попадании воды на поверхность частицы полимера в ее объеме образуется характерная слоистая структура, которая замедляет проникновение жидкости ко внутренним слоям частицы полимера [1]. Эта структура может содержать полимерный реагент в таких состояниях, как гелеобразное, набухшее (смоченное) и сухое. При этом гелеобразный слой полимера обладает высокой прочностью. Также, если частицы полимера при попадании в воду не были диспергированы, гелеобразный слой формируется только у внешних частиц на границе контакта с водой и тем самым изолирует внутренние частицы. Это приводит к образованию агломератов, также называемых «fish-eye» или «рыбий глаз», которые за счет прочности гелеобразного слоя и низкой скорости проникновения воды во внутренние слои могут длительное время оставаться в промывочной жидкости.

Таким образом, исходя из анализа причин возникновения был сформулирован потенциальный вариант решения проблемы. Необходимо добиться предотвращения агрегатирования частиц полимера, для чего требуется замедлить процесс гидратации, что может быть достигнуто несколькими способами:

1. Предварительное диспергирование полимера в жидкости, которая не вызывает его гидратации. Реализация данного метода, несмотря на высокую эффективность, сопряжена с большим количеством трудностей, таких как подбор оптимальной жидкости, обеспечение седиментационной стабильности и поддержание высокой концентрации полимера в жидкости.

2. Покрытие частиц полимера нерастворимым или малорастворимым в воде компонентом-диспергатором, в том числе другим полимером. Сложностью данного метода является необходимость тщательного распределения покрытия по поверхности частиц полимера.

3. Замедление процесса гидратации путем химического модифицирования. В своей сущности метод основан на частичном сшивании молекул полимера, и его эффективность определяется подобранным сшивателем. На данный момент сшиватели представлены преимущественно альдегидами и несут опасность для человека и окружающей среды.

В данной работе рассмотрена возможность обработки поверхности частиц полимера с помощью ряда жирных кислот, а именно декановой (каприновой), додекановой (лауриновой), тетрадекановой (миристиновой) и октадекановой (стеариновой). Выбор данных компонентов обусловлен их доступностью и низкой токсичностью, а также соответствием требованию малой растворимости в воде.

При этом для обеспечения качества покрытия были опробованы такие методы, как обработка в шаровой мельнице и термическая обработка. Обработка в шаровой мельнице включала в себя совместное измельчение полимерного реагента и жирной кислоты в течение 4 часов с применением керамических шаров диаметром 20 мм. Термическая обработка производилась в вальцовой печи при температуре на 10°C выше температуры плавления соответствующей жирной кислоты, при этом в ячейку для предотвращения слипания полимера при снижении температуры были добавлены керамические шары диаметром 5 мм.

Для испытаний был выбран модельный солесыщенный глинистый буровой раствор, содержащий 31,1% NaCl. В качестве основного контролируемого параметра был выбран показатель фильтрации, так как диапазон его изменения достаточно широк и напрямую зависит от количества растворившегося полимера. Для оценки скорости растворения полимера замер показателя фильтрации производился после 5, 10, 15 и 30 минут перемешивания. Для того, чтобы минимизировать влияние человеческого фактора и наиболее достоверно оценить эффект от обработки, ввод полимерного реагента в модельный буровой раствор осуществлялся единовременно в полном количестве.

Результаты замера показателя фильтрации бурового раствора после ввода в него полимера, обработанного в шаровой мельнице представлены на рисунке 1. Как видно из представленного на рисунке графика, в первые минуты перемешивания скорость растворения полимера зависит от того, какой жирной кислотой была произведена обработка. Но с увеличением времени перемешивания различия становятся менее существенными, что вероятнее всего связано со смыванием жирной кислоты с поверхности полимера и прекращением ее влияния на процесс растворения.

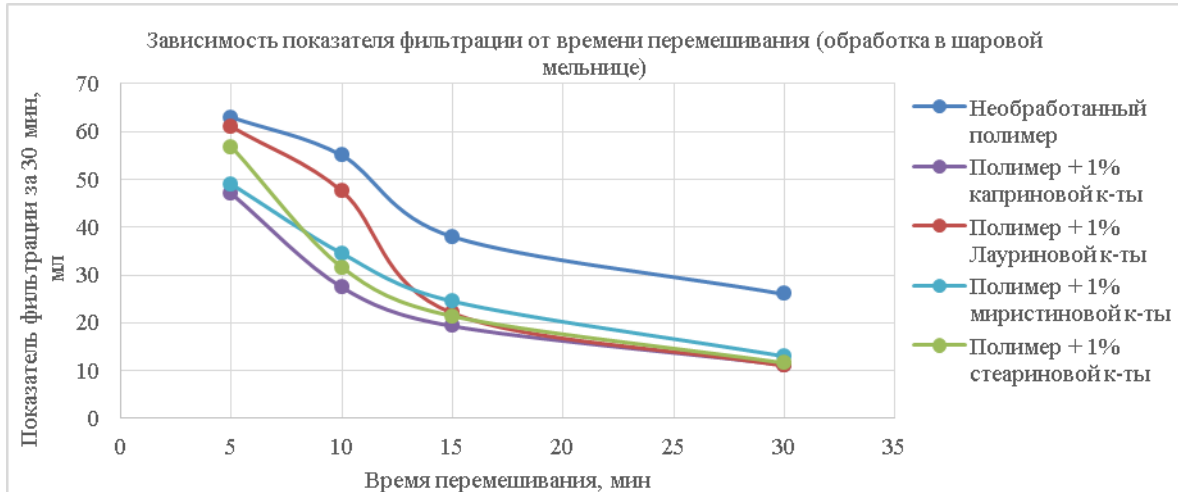


Рис. 1 График зависимости показателя фильтрации от времени перемешивания бурового раствора с полимером, обработанным в шаровой мельнице

Результаты замера показателя фильтрации бурового раствора после ввода в него полимера, обработанного в вальцовой печи представлены на рисунке 2. Из представленного графика видно, термическая обработка в целом более эффективна, чем обработка в шаровой мельнице, что вероятно связано с более прочной связью покрытия с частицами полимера.

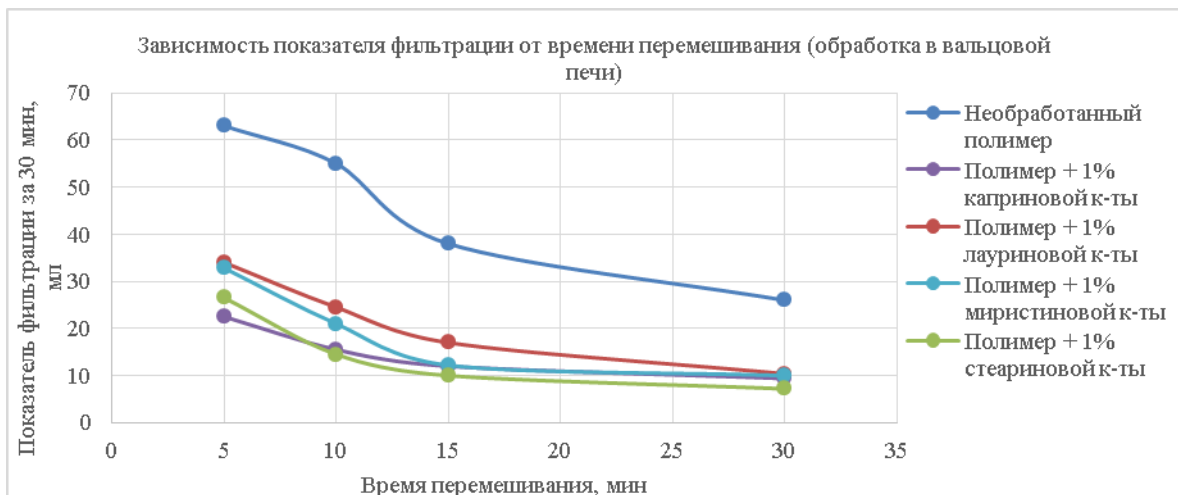


Рис. 2 График зависимости показателя фильтрации от времени перемешивания бурового раствора с полимером, обработанным в вальцовой печи

Исходя из полученных данных можно сделать следующие выводы:

1. Имеющие результаты не позволяют сформулировать однозначные утверждения о влиянии длины углеродной цепи жирной кислоты на скорость растворения полимера. Тем не менее, нанесение любой из приведенных жирных кислот на поверхность полимера позволит увеличить скорость растворения.
2. В ходе исследования наглядный эффект от применения жирных кислот проявлялся в уменьшении размеров образующихся агломератов. Так размеры агломератов необработанного полимера варьировались в диапазоне 8-15 мм, в то время как размеры агломератов обработанного полимера не превышали 9 мм.
3. Согласно полученным результатам, рекомендуемой жирной кислотой для обработки является стеариновая с температурой плавления 70°C. Каприновая и лауриновая кислоты имеют существенные ограничения для применения в связи с низкой температурой плавления 32 и 44°C соответственно, то есть могут потерять сыпучесть при ненадлежащих условиях хранения.

Литература

1. Beth A. Miller-Chou, Jack L. Koenig A review of polymer dissolution// Prog. Polym. Sci. 28 – 2003. – С. 1223-1270.

АНАЛИЗ ПРОЧНОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

И.М. Кусиев

Научный руководитель - доцент К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья скважины при бурении, управления скважиной путем создания противодействия на пласт и возвращения к нормальному процессу бурения.

В состав противовыбросового оборудования входят: превенторная установка, специальные задвижки, катушки, клапаны и другое оборудование, применяемое при ликвидации открытого фонтанирования скважины.

Превенторная установка — один из ответственных видов оборудования. От того, насколько четко и надежно в случае необходимости сработает комплекс превенторной установки, часто зависит не только судьба скважины, но и жизнь людей. Поэтому очень важно в процессе монтажа установки и бурения скважины постоянно следить за исправностью всех узлов превенторной установки.

Превенторная установка состоит из плашечных и универсального превенторов, манифольда и гидравлического управления. Основной пульт управления дублируется вспомогательным, расположенным непосредственно около пульта управления бурильщика. Ручной привод предназначен для окончательного закрепления плашек превентора в закрытом положении, а в аварийном случае при отсутствии электроэнергии и давления масла в аккумуляторах и для ручного закрытия плашечных превенторов.

Превенторную установку монтируют под основанием вышечного блока. В зависимости от условий проводки скважины устье можно оборудовать превенторной установкой уже при бурении ствола под обсадную колонну диаметром 377 мм.

Так оборудуют разведочные и морские скважины на новых площадях. Монтаж и эксплуатация превенторных установок должны вестись в соответствии с правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.

Универсальный превентор представляет сборку, состоящую из массивного корпуса, в котором на плунжере размещается основная деталь превентора – уплотнитель. Перемещаясь по наклонной поверхности плунжера, уплотнитель герметизирует устье скважины. В корпус превентора винчивают крышку. Основными нагруженными деталями превентора являются крышка, корпус и уплотнитель.

Корпус превентора представляет полый толстостенный ступенчатый цилиндр сложной формы. Точный расчет таких деталей с учетом их толстостенности возможен только для некоторых простейших случаев нагружения и связан с весьма громоздкими вычислениями. При расчете корпус условно разделяют на отдельные цилиндрические ступени. Каждая ступень представляет короткую оболочку, на которую действуют соответствующие окружные нагрузки.

Крышка превентора, так же как и превентор, изготавливается из стали 20ХНГСМЛ.

Для оценки работоспособности необходимо определить критерии герметичности и прочности.

Поэтому проведем компьютерное моделирование численными методами теории упругости. Из всех существующих на данный момент промышленных пакетов наиболее точным и универсальным является ANSYS.

Конечно-элементный анализ состоит из 5 этапов:

1. Построение геометрии в SolidWorks.

Импортирование модели через формат ACIS.

2. Построение конечно-элементной сетки.

Для разбивки был выбран конечный квадратичный элемент SOLID186, поскольку он хорошо описывает криволинейные поверхности. Параметры материала были заданы следующими. Чтобы обеспечить достаточное качество сетки размер элемента был выбран 10мм.

3. Задание граничных условий.

Поскольку модель является симметричной относительно 2-х плоскостей, то анализу подверглась только 1/4 модели. На плоскостях разреза были указаны условия симметрии. Опора задвижки жестко заделана. По всей внутренней поверхности корпуса задвижки указано внутреннее давление 70 МПа.

4. Для решения задачи использовался прямой решатель.

5. Анализ результатов.

Оценка качества конечно-элементной сетки осуществлялась по формуле:

$$\Delta = \frac{ESOL - NSOL}{ESOL} \times 100\%.$$

$$\Delta = \frac{818.173 - 764.477}{818.173} \times 100\% = 6,62\% < 10\%.$$

Поскольку значение Δ меньше 10%, то качество сетки можно считать удовлетворительной.

На рисунке 1 представлены картины распределения суммарных перемещений ПКП1-80х35. Для наглядности деформация преувеличена в 300 раз.

На рисунке 2 показаны распределения эквивалентных напряжений по Мизесу. Максимальное значение составляет 764,472 МПа, что не превышает предел текучести материала 930 МПа, чем обеспечивается прочность детали.

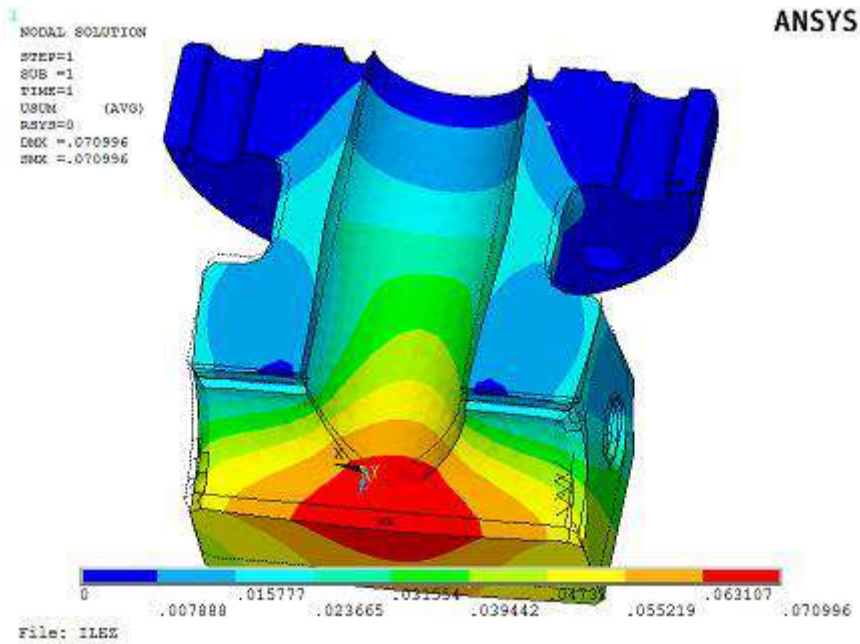


Рис. 1 Распределение суммарных перемещений

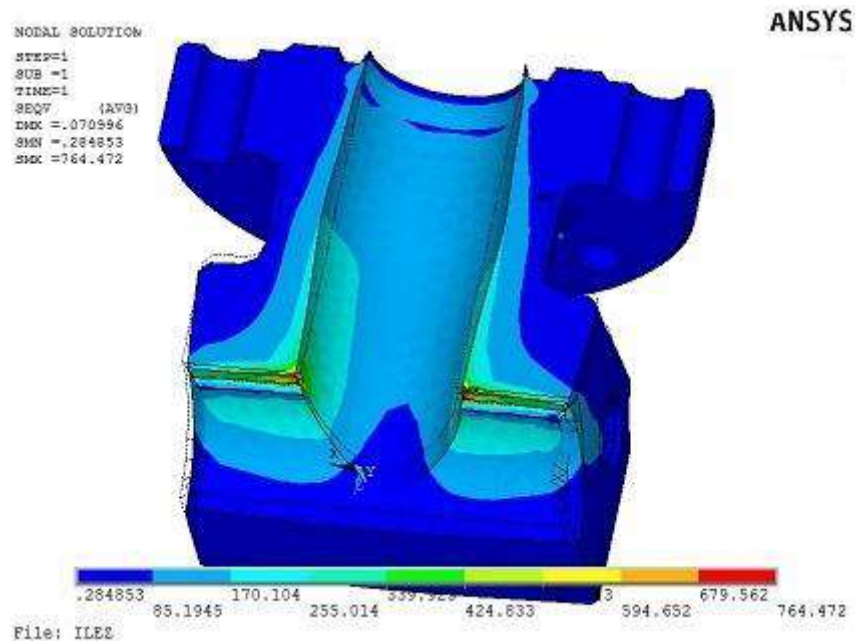


Рис. 2 Распределение эквивалентных напряжений по Мизесу

Литература

1. Ильиных В.Н. Превенторы. Методические указания для лабораторных занятий по дисциплине «Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин на суше» для студентов всех форм обучения специальности 130602.65 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов», ТюмГНГУ 2012
2. Сызранцева К.В. Компьютерное моделирование процесса гидравлических испытаний корпуса превентора / К.В. Сызранцева, Ю.И. Князев, Е.В. Сеньков // Вестник Тюменского государственного университета. – 2009. – №6. – С. 27-34.
3. Сызранцева К.В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования : Монография / К.В. Сызранцева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2009 – 124 с.
4. Чигарев А.В. ANSYS для инженеров: справ. пособие / А.В. Чигарев, А.С. Кравчук, А.Ф. Смалюк. – М.: Машиностроение-1, 2004 – 512 с.
5. Гульянц Г.М. Справочное пособие по противовибросовому оборудованию скважин. – М.: Недра, 1993. – 384 с.

КЛАССИФИКАЦИЯ САМООРИЕНТАТОРОВ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Д.Е. Липин

Научный руководитель - ассистент И.Б. Бондарчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из перспективных способов ориентирования отклонителей является применение самоориентаторов. Принцип самоориентирования основан на способности эксцентрично подвешенной массы занимать в наклонной скважине вполне определенное положение [7].

Существуют четыре основные кинематические схемы самоориентирующихся устройств, различающихся по взаимосвязи эксцентричного груза (дебаланса) с отклоняющим узлом, колонной бурильных труб и стенкой скважины (рис. 1) [6, 8].

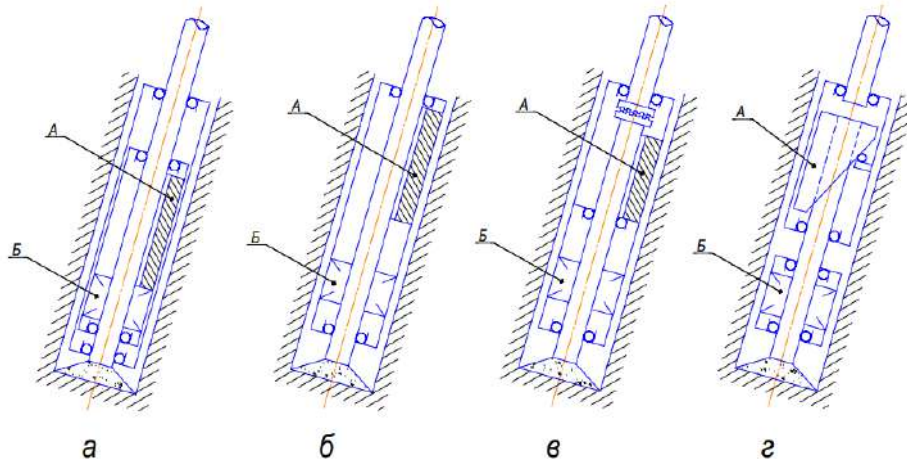


Рис. 1 Кинематические схемы самоориентирующихся устройств: *А* – дебаланс; *Б* – отклоняющий узел

На первой схеме (рис. 1, *а*) дебаланс *А* непосредственно связан с отклоняющим узлом *Б*. Вся система *А+Б* установлена на радиальных опорах и изолирована от трения о стенки скважины.

На второй схеме (рис. 1, *б*) дебаланс *А* через корпус устройства связан с отклоняющим узлом *Б*. Система *А+Б* установлена на радиальных опорах и соприкасается со стенкой скважины.

На третьей схеме (рис. 1, *в*) дебаланс *А* через корпус связан с отклоняющим узлом *Б*. Вся система *А+Б* взаимодействует с бурильной колонной через свободную подвеску на опорном подшипнике и соприкасается со стенками скважины.

По схеме (рис. 1, *з*) ориентирующий стакан *А* связан через вал с отклоняющим узлом *Б*. Вся система *А+Б* взаимодействует с бурильной колонной через свободную подвеску на опорном подшипнике и соприкасается со стенкой скважины. Под действием давления рабочей жидкости от бурового насоса и веса отклоняющего узла осуществляется поворот внутреннего вала, связанного в свою очередь с корпусом отклонителя.

На основании приведенных выше кинематических схем и анализа самоориентаторов, используемых для направленного бурения скважин различного назначения, нами была разработана классификация указанных устройств (рис. 2). При этом самоориентаторы разделены на 6 групп и ряд подгрупп:

1. Самоориентаторы, отличающиеся по характеру связи дебаланса с отклонителем:

- самоориентаторы, в которых дебаланс поворачивает отклонитель на необходимый угол установки за счет их жесткого соединения друг с другом (ориентатор ОП-3 [6], ДД-1-ТПИ [7], ориентатор [1]);
- самоориентаторы, в которых дебаланс принудительно поворачивает отклонитель на необходимый угол установки за счет продольного перемещения последнего гидравлическим (ДГО-1-ТПИ [2], АЗОР [3]) или механическим (ориентатор [4]) способом.

2. Самоориентаторы, отличающиеся по характеру взаимодействия дебаланса со стенкой скважины:

- самоориентаторы, в которых дебаланс изолирован от стенки скважины (ДГО-1-ТПИ [2], АЗОР [3]);
- самоориентаторы, в которых дебаланс соприкасается со стенкой скважины непосредственно (ориентатор [1]);
- самоориентаторы, в которых дебаланс соприкасается со стенкой скважины через корпус (ориентатор ОП-3 [6], ДД-1-ТПИ [7]).

3. Самоориентаторы, отличающиеся по способу фиксации дебаланса:

- самоориентаторы, в которых дебаланс зафиксирован жестко, например, с помощью шлицов (ДГО-1-ТПИ [2]), шарика и паза (АЗОР [3]);
- самоориентаторы, в которых дебаланс зафиксирован не жестко (ориентатор ОП-3 [6], ориентатор [1]).

4. Самоориентаторы, отличающиеся по характеру вращения дебаланса в процессе бурения:

- самоориентаторы, в которых дебаланс вращается (ориентатор ОП-3 [6], ДГО-1-ТПИ [2], АЗОР [3]);

- самоориентаторы, в которых дебаланс не вращается (ДД-1-ТПИ [7], ориентатор [4]).

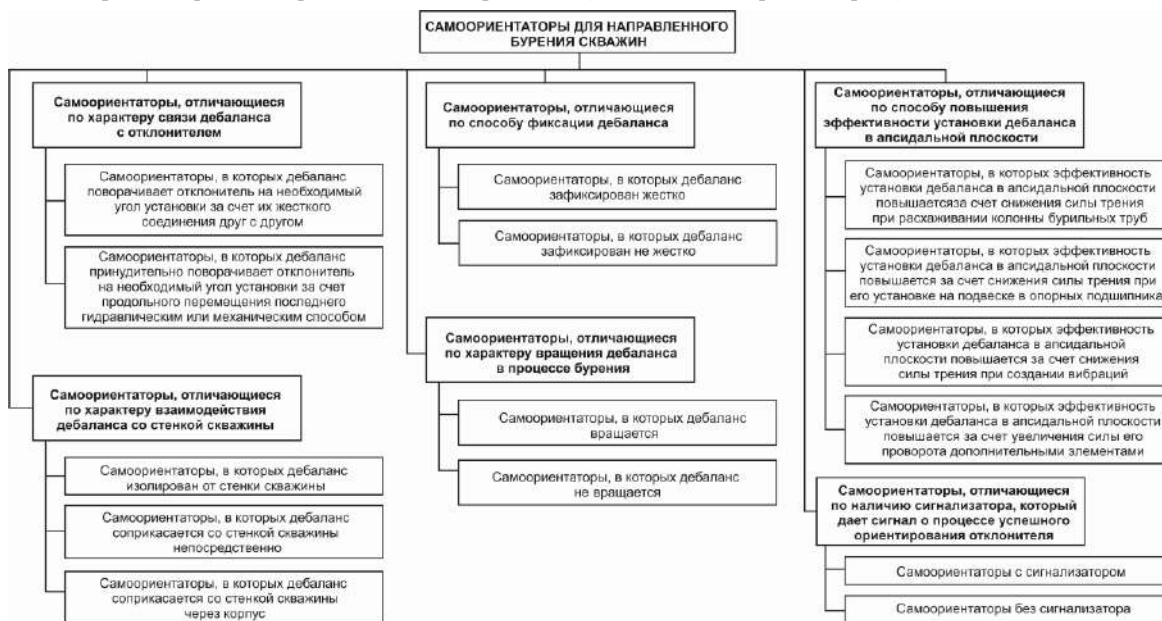


Рис. 2 Классификация самоориентаторов для направленного бурения скважин

5. Самоориентаторы, отличающиеся по способу повышения эффективности установки дебаланса в апсидальной плоскости:

- самоориентаторы, в которых эффективность установки дебаланса в апсидальной плоскости повышается за счет снижения силы трения при расхаживании колонны бурильных труб. Данная манипуляция применима для ориентаторов, в которых эксцентричный груз соприкасается со стенкой скважины (ориентатор ОП-3 [6], ориентатор [1], ДД-1-ТПИ [7]);
- самоориентаторы, в которых эффективность установки дебаланса в апсидальной плоскости повышается за счет снижения силы трения при его установке на подвеске в опорных подшипниках (ориентатор ОП-3 [6], ориентатор [1], ДГО-1-ТПИ [2]);
- самоориентаторы, в которых эффективность установки дебаланса в апсидальной плоскости повышается за счет снижения силы трения при создании вибраций (ориентатор [5]);
- самоориентаторы, в которых эффективность установки дебаланса в апсидальной плоскости повышается за счет увеличения силы его проворота дополнительными элементами, например, винтовыми ребрами (ориентатор [1]).

6. Самоориентаторы, отличающиеся по наличию сигнализатора, который дает сигнал о процессе успешного ориентирования отклонителя:

- самоориентаторы с сигнализатором (ДГО-1-ТПИ [2], АЗОР [3]);
- самоориентаторы без сигнализатора (ориентатор ОП-3 [6], ориентатор [1], ДД-1-ТПИ [7]).

Таким образом, предлагаемая классификация систематизирует и обобщает информацию по самоориентирующим устройствам, что значительно упростит методику выбора и разработку их конструкций.

Литература

1. Авторское свидетельство 616395 СССР МКИ E21B 7/08. Устройство для ориентированного бурения скважин. Костин Ю.С., Голубин С.В. Заявлено 10.02.1977; Опубл. 25.07.1978, Бюл. № 27. – 2 с.
2. Авторское свидетельство 1541362 СССР МКИ E 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.
3. Авторское свидетельство 1521847 СССР МКИ E 21 В 7/08. Устройство для направленного бурения. Закиев Р.Б., Мержеевский А.Б. Заявлено 08.07.1987; Опубл. 15.11.1989, Бюл. № 42 – 6 с.
4. Авторское свидетельство 630391 СССР МКИ E21B 7/08. Устройство для автоматического ориентирования турбинного отклонителя. Ворожбитов М.И., Великосельский М.А., Калявкин Ю.В. и др. Заявлено 23.02.1976; Опубл. 30.10.1978, Бюл. № 40. – 3 с.
5. Авторское свидетельство 966218 Россия МКИ E 21 В 7/04. Устройство для ориентированного бурения скважин. Костин Ю.С., Мержеевский А.Б. Заявлено 12.12.1980; Опубл. 15.10.1982, Бюл. № 38 – 3 с.
6. Костин Ю.С., Соловов Ю.Г. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин. – Чита: ООО «Издательский дом «Ресурсы Забайкалья», 2004 – 352 с.
7. Сулакшин С.С. Направленное бурение: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987. – 272 с.
8. Юшков, И.А. Исследование самоориентирующей системы снаряда для направленного бурения скважин // Инновационные перспективы Донбасса: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Донецк, 2015. Т.8. – С.68 – 72.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Д.В. Лысаков

Научный руководитель - профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В области направленного бурения существует множество типов отклонителей, но чаще всего применяются отклонители непрерывного действия (ОНД). ОНД по типу набора кривизны делятся на отклонители с асимметричным разрушением забоя, отклонители фрезерующего типа и реализующие сразу два типа набора кривизны, которые в свою очередь делятся на две подгруппы [1]:

1. Отклонители у которых фрезерование и асимметричное разрушение забоя совпадает по направлению.
2. Отклонители у которых фрезерование и асимметричное разрушение забоя противоположны по направлению.

Хоть ОНД и являются наиболее современными и эффективными средствами для направленного бурения, в ряде случаев они обладают низкой эффективностью. Например, в твердых и абразивных породах, как правило, скважина имеет минимальную разработанность по диаметру, он либо равен диаметру долота, либо несколько заужен. При постановке и раскреплении ОНД с асимметричным разрушением забоя в такой скважине происходит некоторое защемление долота. На защемление долота при ориентировании влияет ряд таких факторов, как диаметр скважины, диаметр долота, высота матрицы, высота корпуса долота и то, какой перекоп получает долото. Так же эту проблему можно отнести и к ОНД фрезерующего типа, потому что корпус отклонителя при раскреплении получает некоторый перекоп, а за счет жесткого соединения вала отклонителя с долотом, оно тоже получает некоторый перекоп. Защемление долота может приводить к провороту отклонителя и нарушению ориентации снаряда, в отдельных случаях, при существенном защемлении долота, может происходить поломка вала отклонителя, что приводит к сложным аварийным ситуациям [1,2].

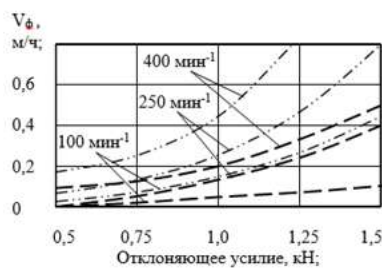


Рис. 1 Зависимости скорости фрезерования от отклоняющего усилия при различных значениях частоты вращения долота: штриховые линии - графики для шарошечного долота ПШ-59К-ЦА; штриховая линия с точками – графики для алмазного долота АДН-59.

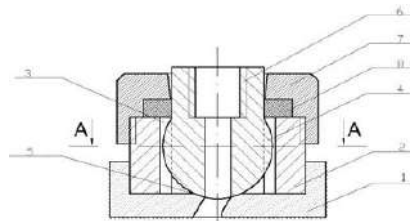


Рис. 2 Долото с шарнирным соединением для отклонителей фрезерующего типа. 1-матрица; 2-цилиндрический корпус; 3-шлицевое соединение; 4-шарнир; 5-сферическая проточка; 6-резьба для соединения с ОНД; 7-гайка.

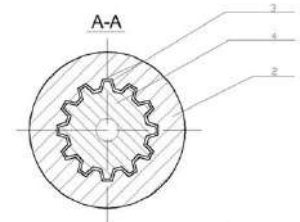


Рис. 3 Разрез долота по линии А-А

В породах невысокой твердости, например, раздробленных, а также при забуривании дополнительного ствола скважины с искусственного забоя, твердость которого существенно ниже твердости вмещающих забой пород так же низкой эффективностью искусственного искривления обладают ОНД фрезерующего типа. В такой тип отклонителей в мягких породах обладает высокой скоростью углубки (при работах по искривлению наиболее оптимальной считается скорость бурения 0,8-1,0 м/ч), которую сложно ограничить параметрами режима бурения. Так как набор кривизны у ОНД фрезерующего типа осуществляется за счет создания осевой нагрузки то при забуривании дополнительного ствола скважины с искусственного забоя, твердость которого существенно ниже твердости вмещающих забой пород, для набора фрезерующей способности создается большое отклоняющее усилие, которое может привести к сваливанию забуриваемого ствола скважины, приводящее к отклонению от запланированной траектории. Для более эффективного набора кривизны возможно использование долота, обладающего высокой фрезерующей способностью, а также для ограничения скорости бурения, возможно использование долота типа К или шарошечно-алмазного долота ДША или АШК с покрытием торца шарошек пластичным сплавом, например, путем запаивания части породоразрушающих вставок латуной, оловом или нанесением керамики [1]. В этом случае удастся ограничить скорость разрушения забоя и сохранить скорость фрезерования стенки скважины. Так же одним из вариантов ограничения высокой скорости углубки, является использование долота с высокой фрезерующей способностью.

Алмазные долота в сравнении с шарошечными обладают более высокой фрезерующей способностью. На (Рис.1) приведены опытные зависимости определения скорости фрезерования от параметров режима бурения шарошечным и алмазным долотами, полученные Ю.В.Андреевым (1985 г.) на стенде ЗабНИИ. Из полученных

данных следует, что алмазный инструмент позволяет получить скорость фрезерования горной породы (VIII – IX категории по буримости) практически в 2 раза выше, чем двухшарошечным долотом типа К.

На этой основе разработана конструкция алмазного долота (Рис.2) для работ по искусственному искривлению скважин. Применение такого долота позволяет ликвидировать перекосяк в скважине и обеспечить перпендикулярную постановку на забой при ориентировании отклонителя, за счет наличия в долоте шарнирного соединения, а также применение такого долота позволяет снизить стоимость метра бурения за счет того, что долото является разборным. Алмазное долото состоит из матрицы, которая жестко соединена с цилиндрическим корпусом. Корпус (Рис.3), за счет шлицевого соединения взаимодействует с шарниром, который опирается на сферическую проточку, выполненную в матрице долота. Шарнир за счет резьбы соединяется с валом отклонителя. Корпус резьбой соединен с гайкой. Между шарниром, гайкой и корпусом размещен резиновый элемент. Для герметизации шлицевого соединения долота, полость между корпусом, шарниром заполнена термостойким герметиком.

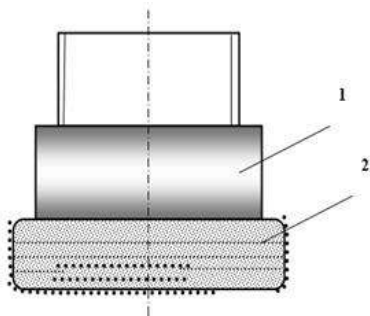


Рис. 3 Алмазное долото.
1 – корпус долота, 2 – матрица

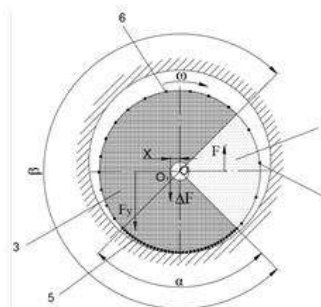


Рис. 4 Расположение вооружения на торцевой поверхности долота. 3 – основная часть долота, 4 – дополнительная часть долота, 5 – основное фрезерующее вооружение, 6 – стандартное фрезерующее вооружение, 7 – участок с меньшей насыщенностью фрезерующего вооружения

Для обоснования снижения стоимости работ по искусственному искривлению, выполнен расчет стоимости 1 метра бурения с использованием технических средств направленного бурения. При использовании обычного долота для направленного бурения расчет производился по формуле, выведенной из формулы [3]:

$$C = \frac{C_{ст}}{T} \times \left(\frac{2H \cdot K}{l_p} + \frac{2H \cdot K + 0,25}{l_p} + \frac{2H \cdot K}{l_p} \right); \quad (1)$$

где $C_{ст}$ – стоимость станка смены, тыс. руб, T – время станка смены, час, H – глубина скважины, K – время затрачиваемое на спуск 1 м колонны l_p – длина рейса, 0,25 время затрачиваемое на ориентацию отклонителя. Для расчета стоимости 1 м бурения с шарниром из формулы (1) исключаются затраты времени на работы связанные с проработкой скважины, только за счет этого стоимость работ снижается в среднем на 30%.

Одновременно с разработкой долота с шарниром разработана конструкция долота с увеличенной фрезерующей способностью (Рис. 4, которое позволит эффективнее, по сравнению с обычными средствами, прорабатывать зауженный участок скважины и увеличит интенсивность набора кривизны фрезерованием, что повысит точность работ по искривлению с искусственного забоя. Долото состоит из корпуса с резьбой и алмазосодержащей. Матрица со стороны торца имеет две части. Основная часть, ограниченная углом β , имеет стандартное насыщение алмазами. Дополнительная часть, имеет меньшее насыщение алмазами. Матрица по всему периметру имеет фрезерующее вооружение, при этом стандартное фрезерующее вооружение ограничено с одной стороны центральным углом α с основным фрезерующим вооружением, имеющим большую насыщенность фрезерующего вооружения от стандартного, а с другой, фрезерующим вооружением на дополнительной части, имеющей меньшую насыщенность фрезерующего вооружения.

Насыщенность алмазами для разных участков алмазного долота рассчитывается по формуле [4]:

$$N = \frac{V_a}{V_n} \cdot 100\%$$

где N – насыщенность алмазами матрицы; V_a – объем алмазов в матрице, $см^3$; V_n – объем матрицы, $см^3$.

При бурении долотом (Рис. 5), под действием осевой нагрузки и крутящего момента в направлении вращения ω происходит разрушение горной породы алмазосодержащей матрицей. Вследствие того, что у долота на дополнительной части торца алмазосодержащей матрицы насыщенность алмазами ниже, чем на основной части алмазосодержащей матрицы, возникает неуравновешенность реакций сил F и F_y резания-скальвания породы резцами и появляется равнодействующая сил резания скальвания ΔF , которая смещена от геометрической оси торца долота (точка O) на расстояние X . Точка O_1 , в этом случае, становится центром мгновенного вращения долота. В результате этого распределения сил, долото будет вращаться, прижавшись к стенке скважины своей боковой поверхностью с основным фрезерующим вооружением активно фрезеруя стенку

скважины. При этом при работе долота алмазосодержащая матрица защищена по периметру фрезерующим вооружением, которое не допускает преждевременного износа.

Литература

1. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. Инфра-М, 2015. – 336с.
2. Нескоромных В.В., Пушмин П.С. Надеяев А.А., Фадеева Л.С., Основные направления совершенствования технологии искусственного искривления скважин в твердых и крепких горных породах. Иркутск 2008г. С. 186 – 190
3. Нескоромных В.В. Оптимизация в геологоразведочном производстве. Инфра-М, 2015. - 41 с.
4. Пат. 2078193 Россия МПК E21B10/48 Алмазная коронка Козловский Е.А., Буглов Н.А., Новожилов Б.А., Карликов А.В., Полюянов А.А., Заявлено 21.07.1993; Опубл. 27.04.1997.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

О.Н. Павельева

Научный руководитель - профессор В.П. Овчинников
Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Современные технологии и технические средства разработки месторождений образуют целостную систему нефтяного промысла. Расширение объема научно-технической информации коренным образом влияет на настоящие представления о добычи высоковязких нефтей.

Строительство скважин предусматривает обеспечение выполнения проектных решений, а также разработку новых технико-технологических средств для добычи углеводородов. Основная цель при бурении скважины для добычи нефти – это безопасность конструкции скважины, которое регулируется рабочим персоналом при организации буровых работ. [1]

Существует несколько определяющих факторов строительства скважин:

1. Эффективное применение используемого оборудования;
2. Оптимальный способ и режим эксплуатации скважин;
3. Поддержание пластового давления;
4. Фильтрационно емкостные свойства пластовых флюидов;
5. Коллекторские свойства вмещающих пород;
6. Фракционный состав добываемого флюидов, минерализация вод;
7. Контроль крепи скважины.

Одним из отрицательных факторов является наличие сероводорода. Сульфатовостанавливающие бактерии способствуют дополнительному образованию в продуктивном пласте и на стенках обсадной колонны сульфида железа, а также образование коррозии на обсадной трубе НКТ и выход нефтяных нагнетательных насосов из строя. Решением данной проблемы являются ингибиторы коррозии.

Система «обсадная труба – цементное кольцо – пласт» подвергается физическому и химическому воздействию среды в пласте и воздействию на него бактерий. В процессе бурения скважины могут возникнуть проблемы, связанные с разрушением ее крепи, появление межпластовых перетоков, грифонов, потери герметичности обсадных труб. Сульфатовостанавливающие бактерии способствуют коррозии в расположении цементного кольца и в обсадных трубах, что может стать причиной преждевременного прорыва воды к скважине, а также причиной затрудненной эксплуатации скважины, что негативно отображается на добыче нефти из пласта. [2]

Оптимизация сооружения скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей является актуальной проблемой. К важным задачам можно отнести:

- Достижение максимальных показателей работы скважины;
- Совершенствование знаний и навыков, анализ выполняемых работ, корректировка программ на бурение, создание новых усовершенствованных технологий;
- Разработка оптимальных показателей бурения;
- Анализ программ бурения и методик сооружения скважин, а также совершенствование организации буровых работ;
- Обеспечение тесного взаимодействия между заказчиком и подрядчиком по проводке скважины.

Согласно анализу проектирования скважин, можно сделать следующие выводы:

- Использовать достижения и буровой опыт строительства скважин в северных районах;
- Использовать при строительстве скважин оборудование и технику российского производства;
- Объединять западные новые технологии, чтобы обеспечить качественную проводку скважин с большим отходом забоя от вертикали и с большими зенитным углом отклонения ствола;
- Использовать нормы систем безопасности труда и охраны окружающей среды для исключения несчастных случаев и аварий, улучшить качество техобслуживания и ремонта оборудования, а также улучшить условия проживания;

– Анализировать возможности оптимизации конструкции скважин и их режима бурения для ускорения их строительства.

Таким образом, можно сделать несколько выводов:

1. Цементный камень и подземное оборудование подвергается воздействию биохимической коррозии, которая имеет техногенное происхождение. Источниками поступления микроорганизмов являются технологические жидкости и нагнетаемая вода;
2. Разработка, эксплуатация и реконструкция конструкции скважины должна строго регламентироваться программой на бурение;
3. Контроль повышения надежности на каждом этапе строительства скважины должен быть обоснован на существующих методиках, технологиях и технических решений разрабатываемого месторождения нефти.

Литература

1. Балаба В.И., Василенко И.Р., Владимиров А.И., Гарин Ю.Р., Кершенбаум В.Я. «Промышленная безопасность строительства и реконструкции скважин», научное издание под редакцией А.И.Владимирова, В.Я. Кершенбаума. – М.: МФ «Национальный институт нефти и газа». – 2006г. – 456 с.
2. Василенко И.Р. «Повышение надежности эксплуатации скважин при добыче высоковязких нефтей в осложненных условиях», научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – Москва: ООО Интеллект Дриллинг Сервисиз. – 2008г. – 8 с.

МЕТОДЫ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

О.Н. Павельева

Научный руководитель - профессор В.П. Овчинников
Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Разработка высоковязкой нефти и природных битумов является сложной задачей современности. Современные технологии и технические средства разработки месторождений образуют целостную систему нефтяного промысла. [1]

Созданные технологии различаются технологическими, экономическими и экологическими характеристиками. Расширение объема научно-технической информации коренным образом влияет на настоящие представления о добычи высоковязких нефтей. Влияние геологических особенностей строения и условия залегания пластов, физико-химических свойств пластовых флюидов и других факторов является очень важными при разработке месторождений.

Основные способы добычи на нефтяном промысле в условиях залегания высоковязких нефтей и природных битумов являются методы шахтной разработки месторождений, карьерный способ извлечения, «холодный» и метод теплового воздействия на пласт. [2]. У каждого из методов имеются свои недостатки и преимущества.

Карьерный способ разработки ограничиваются глубиной залегания пластов, однако обладают хорошим коэффициентом конечной нефтеотдачи. Метод шахты так же предусматривает добычу на небольших глубинах.

«Холодный» метод для добычи высоковязких нефтей и природных битумов имеет свои недостатки. Способ заключается в том, что добыча нефти вместе с песком происходит за счет разрушения слабцементированного коллектора и в пласте создаются определенные условия для продвижения смеси флюидов и песка. Ограничениями будут малые глубины залегания и высокие проницаемости коллекторов. По причине низкого коэффициента нефтеотдачи данные способы не применяются у нас в стране.

Наиболее рациональным методом в данное время является тепловое воздействие на пласт. Сущность метода заключается в нагнетании пара, воды или другого агента и посредством имеет высокую эффективность воздействия на пласт при добычи высоковязких нефтей и природных битумов.

К методам теплового воздействия на пласт обычно относят пароциклические обработки, прогрев призабойной зоны забоя у скважин, вытеснение нефти прогретым паром и способ внутрипластового горения. Чаще всего применяются комбинированные методы. К примеру, термоакустическая обработка или термохимическая обработка. [3]

Технология пароциклической обработки скважин включает в себя 3 стадии: закачка пара; прекращение закачки и пропитка призабойной зоны пласта паром; добыча нефти.

Таким образом, важно отметить:

- для решения надежности крепи ствола скважины предложено натяжение обсадной колонны для обеспечения ее устойчивого равновесия при нагреве или охлаждении;
- бурение горизонтальных стволов неглубоких скважин предусматривает добычу углеводородов с термическим воздействием на залежь;
- необходимо дополнительное изучение воздействия на продуктивный пласт паронагнетательных скважин при добычи высоковязких нефтей и природных битумов.

Кроме того, развитие добычи высоковязких нефтей и природных битумов в России и за рубежом замедлено по некоторым причинам:

– недостаточно эффективны технологии добычи высоковязких нефтей и природных битумов, имеют низкие экономические показатели (средняя внутренняя норма рентабельности проектов добычи тяжелых нефтей составляет 16 %, а традиционных – 28 % [4]);

– необходимость установление высоких цен на нефть (в среднем 330 долл/т [5]) для обеспечения экономической эффективности проектов добычи;

– важность экологического фактора, влияние на окружающую среду от значительных объемов отходов и выбросов CO₂ [6].

Каждый из методов может быть эффективно применен лишь в определенных геолого-физических условиях, ведь известно, что цементный камень и подземное оборудование подвергается воздействию биохимической коррозии, которая имеет техногенное происхождение. Источниками поступления микроорганизмов являются технологические жидкости и нагнетаемая вода. При этом разработка, эксплуатация и реконструкция конструкции скважины должна строго регламентироваться программой на бурение. Немалую важную роль играет контроль повышения надежности на каждом этапе строительства скважины должен быть обоснован на существующих методиках, технологий и технических решений разрабатываемого месторождения нефти. При решении внедрения технологического метода важно подобрать используемые эксплуатационные объекты.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Нефть и газ, Москва, 2003 г., 816 стр.
2. Николин И.В. методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов.
3. Стебельская Г. Я. Некоторые особенности разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов // Молодой ученый. — 2015. — №13. — С. 329-333.
4. Тяжелая нефть: проблемы и возможности. Глобальная ситуация и выводы для России: материалы The Boston Consulting Group, июнь 2011 г.
5. World Energy Outlook 2010: International Energy Agency.
6. Sands, Greenhouse Gases, and European Oil Supply Getting the Numbers Right: CERA, 2011.

РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ С ВРАЩАЮЩИМИСЯ РЕЗЦАМИ PDC

М.С. Попова, Е.В. Парахонько

Научный руководитель профессор - В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Долота с резцами PDC в настоящий момент являются наиболее востребованными буровыми инструментами при бурении нефтяных и газовых скважин в горных породах средней твердости и мягких, а также в случае наличия прослоев твердых горных пород. В геологоразведочном бурении ведущими компаниями также значительный объем буровых работ выполняется коронками с резцами типа PDC [1, 2].

Основными достоинствами буровых долот с резцами PDC являются высокие ресурс и механическая скорость бурения при использовании высокотемпературных резцов [1, 2].

При работе резцов PDC в долотах изнашиванию подвергается только нижняя, обращенная к забою, режущая кромка. По данным компании *Smith Bits* более 60% долот типа PDC выходят из строя именно из-за износа и сколов нижней кромки резцов.



Рис. 1 Резцы ONYX

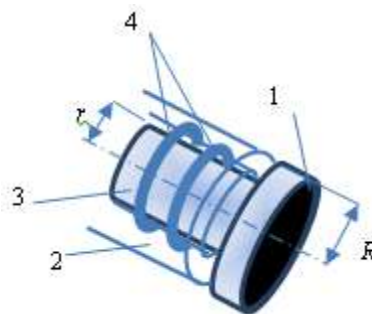


Рис. 2 Конструкция вращающихся вокруг своего центра резцов типа PDC: 1 – резец PDC; 2 – корпус; 3 – ось; 4 – стопорные упругие кольца

Компания *Smith Bits*, проведя анализ причины выхода долот из строя и износа долот PDC и учитывая выше отмеченную особенность износа пластин PDC, с целью повышения ресурса бурового инструмента, разработала долота с резцами ONYX 360 и ONYX II, которые установлены в наиболее нагруженных частях торца долота с возможностью вращения в процессе бурения на 360° (рис.1).

Бурение абразивного песчаника долотами ONYX 360 показало рост ресурса долота на 57 %, а скорости бурения на 26 %.

Резцы, установленные с возможностью вращения, вращаются при взаимодействии со стенкой скважины или наклонным участком забоя скважины, т.е. при продольном перемещении резца вдоль оси скважины при контакте с боковой поверхностью.

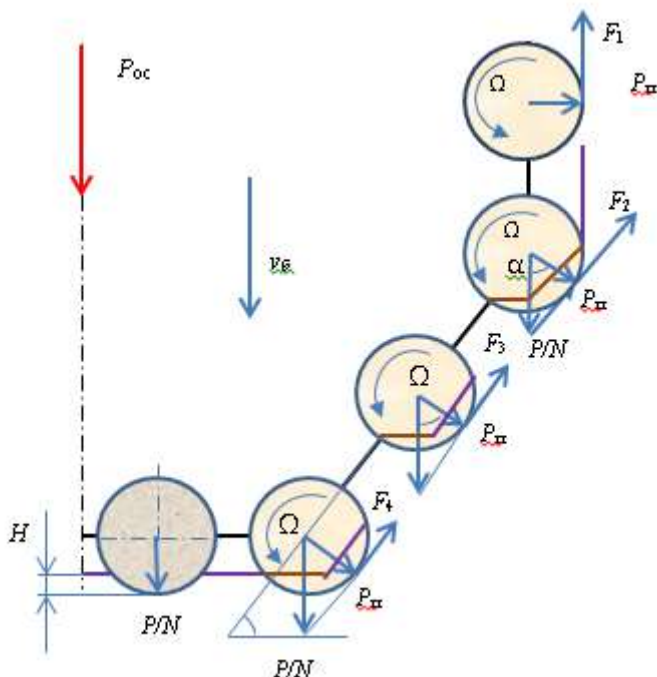


Рис. 3 Расчетная схема для определения условий вращения резцов типа ONYX: N – число резцов на торце долота; H – глубина резания-скалывания породы

Сравнительные испытания резцов ONYX на износ показали, что данные резцы в сравнении с фиксированными резцами аналогичной формы и размеров существенно повышают возможности по эффективной работе по разрушению горной породы. Например, установлено, что резцы ONYX могут выполнить 600 проходов по породе, тогда как фиксированные резцы только около 100. По данным компании *Smiht Bits* проходка на долото в плотных сланцах составила 1124 м, механическая скорость 13,1 м/ч, что оказалось выше на 19% для долот аналогичного типа с фиксированными резцами. Стоимость метра бурения соответственно снизилась до 165 дол., в сравнении с 210 дол. при использовании долот с фиксированными резцами.

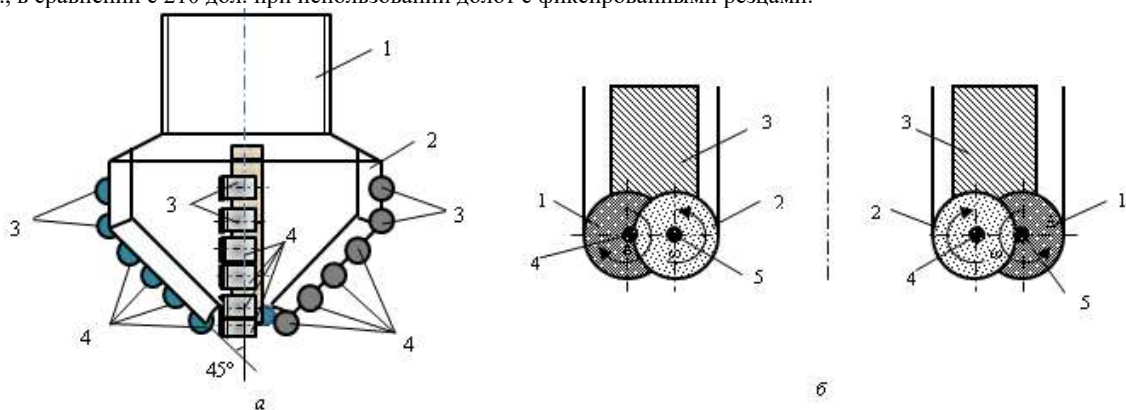


Рис. 4 Буровые инструменты с вращающимися резцами PDC:
 а – долото, где 1 – корпус с резьбой; 2 – матрица; 3 и 4 – вращающиеся резцы;
 б – коронка, где 1 – скважинообразующий вращающийся резец; 2 – кернообразующий резец;
 3 – корпус; 4 и 5 – оси вращения резцов

Исследование износа резцов долот типа PDC компанией *Smiht Bits* показало, что максимальный износ резцов долота происходит на интервале удаления от геометрического центра долота, который близок к внешнему диаметру долота, а точнее на интервале 77% радиуса от центра долота.

Аномальный износ связан с наиболее высокими сопротивлениями со стороны забоя, вызванные наибольшими и возрастающими от центра вращения долота к периферии линейной скорости резцов долота.

Таким образом, продольное перемещение долота может привести к вращению резцов. Например, если механическая скорость бурения долотом типа PDC равна v_6 частота вращения резца будет равна

$$\Omega = \frac{60 v_0}{2\pi R} K_n \cdot \text{мин}^{-1}$$

где v_0 – механическая скорость бурения, м/ч; R – радиус реза, м; K_n – коэффициент проскальзывания реза.

Учитывая высокую вероятность проскальзывания реза при продольном перемещении, частота вращения Ω может меняться от нуля до максимального значения.

Если резец не проворачивается при бурении, то его износ будет высоким и это снизит эффективность работы долота.

Вращение реза происходит под действием крутящего момента

$$M_{кр} = R \cdot F,$$

где R – радиус реза, м; F – усилие, ориентированное вертикально вверх из точки контакта реза с боковой поверхностью ствола скважины, и вращающее резец, кН.

Конструкция реза и соответствующие обозначения к формулам показаны на рис. 2.

Усилие F определяется усилием прижатия реза к боковой поверхности ствола скважины (стенке или участка забоя скважины) и коэффициентом трения (зацепления) реза о породу боковой поверхностью:

$$F = P_{ос} / N \cdot \mu \cdot \cos \alpha,$$

где $P_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН; N – число резцов на торцевой части долота, воспринимающие осевую нагрузку; μ – коэффициент трения резцов о породу; α – угол наклона боковой поверхности торца долота, град.

Для повышения вероятности проворачивания реза вокруг собственной оси следует повысить фрикционные свойства боковой поверхности реза, например, за счет выполнения боковой поверхности резцов с боковой продольной насечкой или напылением с повышенными фрикционными свойствами.

Проворачиванию реза вокруг своей оси будет препятствовать момент сопротивления:

$$M_c = r \cdot f \cdot F,$$

где r – радиус оси реза, м; f – коэффициент трения оси реза в корпусе реза.

Коэффициент проскальзывания реза может определяться через соотношение $M_{кр}/M_c$.

Из этого следует, что для снижения проскальзывания реза следует повышать соотношение следующих параметров:

$$R \cdot \mu / r \cdot f \rightarrow \max.$$

Для вращения реза вокруг собственной оси важнейшим является скорость углубления долота и сила прижатия реза к поверхности стенки скважины или наклонной части забоя скважины.

Расчётная схема для определения параметров установки резцов приведена на рис.3.

Усилие прижатия реза к стенке скважины определяется через $\cos \alpha$, а это значит, что наиболее рациональным углом наклона α будет поверхность, наклоненная под углом 45° . Именно при таком угле наклона поверхности долота будут максимальными и усилие прижатия P_n и степень совпадения плоскости действия углубления долота в скважине и усилия F_i и определяться значением $\cos \alpha = \sin \alpha = 0,707$ при $\alpha = 45^\circ$.

На рис. 4, а, б представлены схемы буровых долота и коронки с вращающимися при бурении резцами типа PDC. Вращение резцов при работе долота (рис. 4, а) обеспечивается взаимодействием резцов 3 со стенкой скважины, а резцов 4 с наклонным участком забоя. При бурении коронкой (рис. 4, б) вращение резцов 1 будет обеспечиваться при взаимодействии их боковой поверхности со стенкой скважины, а резцов 2 с формируемым керном.

Разработанные конструкции бурового инструмента проанализированы на предмет патентоспособности и на представленные конструкции оформлены заявки на изобретение и полезную модель.

Литература

1. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебное пособие. – 2-е изд. – М.: Инфра-М; Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2015 г., 367 с.
2. Нескоромных В. В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: Учебное пособие. – 2-е изд. – М.: Инфра-М; Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2016 г., 392 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ

М.С. Попов

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Одним из наиболее вероятных способов повышения эффективности и производительности буровых работ является оптимизация параметров режима бурения, следовательно, основным направлением совершенствования процесса бурения является создание автоматизированной системы для мгновенного вычисления данных параметров при различных геолого-технических условиях работ.

Решение вышеуказанной задачи подразумевает под собою создание совершенно автономного программного обеспечения с ОС Windows. Автономность программы будет обеспечивать работу во всех отдаленных районах, где может быть отсутствие интернет-соединения.

В нашем случае предлагается создание программы с поддержкой операционных систем Windows 7, 8, 10. Для упрощения работы, необходимо воспользоваться интегрированной средой разработки Microsoft Visual C++ (Microsoft Visual C++ (MSVC) — интегрированная среда разработки приложений на языке C++, разработанная корпорацией Microsoft и поставляемая либо как часть комплекта Microsoft Visual Studio, либо

отдельно в виде бесплатного функционально ограниченного комплекта Visual C++ Express Edition. Сменила интегрированную среду разработки Microsoft QuickC.)

Основной целью программы является облегчение расчета оптимальных параметров режима бурения. Данная программа может ускорить данный процесс расчета, а также приведет к более точным выходным данным по сравнению с ручным расчетом.

Основной функцией данной программы является ввод исходных данных и получения результата при расчете оптимальных параметров режима бурения.

Для стабильной работы, программа должна соответствовать следующим требованиям:

1. Должна функционировать в соответствии с техническим заданием;
2. При вводе точных значений данных программа должна выводить точные результаты, а не приближенные их значения;
3. Программа должна подходить к различным видам операционных систем и прикладных программ;
4. Программа должна быть защищена, а также должна присутствовать система самоконтроля действий;
5. Программа должна работать при любых допустимых вариантах исходных данных;
6. У программы должны присутствовать средства для защиты данных от внешнего воздействия, или предотвращающие их утерю в процессе расчетов;
7. Проводимые в системе расчеты должны приносить пользу как производственным рабочим, так и обучающимся, а для личного пользования особой полезности не наблюдается;
8. Программа должна работать с максимально эффективной отдачей для пользователя;
9. Значения и расчеты, приведенные в программе должны быть проверяемы без каких бы то ни было ошибок или изменений;
10. Программа должна адаптироваться под различные режимы работы и различных пользователей.

Создание программы включает в себя несколько этапов.

1. Запуск среды разработки Microsoft Visual
2. Создание нового проекта (Файл->Создать-> Проект)
3. Добавление файлов исходного кода (Файл C++ (.cpp))
4. Добавление Windows Forms
5. Запуск компиляции.
6. Запуск отладки.

ОБЗОР СОСТОЯНИЯ В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.С. Тихонов

Научный руководитель - доцент А.В. Ковалев

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

Основным направлением деятельности любой нефтегазодобывающей компании является увеличение добычи, что возможно получить лишь при качественно построенном скважинном фонде. На качественное выполнение операций по строительству скважины влияет ряд факторов, таких как применение современных технологий в процессе строительства, осуществление строительства скважины надежным буровым подрядчиком, обеспечение контроля над процессом строительства скважины, и одним из самых важных – наличие качественного проекта на строительство скважины.

На сегодняшний день в области проектирования строительства нефтяных и газовых скважин происходит процесс перехода от появившегося в начале 2000-ых годов понятия “разрешение на строительство” к рабочему проекту, на основании которого осуществляется закупка материально-технических ресурсов и составляются план-программы на операции, осуществляемые в процессе строительства скважины. Данный переход возможен лишь при заинтересованности недропользователя (Заказчика) в получении качественной проектной документации, по которой в дальнейшем будут осуществляться работы по строительству скважины. Далее в статье будут рассмотрены основные мероприятия, благодаря которым удаётся осуществить данный переход, а также проблемы, которые сдерживают этот переход.

Внедрение системы мониторинга и авторского надзора за строительством скважин

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [7], организация, разработавшая проектную документацию, должна осуществлять авторский надзор за строительством скважин. В реальности большая часть работ по авторскому надзору выполняется по отчетам и сводкам со скважины, что является не всегда достоверной информацией и не позволяет вести внедрение актуальных решений при разработке проектной документации.

Ведение полевого авторского надзора является полезным инструментом как для проектной организации, так и для Заказчика. Для Заказчика при привлечении проектной организации, как незаинтересованной стороны, открывается возможность воздействия на недобросовестного подрядчика вплоть до применения штрафных санкций. При ведении полевого авторского надзора проектная организация получает доступ к фактически применяемым технологиям и оборудованию, применяемому при строительстве скважин, что позволяет при необходимости осуществлять оперативную корректировку проектной документации, а также учитывать при разработке новой проектной документации.

Ведение авторского надзора позволяет создать достоверную систему мониторинга и хранения информации по фактически построенным скважинам, опираясь на которую можно проводить сопоставление осложнений и параметров режимов бурения, при которых они были получены. Это позволит исключить систематические нарушения при подборе рецептур буровых растворов, параметров режима бурения и бурового оборудования.

Автоматизация расчетов при проектировании

Внедрение современных программных комплексов инженерных расчетов в бурении позволяет значительно улучшить качество проектной документации, а также получить высокую достоверность проектных расчетов, таких как расчет бурильной колонны, программы промывки скважины, цементирования скважины. Программные комплексы инженерных расчетов в бурении позволяют в кратчайшее время построить профиль скважины, определить его критические сближения с другими скважинами на кустовой площадке и внести корректировки в оперативном режиме.

Современные расчетные системы позволяют производить определение параметров исходя из фактических значений. Например, имеется возможность корректировки коэффициента трения бурильной и обсадной колонны в скважине, исходя из фактического веса колонны и нагрузки на крюке, что в свою очередь позволяет с высокой степенью достоверности оценивать вероятность спуска обсадной колонны до проектного забоя и грамотно подобрать её технологическую оснастку.

Лаконых А.В. в работе [2] рассматривает необходимость сокращения трудозатрат при проектировании на перенос данных с одной табличной формы в другую, например, оформление геолого-технического наряда и графика совмещенных давлений. Стоит отметить, что до недавнего времени большая часть времени тратилась на перенос данных из одной табличной формы Excel в другую для проведения расчетов и оформления графиков. Путём автоматизации расчетов как в табличной форме Excel, так и в программных комплексах удалось добиться автоматического заполнения связанных таблиц, а также формирования графика совмещенных давлений и геолого-технического наряда, что значительно сокращает трудозатраты проектировщика и, как следствие, сроки разработки проектной документации.

Недостаточность и неточность геологических данных

Одной из главных проблем как проектных организаций, так и буровых предприятий является недостоверность геологических данных. Связано это с тем, что корректность геофизических исследований скважины и полученных из них геологических данных напрямую зависит от погрешности прибора и типа промывочной жидкости в скважине. Из опыта можно сказать, что расхождение данных, полученных на основе геофизических исследований и данных керновых исследований, может составлять до 50%.

Проблему недостоверности геологических данных можно решить с помощью активно внедряющегося на территории Российской Федерации геомеханического моделирования, суть данного метода заключается в анализе полученной геофизической информации по пробуренным скважинам, проведение геомеханических исследований керна, определение его прочностных свойств и калибровка геологической информации по всему разрезу скважины. Применение геомеханических исследований особенно необходимо при строительстве скважин с большими отходами. Это связано с тем, что на основе геомеханических зависимостей можно определять оптимальные азимутальные и зенитные углы вскрытия нестабильных пластов.

Малютиным Д.В. была получена зависимость устойчивости глин от зенитного угла [3]. Автором был сделан вывод о том, что при вскрытии неустойчивых глин Покачевской пачки под зенитным углом более 80° их устойчивость нарушается.

Проблема недостаточности геологических данных вытекает из того, что хранением, обработкой и выдачей геологической информации занимаются разные организации. Исходя из этого, при необходимости проведения корректировки выданных геологических данных, либо их уточнения, тратится большое количество времени на создание и перенаправление запросов. Возникает необходимость создания единого геологического центра в периметре компании, с которым проектные организации взаимодействовали бы напрямую.

Устаревшие нормативные документы в области строительства скважин

Основным документом государственного уровня, который регламентирует состав проектной документации является “РД 39-0148052-537-87 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ” [4], который был издан в 1987 году. В 2008 году было утверждено постановление правительства Российской Федерации № 87 [5], которое регламентирует состав проектной документации на объекты капитального строительства. В связи с этим общая пояснительная записка, выполнявшаяся по макету 1987 года, разбилась на том “Технологические решения”, в котором приводятся основные решения по строительству скважины, а часть разделов ушла в другие тома, такие как “Пояснительная записка”, “Конструктивные и объемно-планировочные решения”, “Проект организации строительства”. Кроме того, около 20 – 30 % таблиц утратили надобность и актуальность, часть из них требует переработки. Также различные инструкции, относящиеся к расчетам в бурении, такие как инструкция по расчету обсадных колонн, инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин, инструкция по расчету бурильных труб были выпущены в 1997 – 2000 годах и в связи с развитием технологий и материалов, применяемых при строительстве скважин, в некоторых требованиях утратили свою актуальность.

Решением данной проблемы на сегодняшний день является разработка нормативных документов на уровне компании. Это позволяет добиться стандартизации в применении современных технологий и оборудования в процессе строительства скважины, обеспечить безаварийное строительство и дальнейшую эксплуатацию скважины.

Отсутствие единого экспертного органа государственного уровня

В 2014 году было утверждено постановление правительства Российской Федерации №533 “О внесении изменений в ст. 49 и 51 Градостроительного кодекса Российской Федерации” [6], в соответствии с которым было отменено прохождение государственной экспертизы при разработке проектной документации на строительство скважин. С одной стороны, данная поправка позволила сократить сроки разработки проектной документации и её стоимость. С другой стороны, с утверждением данного постановления, стал отсутствовать единый государственный экспертный орган в области строительства скважин, который бы позволял решать спорные вопросы в части разработки проектной документации и давать компетентные комментарии по безопасности принятых решений.

Для решения данной проблемы на уровне компании создаются собственные экспертные органы, и организовывается проведение технико-технологической экспертизы принятых решений по строительству скважин. В первую очередь данная экспертиза проводится для технологически сложных объектов и объектов, строящихся в сложных горно-геологических условиях. Кроме экспертизы в рамках компании, экспертиза проектов проводится внутри дочерних обществ (проектных организаций), силами отделов технологического контроля (отделов внутренней экспертизы). Также разработанная проектная документация подлежит проверке нормоконтроля на соблюдение требований ГОСТ в части оформления.

Строительство скважин по групповым рабочим проектам

На сегодняшний день большинство эксплуатационных скважин строятся по групповым рабочим проектам. Групповой рабочий проект разрабатывается с усредненной конструкцией и усредненным профилем для группы скважин одного месторождения, строящихся в схожих геологических условиях и имеющих одинаковые технические требования по проводке.

Карасев Д.В. в работе [1] рассматривает основные проблемы групповых рабочих проектов, такие как большое различие скважин по глубине, устаревание проекта за время разбуривания месторождения (2-10 лет), отсутствие технологических решений под конкретный профиль. Решением данной проблемы автор видит разработку индивидуальных рабочих проектов. С учетом увеличивающихся объёмов эксплуатационного бурения у Недропользователей (от 10 до 1000 скважин в год), данное решение является невозможным, в связи с тем, что проектные организации не обладают возможностями для разработки индивидуальных рабочих проектов на строительство скважин в таком объёме.

Решение данной проблемы на сегодняшний день находится в разработке рабочих программ на строительство скважины буровым подрядчиком на основе группового рабочего проекта, а также актуализация проектных решений в соответствии с изменениями в нормативной документации.

Заключение

Сформированный интерес со стороны недропользователя к качественной разработке проектной документации стимулирует проектные организации к внедрению новых технологий в проектные решения, качественной разработке проекта за счет снижения переноса информации вручную, а также к обеспечению актуализации проектных решений в соответствии с изменениями в нормативной документации.

Для повышения эффективности проектной документации на строительство нефтяных и газовых скважин можно наметить следующие задачи:

- разработка обновленной нормативной документации на государственном уровне, в том числе и макета рабочего проекта;
- применение результатов геомеханических исследований при проектировании строительства скважин;
- актуализация ранее разработанной проектной документации с учетом обновления требований нормативной документации и внедрением современных технологий в строительство скважин;
- регламентирование полевого авторского надзора в обязательном порядке.

Литература

1. Карасев Д.В. Пути повышения эффективности проектирования скважин различного назначения// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2002. – №8.
2. Лакомых А.В., Клиценко Г.В. Концепция интерактивного проектирования. Новый подход к разработке проектной документации на строительство нефтяных и газовых скважин// Булатовские чтения. – Краснодар, 2017. – №3. – с. 138-144.
3. Малютин Д.В., Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Святухов Д.С., Геомеханическое моделирование для решения задач строительства скважин на месторождениях ООО “Лукойл-западная сибирь” (на примере Ватьеганского месторождения)// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2016. – №11.
4. РД 39-0148052-537-87 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. – Москва. – 1987.
5. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 21.04.2018) “О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию”
6. Федеральный закон Российской Федерации №533 “О внесении изменений в ст. 49 и 51 Градостроительного кодекса Российской Федерации”.
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности” (с изменениями на 12 января 2015 года).

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА СТАЦИОНАРНЫХ КЛИНЬЕВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

А.А. Черкасов, П.В. Реус

Научный руководитель - ассистент И.Б. Бондарчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стационарные клинья применяются в основном при забуривании дополнительных стволов многоствольных скважин по методике «снизу-вверх», при бурении опробовательских скважин и при обходе мест сложных аварий. Стационарный клин используется только для одного искривления и из скважины после искривления не извлекается. Основными узлами стационарных клиновых отклонителей являются: ложка (желоб), закрепляющее устройство и отбурочный снаряд [1].

В процессе конструирования клиньев и их эксплуатации необходимо выполнять следующие основные расчеты:

- расчет длины ложки клина;
- расчет на предотвращение обрыва колонны бурильных труб;
- расчет на предотвращение «зарезки» ложки клина;
- расчет срезных штифтов.

Расчет длины ложки клина. Для изготовления стационарного клина рассчитывают длину ложки клина l_k по зависимости (см. рис. 1):

$$l_k = \frac{d_k}{\operatorname{tg} \delta}, \quad (1)$$

где d_k – диаметр клина, м; δ – угол скоса ложки, град.

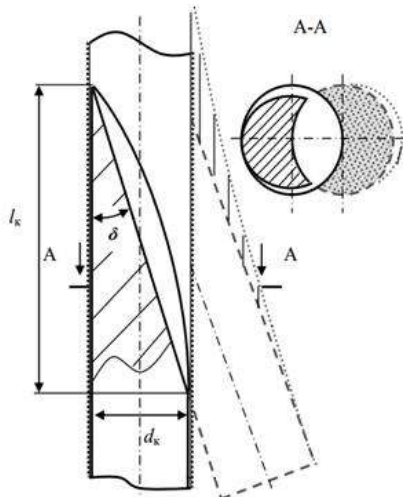


Рис. 1 Схема отклонения скважины от клинового отклонителя

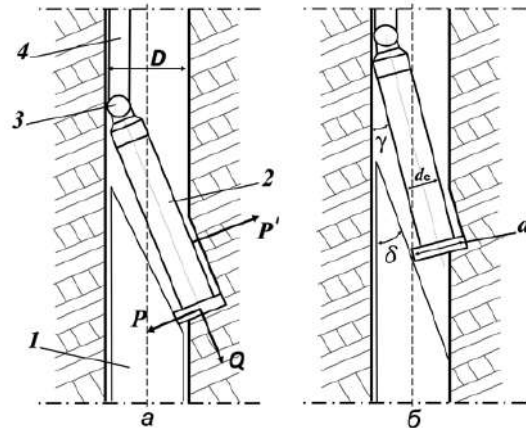


Рис. 2 Отбуривание дополнительного ствола с помощью стационарного клина: а – взаимодействие отбурочного снаряда со стенкой скважины и желобом клина; б – к схеме расчета рациональной длины отбурочного снаряда; 1 – клин; 2 – отбурочный снаряд; 3 – шарнирный переходник; 4 – бурильные трубы

Угол скоса ложки клина выбирают в пределах 1 – 4 град в зависимости от твердости горных пород. Меньшее значение угла скоса соответствует более твердой горной породе. Длина ложка клина составляет порядка 1,5 – 3 м. При этом среднее отклонение при использовании стационарных клиньев составляет 1 – 2 град. за 1 цикл искривления [1].

Расчет на предотвращение обрыва колонны бурильных труб. Максимальное, с точки зрения прочности колонны бурильных труб, допустимое искривление скважины при применении клина определяется из выражения [4]:

$$\Delta \theta_{\max} = \frac{115[\sigma_{\text{изз}}]l_k}{d_m E}, \quad (2)$$

где $\Delta \theta_{\max}$ – максимальный угол пространственного искривления за цикл, град; $[\sigma_{\text{изз}}]$ – предел прочности материала бурильных труб на изгиб, кгс/м²; l_k – длина желоба клина, м; d_m – наружный диаметр бурильных труб, м; E – модуль упругости материала бурильных труб, кгс/м².

Угол отклонения скважины будет равен углу скоса клина только в случае, если:

$$l \leq \frac{D}{\sin \delta}, \quad (3)$$

где l – длина отбурочного снаряда, м; D – диаметр основного ствола, м; δ – угол скоса клина, град.

При несовпадении неравенства (3) отклонение скважины будет меньше угла скоса клина и составит:

$$\varphi = \arcsin \frac{\delta}{\Gamma}. \quad (4)$$

Для того чтобы при бурении дополнительного ствола не происходило обрывов колонны бурильных труб, необходимо, чтобы соблюдалось условие:

$$\delta \leq \Delta\theta_{\max}, \quad (5)$$

или

$$\varphi \leq \Delta\theta_{\max}. \quad (6)$$

Расчет на предотвращение «зарезки» ложка клина. Данное осложнение возникает вследствие дополнительной силы P , действующей перпендикулярно продольной оси желоба, возникающей за счет взаимодействия отбурочного снаряда со стенкой отбуриваемого ствола в процессе его углубки (рис. 2) [1].

Для того чтобы сила P отсутствовала должно соблюдаться следующее условие [4]:

$$l = \frac{D+d-2d_c}{\sin^2 \delta}, \quad (7)$$

где d – диаметр дополнительного ствола, м; d_c – диаметр колонковой трубы отбурочного снаряда, м.

Расчет срезных штифтов. Срезные штифты, которыми крепятся между собой клин и установочный патрубок (отбурочный снаряд), срезаются при установке клина в скважину под действием осевого усилия P_{oc} . Диаметр срезных штифтов $d_{ш}$ можно определить по зависимости [3]:

$$d_{ш} = 2 \sqrt{\frac{P_{oc}}{\pi \sigma_{cp}}}, \quad (8)$$

где σ_{cp} – предел прочности стали штифта на срез, Па.

На основании приведенной информации можно сделать вывод о том, что расчет стационарных клиньев является сложным и обязательным этапом их конструирования. При этом особенное значение следует уделить расчету клиньев для условий работы при бурении снарядами со съёмными керноприёмниками, у которых имеется ограничение по интенсивности искривления (0,2 – 0,3 град/м [2]).

Литература

1. Кривошеев В.В. Направленное и многозабойное бурение скважин с основами кернометрии. Учебное пособие. – Томск: ТПИ, 1984. – 84 с.
2. Морозов Ю.Т., Васильев Н.И., Подоляк А.В. Направленное бурение геологоразведочных скважин. – СПб.: ЛЕМА, 2015. – 374 с.
3. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии //Учебник. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 336 с.
4. Рязанов В.И. Исследование технических средств направленного бурения геологоразведочных скважин с целью выработки рекомендаций по их применению и усовершенствованию: Дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 1974. – 234 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ОБРАЗЦОВ ЭЛАСТОМЕРА ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ИМИТАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ Р.Э. Щербаков

Научный руководитель - старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Винтовые забойные двигатели уже не первое десятилетие доказывают свою эффективность в направлении решения задач бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Основные параметры винтовых забойных двигателей, такие как ресурс и межремонтный период, определяются конструкцией двигательной секции. Несмотря на достигаемые высокие технико-экономические показатели, недостатком данного типа двигателей является быстрый износ двигательной секции, реальная наработка двигателя составляет до 250 часов относительно расчетной в 400-500 часов [1-3].

Режим работы, свойства и состав бурового раствора определяют различные виды износа рабочих поверхностей ротора и статора. Анализ изношенных деталей рабочих органов демонстрирует сочетание не одного, а нескольких видов износа. Главным образом нарушение работоспособности двигателя связано с износом эластомерной обкладки статора [2, 4-5].

Эластомеру как техническому материалу необходимо иметь низкую газо- и водонепроницаемость, химическую стойкость. Однако большинство эластомеров способны впитывать в себя газы и легкие агрессивные жидкости, что впоследствии приводит к «кессонному эффекту». Типичными изменениями, которым подвергаются эластомеры под воздействием агрессивных рабочих агентов, являются: разбухание; усадка; затвердевание; размягчение [3-5].

Кроме того, забойная температура является фактором, ограничивающим эксплуатацию двигателя. Серийные отечественные двигатели рассчитаны на длительную работу при забойной температуре до 100 °С. При повышении температуры резины ИРП-1226, используемой в большинстве отечественных двигателей, происходят необратимые изменения механических свойств эластомера, которые приводят к повышенному износу эластомерной обкладки статора, снижению рабочих характеристик и скорому выходу из строя рабочей секции винтового забойного двигателя [6-7].

Ввиду обозначенных проблем на базе кафедры «Бурения скважин» томского политехнического университета в течении нескольких лет ведутся экспериментальные исследования по оценке износостойкости образцов резины ИРП-1226. В рамках исследований образцы эластомерной обкладки подвергаются воздействию в различных агрессивных жидкостях градиента температур 25-80°C, создаваемого в сушильном шкафу, что имитирует спуск винтового забойного двигателя в скважину. Условия износа обкладки ротором двигателя создаются в специальном цилиндрическом стакане, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец (см. рис. 2). После установки и фиксации образца, стакан наполняется дисперсионной средой бурового раствора.



Рис. 1 Сушильный шкаф

Абразивное воздействие на образец создается с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2x25 мм (см. рис. 3). Выбор инструмента сделан с целью ускорения процесса эксперимента до полного износа образца. В качестве привода экспериментального стенда используется вертикальный сверлильный станок. Частота вращения равна 180 об/мин. Нагрузка на инструмент создается с помощью навески грузов на штурвал станка и составляет 2 кг.

В качестве реперной точки исследований были выбраны испытания разрушения образцов эластомера в водной среде (результаты исследований приведены в таблице 1). В ходе предыдущих экспериментов выявлено, что растворы солей упрочняют материал эластомера, что приводит к повышению износостойкости резины. Следующая серия испытаний проводилась с предварительной выдержкой образцов эластомера в растворе различных солей (хлорид бария, хлорид калия, хлорид натрия, хлорид кальция) в течении 15 суток. Абразивное воздействие на образец создавалось в среде глинистого бурового раствора. Результаты испытаний по оценке износостойкости образцов резины ИРП-1226, предварительно выдержанных в растворе различных солей, приведены в таблице 2.



Рис. 2 Цилиндрический стакан для исследований:
1 – стакан, 2 – крышка-зажим



Рис. 3 Инструмент для абразивного воздействия на образец

Таблица 1

Результаты эксперимента по оценке времени износа образцов эластомеров в водной среде после имитации спускоподъемной операции

| Дисперсионная среда | Масса, г | Диаметр, мм | Время износа, сек. | Среднее время износа, сек |
|---------------------|----------|-------------|--------------------|---------------------------|
| Нефть | 25,504 | 41,59 | 205 | 227 |
| | 25,149 | 41,14 | 262 | |
| | 25,201 | 41,12 | 215 | |
| Соляной раствор | 20,088 | 41,54 | 82 | 77 |
| | 20,57 | 41,51 | 70 | |
| | 20,618 | 41,16 | 78 | |
| Дизельное топливо | 20,302 | 40,91 | 240 | 245 |
| | 21,594 | 40,97 | 220 | |
| | 21,398 | 40,62 | 278 | |
| Вода | 22,406 | 41,38 | 110 | 116 |
| | 20,43 | 41,21 | 98 | |
| | 24,017 | 41,32 | 140 | |

Таблица 2

Результаты эксперимента по оценке времени износа образцов эластомеров, предварительно выдержанных в растворе различных солей, после имитации спускоподъемной операции

| Тип соли | Дисперсионная среда | Время износа, сек. |
|----------------|---------------------|--------------------|
| Хлорид бария | Нефть | 250 |
| | Соляной раствор | 296 |
| | Дизельное топливо | 250 |
| | Вода | 232 |
| Хлорид калия | Нефть | 253 |
| | Соляной раствор | 305 |
| | Дизельное топливо | 254 |
| | Вода | 241 |
| Хлорид натрия | Нефть | 290 |
| | Соляной раствор | 302 |
| | Дизельное топливо | 265 |
| | Вода | 275 |
| Хлорид кальция | Нефть | 284 |
| | Соляной раствор | 305 |
| | Дизельное топливо | 269 |
| | Вода | 268 |

Обработка и анализ полученных данных позволили выявить следующие закономерности. Наиболее износостойкими оказались образцы, предварительно выдержанные в растворе хлорида натрия, хлорида кальция. Таким образом, подтверждается актуальность предварительной обработки материала эластомера растворами различных солей с целью повышения износостойкости образцов для увеличения долговечности статора в целом.

Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 470 с
2. Кортаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: дис. ... доктора технических наук: 05.02.08 / Кортаев Юрий Арсеньевич. – Пермь, 2003. – 386 с.
3. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
4. Балденко Д.Ф., Кортаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>.
5. Голдобин Д.А., Кортаев Ю.А. Особенности конструкции и технологии изготовления статоров винтовых забойных двигателей ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», армированных стальной тонкостенной винтовой оболочкой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – № 11. – С. 2 – 4.
6. Фуфачев О.И., Голдобин Д.А. Новые конструкции статоров винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» // Бурение и нефть. – 2010. – №6. – С.50–55.
7. Резиновые смеси по ТУ 2512-046-00152081-2003 [Электронный ресурс]// Режим доступа: <http://meda-group.ru/catalog/15/74>

С е к ц и я 16

**ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫБРОСООПАСНОЙ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

А.Р. Айтпаева

Научный руководитель - доктор PhD Н. Хуанган

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Изучение газоносного угольного вещества на молекулярном и над молекулярными уровнями позволило установить взаимосвязь указанных уровней строения вещества угля с макроскопическими свойствами строения угля и газодинамическим состоянием опасных по внезапным выбросам угольных пластов и на этой основе разработать и внедрить новые способы прогноза и предотвращения опасных газодинамических явлений.

Известно, что в условиях сильных отклонений термодинамических систем от состояния равновесия под действием потоков энергии и вещества возможно образование качественно новых, диссипативных структур, которые по своим свойствам значительно отличаются от первоначального вещества. [1]

В зоне тектонических нарушений угольного пласта, подверженного интенсивному воздействию со стороны сил горного и газового давления, возможно спонтанное образование диссипативной термодинамической структуры.

Действительно, развитие процесса разрушения горных пород оказывает заметное воздействие на перераспределение метана в угольных пластах. Выбросоопасные зоны угольных пластов имеют газопроницаемость в несколько раз ниже, чем неопасные зоны, так как трещинообразование в угольном пласте приводит к повышению пустотности угля. С увеличением пустотности давление газа снижается. Под действием образовавшегося градиента давления газ мигрирует в нарушенную зону, что приводит к движению потока мелкодисперсных частиц угля через трещиновато-пористую среду. В процессе механической суффозии часть частиц закупоривает тупиковые поры и трещины, а также транспортные каналы, размеры которых соизмеримы с размерами частиц, т.е. происходит процесс коагуляции трещиноватой среды, что приводит к снижению газопроницаемости и способствует сохранению газа в нарушенных углях.

Такое обобщение позволяет по-новому взглянуть на причины формирования внезапных выбросов угля и газа и сформулировать их в условиях образования и устойчивости диссипативных структур. [2]

Механизм формирования выбросоопасной газодинамической зоны базируется на следующих закономерностях процессов в горном массиве:

- фильтрации газа в тектонически нарушенных углях;
- механической суффозии в тектонически нарушенных углях;
- изменения фильтрационных параметров угольного пласта под влиянием механической суффозии;
- изменения газового давления в зоне влияния горной выработки;
- изменения давления свободного газа в зонах пониженных напряжений угольного пласта;
- переноса газа в зонах пониженных напряжений.

Рассмотрим закономерности выделенных процессов с использованием фундаментальных законов физики.

Фильтрация газа в тектонически нарушенных углях.

Вследствие слоистости и неоднородности массивов горных пород под влиянием тектонических и других процессов в них возникают различным образом ориентированные поверхности разрыва сплошности. Такими поверхностями являются дизъюнктивные нарушения, контакты между слоями, контакты между литологическими разностями изверженных пород и трещины различного происхождения.

Анализ условий возникновения выбросоопасных ситуаций показывает, что 70 % опасных участков связано с дизъюнктивными нарушениями, из них 13 % приурочено к плоскостям смесителей дизъюнктивов и 57 % — к областям, располагающимся ниже плоскостей смесителей дизъюнктивов; 26 % опасных участков связано с крупными пликативными нарушениями типа закрытых антиклинальных складок, из них 17 % к этим нарушениям приурочено непосредственно, а 9 % располагается ниже оси антиклинальных складок. С дизъюнктивными и крупными пликативными нарушениями типа закрытых антиклинальных складок связано 96 % опасных участков, на которых произошло 76 % всех выбросов. Эти участки располагаются ниже смесителей дизъюнктивов и антиклинальных складок. [4]

Таким образом, анализ внезапных выбросов угля и газа свидетельствует о зональности их проявления. Размеры газодинамических зон на шахтопластах имеют линейно вытянутую форму и разные размеры. По простиранию пласта протяженность газодинамических зон изменяется от 250 до 1250 м. По падению пласта размеры зон составляют 75-125 м.

Современное проявление горизонтальных движений угленосной толщи сопровождается неравномерным преобразованием пород, в результате чего в отдельных участках угольного месторождения

формируются локальные зоны повышенной хрупкости, большей пористости, меньшей прочности, повышенных неравнокомпонентных напряжений, аномально высокого давления. Конечный эффект деформации — разрушение массива. Угольные пласты в сравнении с вмещающими породами менее прочны, поэтому они более нарушены. Участки пластов, где происходят внезапные выбросы угля и газа, и особенно места, к которым приурочены эти динамические явления, обязательно слагаются нарушенными типами углей. Особенностью строения таких углей является то, что массив складывается из отдельных мелких зерен угля, между которыми располагается угольная мука. По классификации это угли III-V типов.

Принадлежность опасных участков к тектоническим нарушениям можно объяснить условиями миграции газа в угленосной толще, подверженной горизонтальному сжатию.

Многими исследователями установлено, что перенос газа в угленосной толще определяется закономерностями газовой динамики. Движение газа в массиве горных пород происходит в виде диффузии и фильтрации.

Доказано, что трещинообразование горного массива в зоне тектонических нарушений повышает пустотность в несколько раз. Образовавшийся градиент давления определяет фильтрационный режим движения газа в нарушенной зоне. При движении газа в пористой среде возникают поля микроскоростей и микронапряжений, зависящие от геометрии порового пространства.

Для построения математической модели, описывающей движение газа из массива в нарушенную зону, использовано значение газоносности массива. Образование метана в период накопления торфяника и постепенного погребения его под (наносы последующих отложений происходило при температурах 150- 300°С, когда сорбционная способность углей была близка к нулю. В дальнейшем в процессе инверсии и понижения температуры часть метана сорбировалась углем, а часть оставалась в свободном состоянии как в трещинах и микро-порах угля, так и в коллекторах вмещающих пород. [4]

При определенных термодинамических условиях газ мог перейти в гидратную фазу. Гидраты, образовавшиеся в мелкопористой среде, могли сохраниться в метастабильном состоянии даже при повышении температуры. Этому способствовали интенсивные восходящие потоки газов из нижележащих горизонтов.

В выбросоопасных угольных пластах поверхность массива складывается из кусочков углей различной формы. Между этими кусочками находятся тонкая угольная мелочь, зернистый или землистый уголь (тонкая угольная мука). Разгрузка угля от горного давления сопровождается быстрым раскрытием трещин, развивающихся по типу срастания пор. В результате появления свободных поверхностей происходят дегазация и вынос газовым потоком части высокодисперсных компонентов (суффозия или фильтрационная дисперсия).

При построении модели двухфазной сжимаемой сплошной среды с тонкодиспергированными включениями твердых частиц будем рассматривать поток взвешенного слоя как сплошную среду с учетом относительного межфазового скольжения. Влияние стенок поровых каналов на движение взвешенного слоя опишем с помощью механизма трения вязкой среды, движущейся в ламинарном или турбулентном режимах.

Для составления математической модели суффозии приняты следующие предпосылки:

- будем считать несущую сжимаемую среду (газ) идеальной средой неизменного состава, не имеющей вязкости; однако при взаимодействии частиц с этой средой возникает сопротивление, пропорциональное квадрату разности скоростей несущей среды и частицы;
- частицы примесей не взаимодействуют между собой, а их сопротивление в потоке отождествляется с сопротивлением сферических частиц при помощи подбора эквивалентного диаметра;
- при известном законе распределения частиц по размерам будет считать, что частицы распределяются по группам одного среднего размера;
- отсутствует массообмен между компонентами смеси.

Имеющиеся математические модели двухфазной сжимаемой сплошной

среды с тонкодиспергированным включением твердых или жидких частиц строятся по-разному. [3]

Литература

1. Есполова Р.С. Прогноз устойчивости углевмещающих пород в горных выработках на основе построения литолого-фациальных и геолого-структурных карт шахтных полей (на примере шахты «Казахстанская»). Основные направления научно-технического прогресса при поисках и разведке твердых горючих полезных ископаемых // Тезисы докладов 8 Всесоюзного угольного совещания. — Ростов на Дону: Центральное правление НТГО, 1986. - Ч. 1. — С. 93-94.
2. Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля и газа. - Караганда: КазНИИБГП, 1995. - 177 с.
3. Константинова А. Г. Сейсмоакустические исследования предвыбросных разрушений угольных пластов. — М.: Наука, 1977. — 132 с.
4. Демин В.Ф., Исабеков Е.Т., Баяжан Е., Сатмаганбетова Е.А. Методы прогнозирования внезапных выбросов угля и газа на угольных пластах // Тезисы докл. Межвузовской студенческой научной конференции «Студент и научно-технический прогресс». — Караганда: КарГТУ, 2008. - Ч. 1. - С. 75 – 76.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВИНТОВЫХ И ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ

А.А. Баранов

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной статье рассмотрены достоинства и недостатки винтовых компрессоров. Приведены и проанализированы преимущества винтовых компрессоров по сравнению с поршневыми установками. Так же были описаны исключительные условия, при которых переход от поршневых компрессоров к винтовым производить не целесообразно.

Ключевые слова: винтовой компрессор, винтовая пара, поршневой компрессор, дожимная компрессорная установка (ДКУ)

Введение. В настоящее время сжатый воздух является одним из самых дорогих энергетических ресурсов на любом предприятии — поэтому компрессорное оборудование, позволяющее оптимизировать затраты на его производство, востребовано во всём мире. Винтовые компрессоры стали активно внедряться на производства сравнительно недавно, заменив на предприятиях устаревшие шумные и энергоёмкие поршневые установки. Спрос на них растёт и в России. При покупке компрессорного оборудования, в первую очередь обращают внимание на винтовые компрессоры, при том, что стоят они на 40–60 % дороже, чем поршневые установки.

Компрессоры винтового типа построены на принципе соединения двух роторов, которые делают вращательные движения в разных направлениях. Они закрепляются на специальном корпусе с асимметричным профилем. Основной задачей устройства является сжатие воздуха, которое происходит с помощью винтовой пары, роторов и корпусных стенок. После достижения оптимального давления воздух обрабатывается посредством сжатия, всасывания и выпуска. [2].

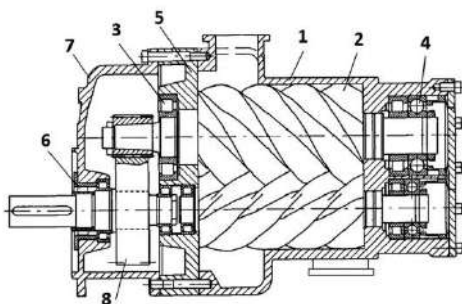


Рис. 1 Устройство винтового компрессора

1 – корпус, 2 – роторная пара, 3 – роликоподшипник, 4 – шарикоподшипник, 5 – корпус подшипника, 6 – уплотнение, 7 – фланец, 8 – редуктор [6].

Винтовые компрессоры получили широкое распространение в нефтегазовой отрасли. Например, одной из областей их применения является эксплуатация на ДКУ. Благодаря наличию золотникового клапана, существует возможность регулирования производительность ДКУ [3].

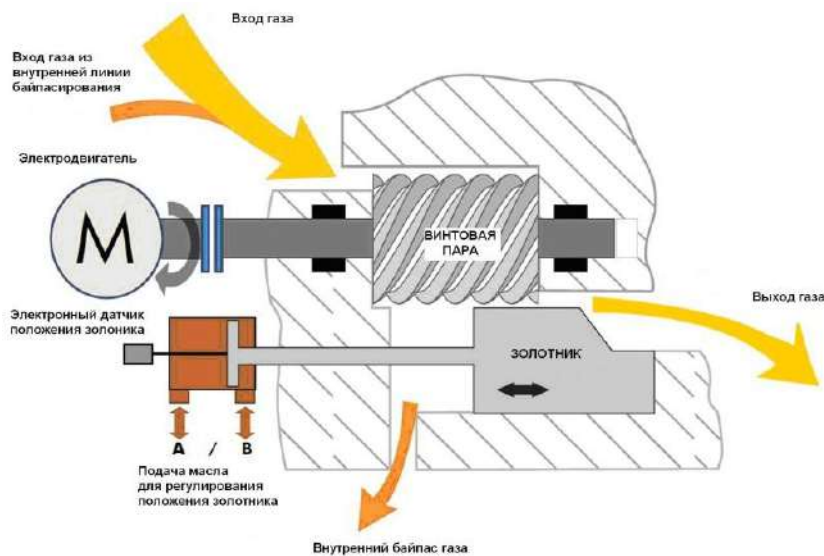


Рис. 2 Регулирование производительности ДКУ через золотниковый клапан компрессора

Здесь положение золотника «А» соответствует максимальной производительности, положение «В» – минимальной производительности. Таким образом, конструкция винтовых компрессоров позволяет осуществлять плавное регулирование производительности в пределах от 10% до 100%

По сравнению с поршневыми установками винтовые компрессоры имеют следующие преимущества:

Благодаря небольшой площади соприкасающихся поверхностей снижается трение в винтовом блоке. Отсутствие необходимости преобразования вращательного движения двигателя в возвратно-поступательное движение поршней, а также меньший коэффициент трения существенно повышают КПД винтового компрессора. [4].

В конструкции винтового компрессора используется минимальное количество трущихся деталей. Зазоры между винтами заполнены маслом, за счет чего трение полностью исчезает. Таким образом, срок службы винтовой пары как элемента на порядок выше цилиндра поршневой группы в силу технологических особенностей. [5].

Винтовой блок обеспечивает плавное снижение скорости вращения, в результате чего количество производимого сжатого воздуха уменьшается без возникновения в системе скачков давления, характерных для поршневых установок в случае замедления движения поршня. Помимо повышения эффективности работы пневматического оборудования, данный эффект позволяет снизить объем ресивера.

Большинство современных винтовых компрессоров оснащены специальными системами автоматизации, позволяющими поддерживать заданные режимы работы без участия оператора, а также дающими возможность объединять несколько агрегатов в единую сеть, повышая эффективность расходования ресурсов.

Большинство винтовых компрессоров мощностью до 250 кВт имеют воздушную систему охлаждения, что освобождает предприятие от необходимости решать вопрос о подводе и утилизации технологической воды, циркулирующей в системе водяного охлаждения, либо об установке оборудования для обратного водоснабжения. [4].

С внедрением винтовых компрессоров предприятия получают возможность децентрализации компрессорных станций, поскольку такое оборудование имеет меньшие габариты, невысокий уровень шума, низкие вибрации и не требует наличия специального фундамента. [1].

К недостаткам винтовых компрессоров можно отнести

Более сложная конструкция и цена производства, чем у поршневых агрегатов. Запчасти для винтовых компрессоров также стоят дороже.

Система воздушного охлаждения предполагает необходимость отвода горячего воздуха после его выхода из системы охлаждения. Конечно, предприятие получает возможность использовать побочное тепло для отопления, однако это тоже требует определенных затрат на соответствующее оснащение системы.

Винтовые агрегаты нельзя использовать для работы с агрессивными газами. Кроме того, винтовой блок подвергается повышенному износу в случае, если компрессор используется в помещении с повышенной запыленностью.

Винтовые компрессоры требуют постоянной и эффективной работы системы маслоотделения. Некоторые модели компрессоров при повышении расхода воздуха, влекущем за собой снижение давления в системе, начинают пропускать в пневмосети большее количество масла.

Исходя из вышеописанных недостатков, можно сделать вывод о существовании некоторых условий, при которых поршневые компрессоры будут выигрывать по своим характеристикам.

От винтовых установок следует отказаться в случаях:

Когда требуется малая производительность, при которой они превосходят компрессоры винтовые.

Когда возможны большие перепады в потреблении сжатого воздуха. Промышленные компрессоры поршневые отлично работают в повторно-кратковременном режиме, обеспечивая экономичность в сравнении с компрессорами винтовыми.

В неблагоприятных условиях, например, при больших колебаниях температуры, поршневые компрессоры обеспечивают более длительный срок службы и нуждаются в меньших затратах на обслуживание.

Когда компрессорные установки используются для сжатия агрессивных газов.

Во всех остальных случаях, эксплуатация компрессоров винтового типа является более рациональной.

Подводя итог можно отметить, что винтовой компрессор отличается повышенной надежностью и имеет больший ресурс работы и интервалы между регламентным обслуживанием, чем его поршневой аналог. Это более экономичное с точки зрения потребления ресурсов оборудование. И хотя в момент приобретения поршневой компрессор значительно выигрывает в цене, в процессе эксплуатации он может обходиться существенно дороже.

Литература

1. Зубарев А.М., Кузин И.А., Хабибова Н.З. Сравнительный анализ эффективности применения винтовых компрессоров // Успехи в химии и химической технологии – Москва, 2016. – С. 94 – 95.
2. Михайлов А.К., Ворошилов В.П. Компрессорные машины - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 290 с.
3. Пластинин П.И. Поршневые компрессоры. – Том 1. Теория и расчет 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Колосс, 2008. - 711 с.
4. Сакун И.А. Винтовые компрессоры – Л.: Машиностроение, 1970. - 400с.
5. Хедер В. Большой насос и большой компрессор – М.: Гостехиздат, 1932., 196 с.
6. Официальный сайт производителя [Электронный ресурс]. – URL: [http://mayekawa.ru/presentations/].

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВИНТОВЫХ И ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ

И.С. Боюн

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во всех компрессорах используется такой важный элемент, как уплотнение. Они бывают разных видов, такие как радиально-щелевые уплотнения с плавающими кольцами, гидростатические уплотнения, торцовые уплотнения с масляным затвором, но на данный момент самым совершенным уплотнением считается сухое газодинамическое уплотнение.

На данный момент фирмы-производители сухих уплотнений не публикуют алгоритмы расчета газодинамических параметров СГУ. В данной статье был составлен алгоритм расчета распределения давления газа вдоль радиуса в зазоре уплотнительной пары СГУ на примере уплотнения компании John Crane и компрессоре 5RSA.

Исходные данные для своих расчетов были взяты с Мыльджинского месторождения. Расчеты проводятся в программной среде MathCAD.

Распределение давления вдоль радиуса может быть найдено из решения системы основных уравнений движения вязкого газа с учетом принятых допущений численным методом. Например, в [1] предлагается следующие дифференциальное уравнение изменения давления p по радиусу r :

$$\frac{dp_r}{dr} = -\lambda_{sp} \cdot A \cdot \frac{A_0 + A_1 \cdot \lambda_n + A_2 \cdot \lambda_n^2}{B_0 + B_1 \cdot \lambda_n + B_2 \cdot \lambda_n^2} \cdot r_r + \frac{v_{sp}^2 (\alpha + \beta \cdot v_{sp}^2 + \alpha^2 \cdot \lambda_n)}{2(B_0 + B_1 \cdot \lambda_n + B_2 \cdot \lambda_n^2 \cdot \ln \frac{R_{rsp}}{R_{rb}})} \cdot \frac{p_{rsp} - 1}{r_r \cdot p_p} \quad (1)$$

Данное уравнение рекомендуется решать со следующими граничными условиями: $p_p = 1$, $r_r = 1$, $p_p = p_{rsp}$, $r_r = R_{rsp}$.

Решение уравнения (1) приведем в таблице 1

Таблица 1

Результаты расчета изменения давления по радиусу

| R.B/R.H | Изменение давления |
|---------|--------------------|
| 1,0000 | 1,0000 |
| 0,9889 | 1,0185 |
| 0,9779 | 1,0368 |
| 0,9668 | 1,0551 |
| 0,9558 | 1,0733 |
| 0,9447 | 1,0913 |
| 0,9337 | 1,1093 |
| 0,9226 | 1,1271 |
| 0,9116 | 1,1447 |
| 0,9005 | 1,1622 |
| 0,8895 | 1,1796 |
| 0,8784 | 1,1968 |
| 0,8674 | 1,2138 |
| 0,8563 | 1,2307 |
| 0,8453 | 1,2474 |
| 0,8342 | 1,2639 |
| 0,8232 | 1,2802 |
| 0,8121 | 1,2963 |
| 0,8011 | 1,3121 |
| 0,7900 | 1,3278 |
| 0,7788 | 1,2660 |
| 0,7276 | 1,1981 |
| 0,6933 | 1,1228 |
| 0,6611 | 1,0380 |
| 0,6289 | 0,9408 |
| 0,8967 | 0,8262 |
| 0,5644 | 0,6848 |
| 0,5322 | 0,4926 |
| 0,5000 | 0,0480 |

Для наглядного понимания построим график изменения давления по радиусу. Из рис. 1 видно, что наибольшее давление действует на торцы при 79 мм. Эта та область на которой заканчивается канавка.

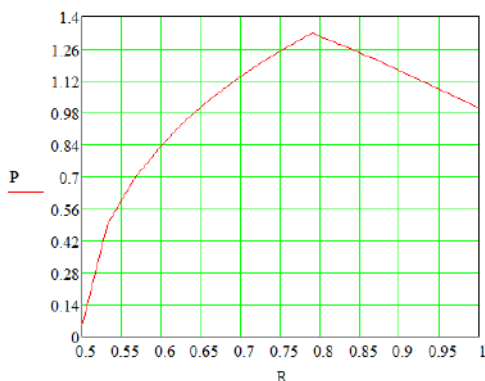


Рис. 1 График изменения давления по радиусу

Результатом расчета стало создание программы для вычисления СГУ в среде MathCad. В ходе работы были определен один из параметров сухого газодинамического уплотнения, а именно распределение давления газа вдоль радиуса в зазоре уплотнительной пары. В дальнейшем с помощью данной программы можно рассчитать любое газодинамическое уплотнение.

Литература

1. Блох.Х. 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. Ден Г.Н. Термогазодинамика сухих торцевых газовых уплотнений роторов турбомашин. – Владивосток: Дальрыбвтуз, 2003. – 290 с.
3. Максимов В.А., Баткис Г.С. Трибология подшипников и уплотнений жидкостного трения высокоскоростных турбомашин. Казань: Фэн, 1998. – 428 с.
4. Пешти Ю.В. Газовая смазка / Пешти Ю.В. - М.: МГТУ, 1993. - 381с.
5. Пешти Ю.В. Газовая смазка / Пешти Ю.В. - М.: МГТУ, 1993. - 381с.

РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЗАКЛАДОЧНЫХ РАБОТ ДЛЯ УСЛОВИЙ АО «САФЬЯНОВСКАЯ МЕДЬ»

И.А. Бучнев

Научный руководитель - доцент А.В. Красавин
Технический университет УГМК, г. Верхняя Пышма, Россия

В настоящее время большая часть медноколчеданных месторождений обрабатывается системами разработки с твердеющей закладкой выработанного пространства. Преимущество таких систем очевидно – полнота выемки руды [3]. Однако складывается ситуация, что большее количество добытой рудной массы не соизмеримо с высокими эксплуатационными затратами на очистные работы [1]. Это связано, прежде всего, с ростом себестоимости формирования твердеющего массива и снижением товарной ценности добытой руды [2].

Освоение Сафьяновского медноколчеданного месторождения осуществляется технологией с применением камерной системы разработки с твердеющей закладкой. Несомненным ее достоинством является полнота извлечения руд при обеспечении сохранности земной поверхности. Основным недостатком вышеуказанной системы разработки является высокий уровень ресурсоемкости добычи, поэтому применение ее, особенно на участках с низким содержанием полезного компонента, приводит к снижению экономической эффективности освоения недр. В связи с этим возникает вопрос возможного снижения себестоимости закладочных работ без ухудшения показателей эффективности освоения недр.

Повышение экономической эффективности очистных работ возможно за счет снижения или полного исключения из производства высокзатратных твердеющих смесей при освоении Сафьяновского медноколчеданного месторождения путем инъекционного упрочнения закладочного массива.

Проведенными исследованиями установлено влияние угла наклона камеры на величину бокового давления, а также высоты камеры и глубины ведения горных работ на ширину упрочненного слоя закладочного массива (рис.1).

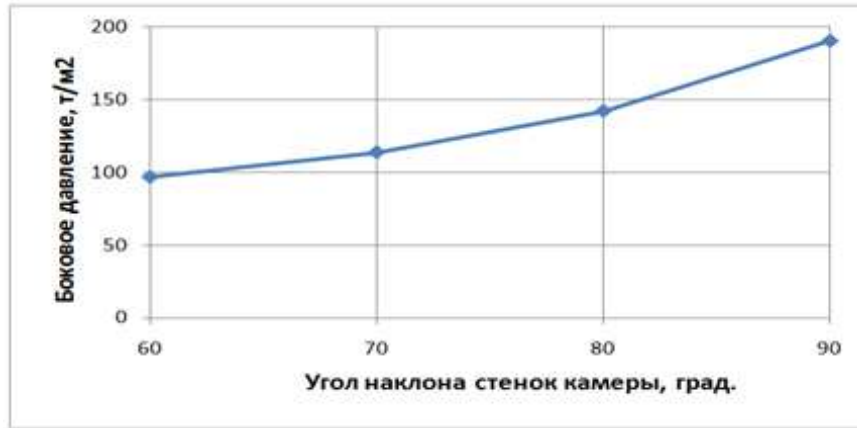


Рис. 1 Зависимость бокового давления сыпучей закладки от угла наклона камеры

Расчеты показали, что уменьшение угла наклона камеры ведет к снижению бокового давления оказываемой породной закладкой. Боковое давление при принятом оптимальном угле 80° (по предельному пролету обнажения рудного массива) не превышает 1,5 МПа. Таким образом, прочность инъектируемого слоя (упрочненного слоя) необходимо и достаточно создать 1,5 МПа.

Аналитическими расчетами получена необходимая ширина упрочненного слоя (при заданной прочности 1,5 МПа) при различной глубине и ширине камеры (рис 2). Средняя ширина слоя в условиях Сафьяновского месторождения составила 3-5 м.

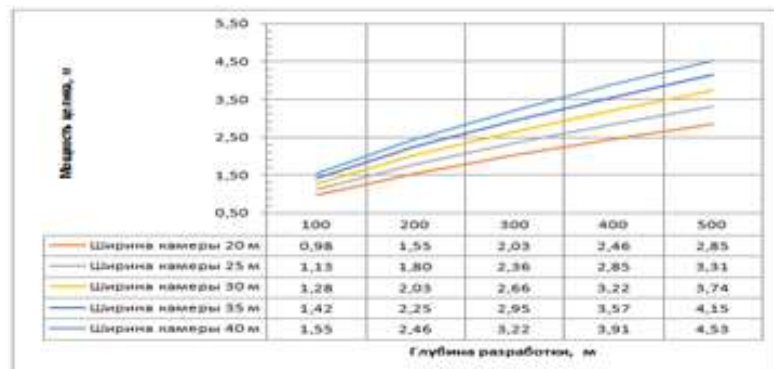


Рис. 2 Зависимости толщины упрочненного слоя от глубины разработки и высоты камеры

Результаты геомеханических исследований указывают на то, что сжимающие, растягивающие и сдвиговые напряжения, возникающие в упрочненном слое, создаваемые под действием породной закладки, не превышают заданных пределов прочности (рис.3).

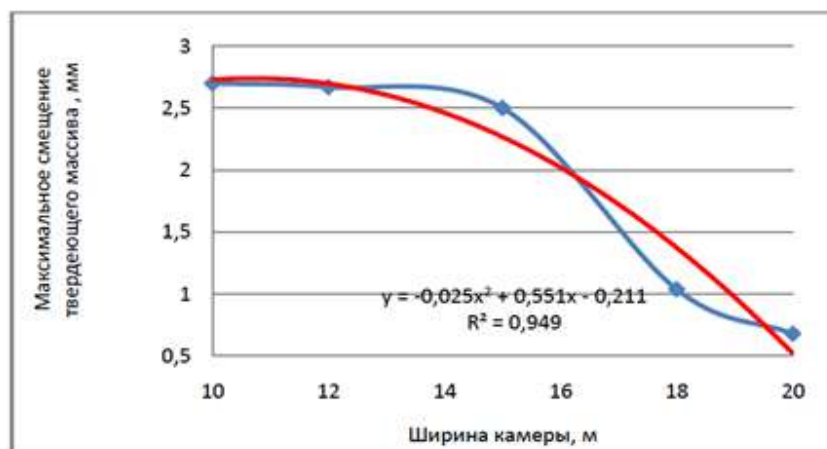


Рис. 3 Зависимость максимальных смещений упрочненного слоя при различных значениях ширины камеры

Данный факт означает, что упрочненный слой будет находиться в устойчивом состоянии, и не разрушится, что обеспечит безопасность ведения горных работ при извлечении запасов смежной камеры.

Нагнетание раствора в сыпучие среды представляет собой довольно сложное явление и зависит от ряда факторов, включающих свойства среды и раствора, кинематических и динамических характеристик потока, технологии производства работ.

Поэтому в качестве основного принят метод лабораторных экспериментов с применением натуральных материалов, позволяющих создавать условия наблюдения отдельных сторон процесса в достаточно надежном виде.

Физическим моделированием, выполненным с использованием пород Сафьяновского месторождения, установлена возможность создания упрочненного слоя с заданными параметрами.

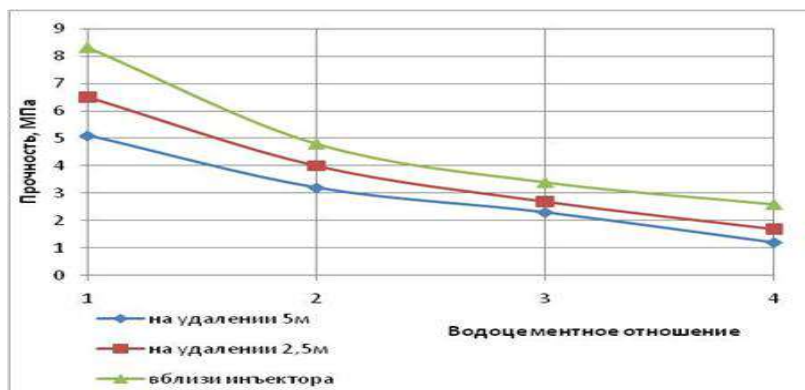


Рис. 4 Изменение прочности массива от водоцементного отношения и расстояния до иньектора

Эксперименты показали, что при испытании всех видов растворов наблюдалось снижение прочности массива по мере удаления от иньектора. обеспечивают необходимую прочность иньектируемого слоя сухой закладки (2 МПа) при необходимом радиусе проникновения 5 м. Для достижения требуемой прочности на удалении от иньектора следует рассматривать увеличение сроков твердения.

Таким образом, предлагаемая технология с иньекционным упрочнением сухого закладочного массива технически осуществима и не вызывает сомнений в ее эффективности.

Литература

1. Вертячих К.С., Хакуре А.М. Аспекты применения закладки в зарубежной и отечественной практике подземной разработке руд // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2002. № 7. С. 88–92.
2. Дьяковский В.Б., Светлаков К.Н., Солдатова О.М., Попова Э.М. и др. Совершенствование закладочных работ в новых экономических условиях // Горный журнал. 2000. № 1. С. 26–28.
3. Цыгалов, М.Н. Разработка месторождений полезных ископаемых с монолитной закладкой / М.Н. Цыгалов, П.Э. Зурков. – М.: Недра, 1970. – 176 с.

ОЦЕНКА УСТАЛОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ КАНАТНОГО ВИБРОИЗОЛЯТОРА

А.А. Вакуров, К.К. Манабаев

Научный руководитель - доцент К.К. Манабаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье представлен расчет усталостной надежности канатного виброизолятора, результат которого представлен в виде картины распределения полей количества выдерживаемых дней работы. За основу для расчета были взяты результаты расчета напряженно-деформированного состояния геометрической модели виброизолятора, полученном от действия циклических нагрузок. Данные о циклических нагрузках взяты с существующих насосных агрегатов. За основу модели был взят существующий виброизолятор V3CA8100-01.

Ключевые слова: канатный виброизолятор, виброизоляция, напряженно-деформированное состояние (НДС), гашение вибраций, виброизолятор.

Постановка задачи

Рассматривалась задача подбора необходимого количества канатных виброизоляторов для насосного агрегата НМ 1250/0,7-260-2.1, обладающего массой 6,73 т, и проведение расчета от действия циклических нагрузок, а также оценка усталостной надежности по полученным результатам.

Для проведения расчета напряженно-деформированного состояния создавалась геометрическая 3D-модель канатного виброизолятора (рисунок 1), которая состоит из верхней 1 и нижней 2 пластин, между которыми навит канат 3. Габаритные размеры виброизолятора 216x130x108 мм. Канат диаметром 13 мм создавался по ГОСТ 2688-80 [1].

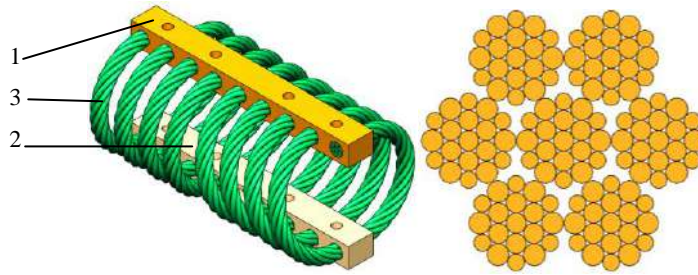


Рис. 1. Геометрическая модель канатного виброизолятора

Расчет в среде программного комплекса ANSYS

Геометрическая модель разбивалась на конечные элементы (рисунок 2) со следующими настройками: величина грани конечного элемента пластин задавалась равной 5 мм, а каната – 2 мм; задавалась настройка предпочтения разбиения на гексаэдры.

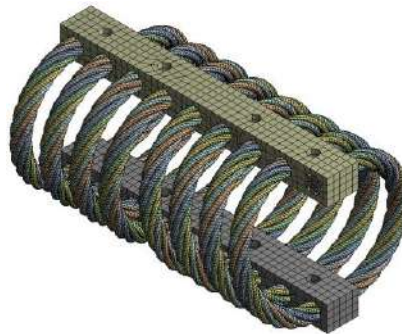


Рис. 2. Конечно-элементная модель канатного виброизолятора

Разрабатывалась схема нагружения виброизолятора (рисунок 3а) с учетом их количества равным 6, и контактной площадью равной 5173,02 мм². Циклические нагрузки задавались согласно графику, представленному на рисунке 3б).

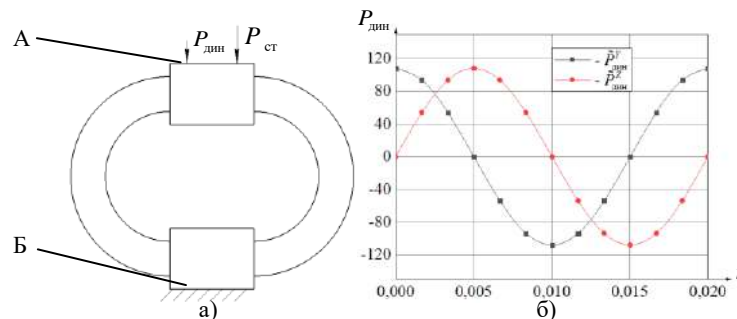


Рис. 3. а) Схема нагружения модели канатного виброизолятора; б) Динамический закон нагружения

Согласно схеме нагружения, представленной на рисунке 3а, к модели прикладывались нагрузки в виде давления от веса агрегата, а также давления, вызванного влиянием динамических сил, к поверхности А и условия фиксированной опоры к поверхности Б (рисунок 4).

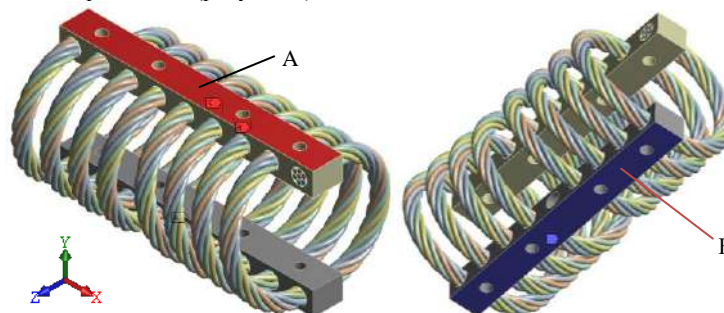


Рис. 4. Нагрузки, прикладываемые к модели

Задавались свойства материалов: для пластин свойства стали 09Г2С, а для каната – ст.20.

Анализ численных результатов

На рисунке 5 представлена картина распределения полей эквивалентных напряжений по критерию Мизеса в момент максимальной нагрузки, действующей на виброизолятор. Согласно характеристикам материала каната, предел выносливости при многоциклового усталости будет $\sigma_{-1} = 225$ МПа. В наиболее нагруженных участках каната: вблизи отверстий напряжения составляют 170 МПа, а в местах изгиба – 100 МПа.

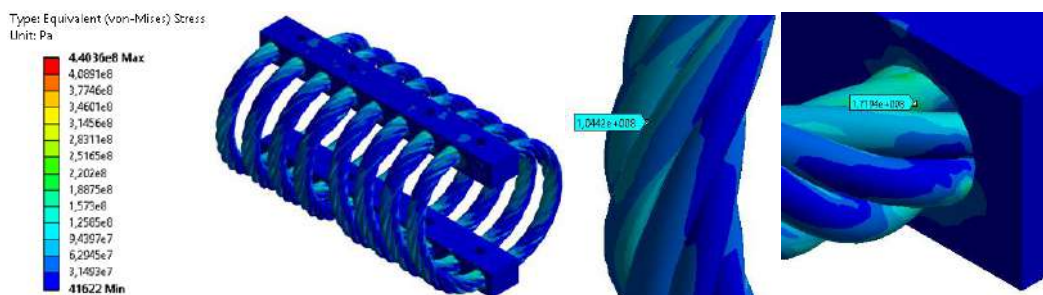


Рис. 5. Картина распределения полей эквивалентных напряжений по критерию Мизеса

На рисунке 6 показана картина распределения полей участков усталостного разрушения. Зоны начала усталостного разрушения каната, расположены вблизи контакта пластин и каната. В среднем усталостное разрушение начнется через 1500 дней.

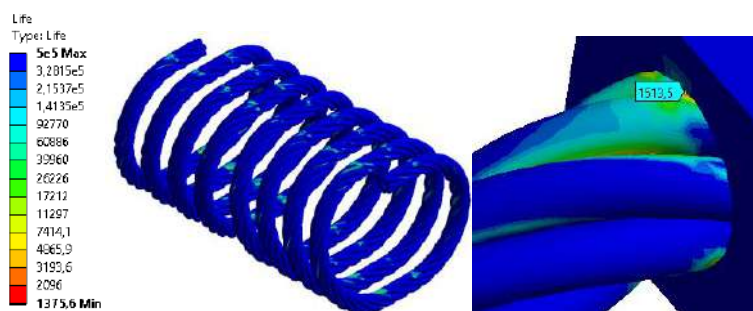


Рис. 6. Картина распределения полей усталостного разрушения по телу каната

Литература

1. Гумеров А.Г., Виброизолирующая компенсирующая система насосно – энергетических агрегатов.–Уфа, 2008. – 328 с.
2. Терентьев В.Ф. Усталостная прочность металлов и сплавов. – Изд-во: Интермет Инжиниринг, 2002. – 288 с.
3. Пат. 2478845 Российская Федерация, МПК F16F 7/14. Канатный виброизолятор / Минасян А.М., Минасян М.А.; заявитель и патентообладатель Санкт-Петербургский государственный морской технический университет – 3 с.
4. ГОСТ 2688-80. Канат двойной свивки типа ЛК-Р конструкции 6х19(1+6+6/6)+1.–Москва: Изд-во стандартов, 1982.–15 с.
5. РД 39-0147103-314-88 Методика расчета и проектирования системы виброизоляции блочной насосной станции (БНС).

**ОБЗОР И АНАЛИЗ ПЕРЕДАЧ С ЗАЦЕПЛЕНИЕМ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ТЕЛ,
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

М.А. Васильев, Т.А. Михеев, Д.В. Беляев, И.Н. Нефедова, Ф.Р. Алиев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Иногда необходимо создавать редукторы, которым нестрашны кратковременные большие перегрузки, когда пиковые значения превышают номинальные на порядок и выше [1]. Такие устройства нашли применение в буровом деле при встрече режущих органов с твердыми телами, в штрековых лебедках угольных шахт при сходе вагонетки с рельсов и т.п. Передача с зацеплением промежуточных тел таких перегрузок не боится, т.е. она, не теряя работоспособности, кратковременно может нагружаться моментом, сильно превышающем его номинальное значение [2].

Согласно [7], передачи с зацеплением промежуточных тел потеснили зубчатые передачи и получили промышленное внедрение в электробурении нефтяных и газовых скважин.

При бурении скважин на больших глубинах привод необходимо располагать у забоя скважины. Изнашивание долота приводит к трудоемким и продолжительным подъемно-спускным операциям бурильной колонны. Наименьшее число подъемно-спускных операций осуществляется при частоте вращения долота в несколько раз меньше той, которую обеспечивают безредукторные электро- и турбобуры. Еще один пример, в зубчатых редукторах оборудования в забое возникают повышенные контактные напряжения на рабочей поверхности зубьев и в подшипниках. Снижение контактных напряжений в зубчатых передачах и подшипниках можно добиться путем разделения энергетических потоков, но в таком случае устройства для деления суммарного крутящего момента оказываются сложными и практически не применяются [7].

Передачи с зацеплением промежуточных тел, применяемые в забойных двигателях в качестве редуктор-вставок в мотор редукторах, по сравнению с зубчатыми редуктор-вставками имеют ряд преимуществ. В силу принципа работы – мощность передается сразу несколькими промежуточными телами, теоретически, примерно половиной из всех промежуточных тел передачи. Передачам с зацеплением промежуточных тел свойственно перераспределение нагрузки между отдельными промежуточными телами [4]. На пример, у синусошариковых передач с помощью продольных прорезей в наружных втулках достигается деление суммарного момента между отдельными секциями передачи [7]. Это позволяет проектировать передачи с зацеплением промежуточных тел с достаточным запасом прочности практически по любым заданным параметрам. Проверки опытных образцов на стендах показали, что срок службы передач с зацеплением промежуточных тел на порядок выше по сравнению с зубчатыми передачами.

Эксплуатационникам требуются редуктор-вставки с диапазоном передаточных отношений 1,5–10,0. Практически передаточное отношение одной ступени зубчатых редуктор-вставок не более трех; для получения передаточного отношения 4,0–10,0 нужны двухступенчатые зубчатые редуктор-вставки. Одноступенчатые передачи с зацеплением промежуточных тел имеют диапазон передаточных чисел 1,5–10,0.

При эксплуатации забойных машин буровая жидкость с большим количеством абразива иногда попадает в масляную ванну редуктора. Зубчатая редуктор-вставка в этом случае выходит из строя через несколько часов, а передачи с зацеплением промежуточных тел работают на порядок-два продолжительнее. Такое достоинство передач с зацеплением промежуточных тел обусловлено тем, что в редуктор-вставках диаметром 190 мм максимально возможный модуль зацепления зубчатых передач 1,5–2,0 мм, а у передач с зацеплением промежуточных тел шарики диаметром 30 мм могут изнашиваться по диаметру на 4–5 мм до потери работоспособности редуктором.

У зубчатых редуктор-вставок электробуров коронное зубчатое колесо приварено к корпусу редуктора, поэтому поломка его зубцов выводит из строя весь корпус, что приводит к замене редуктор-вставки. Передачи с зацеплением промежуточных тел теряют работоспособность из-за изнашивания шариков, сепараторов и втулок с беговыми дорожками, но это не снижает срок службы корпуса и других узлов. Причем у передач с зацеплением промежуточных тел изношенные сепараторы и втулки с беговыми дорожками могут использоваться повторно; достаточно их повернуть на 180°, изношенные участки окажутся не рабочими, а в зацепление войдут противоположные профили.

Малая материалоемкость изнашивающихся деталей в сочетании с простотой сборки и разборки обеспечивает передачам с зацеплением промежуточных тел преимущества в важном эксплуатационном показателе – ремонтпригодность. Стоимость передачи с зацеплением промежуточных тел на 25% ниже стоимости ее зубчатого аналога за счет меньшей трудоемкости изготовления изделий [7].

При проходке скважины пород с различной твердостью нужны рациональные частоты вращения долота. Применение в таких условиях односкоростных редуктор вставок приводит к потерям рабочего времени и дополнительным расходам на транспортировку забойного привода между буровой и базой бурения. Это приводит к целесообразности использования двух- и трехскоростных редуктор-вставок, которые позволяют простыми операциями переключать передачи непосредственно на буровой, перестановкой местами на корпусе редуктора двух винтов различной длины. Преимущество применения двух- и трехскоростных передач с зацеплением промежуточных тел в том, что вместо трех односкоростных может поставиться одна трехскоростная редуктор-вставка, то есть получаем меньше расход материалов и затраты труда на изготовление.

В общем, приводы на основе передач с зацеплением промежуточных тел находят свое применение, но имеется несколько объективных причин, которые удерживают их более широкое распространение, среди таких

причин следует отметить все-таки малую изученность. Иногда достоинства обращаются недостатком, на пример, одно из достоинств передач с зацеплением промежуточных тел - многопарность зацепления приводит к сложности определения силы, действующей на одно конкретное промежуточное тело. Также к недостаткам можно отнести такой фактор как, повышенный нагрев при постоянной работе. Последнее обусловлено небольшой рабочей зоной и тем, что для передач с зацеплением промежуточных тел выбирается пластичная смазка, которая плохо отводит тепло от рабочих поверхностей.

По имеющейся небольшой информации [6], за рубежом также был освоен выпуск приводов на базе передач с зацеплением промежуточных тел.

В Бельгии Патрик Г. Лисон в 1975 году разработал редуктор кулачкового типа, представляющий собой кулачок, закрепленный на входном валу, который контактирует с роликами, помещенными в корончатом сепараторе, выполненном за единое целое с выходным валом.

Фирма Toyo Glass Machinery Co. Ltd в 1976 году, предложила конструкцию цевочного редуктора, встроеного в шкив клиноременной передачи. Снабженный 14 роликами-цевками, эксцентрично установленный на ведущем валу промежуточный элемент совершает круговое поступательное движение относительно неподвижных пальцев и сообщает ведомому шкиву, имеющему 15 аналогичных роликов цевок, вращение с меньшей скоростью. Такой цевочный редуктор имеет передаточное отношение, равное 15.

Фирма Cyclo Drive (Канада) в 1982 году стала выпускать планетарные цевочные редукторы эксцентрикового типа.

Фирма Emerson Electric Co. (США) в 1984 году запатентовала конструкцию планетарного цевочного редуктора, у которого на эксцентриковой шейке входного вала был установлен на подшипнике диск с цевками или пальцами, оснащенными роликами.

Фирма Advanced Energy Concepts 81 Ltd. в 1987 году разработала планетарный роликовый редуктор, рассчитанный на передачу значительных вращающих моментов.

Фирма Sumitomo Heavy Ind. Ltd. в 1988-94 годах выпускает редукторы на основе цевочной передачи, отличающиеся от известных редукторов этого типа тем, что эксцентричное колесо связано с выходным валом посредством зубчатой муфты.

Американская фирма Synkinetics, Inc. (SYNXdrive) в 1992 году начала выпуск гаммы механизмов кулачкового типа, сходных по конструкции с редуктором, который разработал в Бельгии Патрик Г. Лисон.

В России завод Уралтяжмаш в 1951 году изготовил ряд опытных образцов передач К-Н-V. Из-за отсутствия специального оборудования для нарезания зубьев сателлитов методом обкатки пришлось отказаться от дальнейшего производства этих передач.

УКРНИИХиммаш в содружестве с заводами «Гамбовполимермаш» и Киевским опытно-показательным редукторным заводом в 1969 году разработал и выпускает два типа планетарно-цевочных мотор-редукторов: одноступенчатые и двухступенчатые.

В Красноярске Нечаев Л.И. в 1975 г. разработал планетарную передачу для соосных валов с промежуточными шариковыми телами.

Новокраматорский машиностроительный завод и Славянский Филиал Всесоюзного научно-исследовательского и научно-конструкторского Института металлургического машиностроения в 1989 году выпускают планетарные цевочные редукторы, разработанные Стрельниковым В.Н., состоящие из корпуса, двух соосно расположенных колес и водила, жестко связанного с входным валом.

С 1999 года компания SIMACO производит волновые редукторы с зацеплением промежуточных тел, которые аналогичны редукторам, выпускаемым американской фирмой Synkinetics, которые используются, на пример в приводах перемешивателя бурового раствора и другом оборудовании нефтегазовой отрасли. Также они выпускают двухступенчатые редукторы на базе передачи с зацеплением промежуточных тел.

Литература

1. An I-Kan, Ilin A. S., Lazurkevich A. V. Aspects of geometric calculation of the planetary gear train with intermediate rollers. Part 1 [Electronic resource] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. — 2016. — Vol. 124 : Mechanical Engineering, Automation and Control Systems (MEACS2015). — [012003, 5 p.]. — Title screen. — Свободный доступ из сети Интернет.
2. Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/124/1/012003>
3. An I-Kan, Ilin A. S., Lazurkevich A. V. Load analysis of the planetary gear train with intermediate rollers. Part 2 [Electronic resource] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. — 2016. — Vol. 124 : Mechanical Engineering, Automation and Control Systems (MEACS2015). — [012004, 6 p.]. — Title screen. — Свободный доступ из сети Интернет.
4. Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/124/1/012004>
5. An I-Kan. Force Distribution within a KHV Planetary Mechanism // Russian Engineering Research, 2016, Vol. 36, No. 8, pp. 640–642. © Allerton Press, Inc., 2016.
6. An I-Kan, Belyaev, D.V., Stuzhuk, V.V. Determination of basic parameters of the wave gearings with intermediate rolling bodies. [Electronic resource] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2017. Vol. 87 : Mechanical Engineering. — [082002, 8 p.]. — Title screen. — Свободный доступ из сети Интернет.
7. Режим доступа: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/87/8/082002>
8. Efremkov E.A., An I-Kan. Euler-Savari Determination of Radii of Curvature of Cycloid Profiles // Russian Engineering Research, 2010, Vol. 30, №10, pp. 1001-1004. © Allerton Press, Inc., 2010.
9. Ершов Ю.В.: Анализ и синтез планетарных передач К-Н-V с промежуточными телами качения: Автореферат диссертации кандидата технических наук. —Новочеркасск, 2007.
10. Игнатищев Р.М. Синусошариковые редукторы. — Мн.: Высш. школа, 1983. — 107 с. ил.

РАСЧЕТ ФЛАНЦЕВЫХ БОЛТОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Д.Д. Дубровский¹, О.А. Ласовская²

Научный руководитель - доцент К. К. Манабаев

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

²Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева

В статье произведен анализ напряженно-деформированного состояния расчетной модели фланцевого соединения нефтепровода при гидроударе. Расчет реализован посредством программного комплекса метода конечных элементов ANSYS. В результате расчета получены картины полей распределения эквивалентных напряжений и значения перемещений.

В настоящее время фланцевые соединения прочно связаны с трубопроводным транспортом. Их удобство в установке и надежность использования не оставляют шансов другим типам разъемных соединений. Однако высокая стоимость призывает к тщательному моделированию ситуаций, в которых будет применяться данный тип соединений. Одним из параметров, который следует учитывать при проектировании трубопровода – каким образом распределяются напряжения в теле нефтепровода и фланцевом соединении в случае гидроудара.

Скорость потока транспортируемой среды принимаем равной 2 м/с., а время закрытия задвижки – 1 с. Технические характеристики фланцевого соединения приведены в таблице 1.

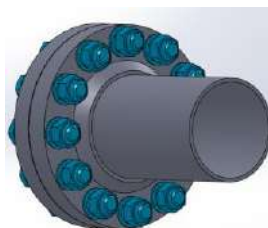
Таблица 1

Размеры во фланцевом соединении для условного давления 10 Мпа [1]

| Условный диаметр фланца, мм | Внешний диаметр фланца, мм | Диаметр отверстий для болтов, мм | Количество отверстий для болтов, шт | Номинальный диаметр болтов, мм | Диаметр нефтепровода, мм |
|-----------------------------|----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 200 | 430 | 39 | 12 | 36 | 219 |
| Толщина фланца, мм | Толщина заглушки, мм | Марка стали | Предел текучести для стали, МПа | Предел прочности для стали, МПа | Толщина стенки нефтепровода, мм |
| 52 | 50 | 13ХФА | 353 | 502 | 8 |



а



б

Рис. 1 Модель фланцевого соединения с заглушкой, а – натурная модель, б - пространственная 3-D модель

В решении задачи приняты следующие допущения:

задача определения НДС реализуется в статической постановке, значение нагрузок от гидроудара получено при помощи динамического коэффициента.

трубопровод полностью заполнен транспортируемой жидкостью.

Давление при испытании согласно технической литературе по обслуживанию и эксплуатации трубопроводов находится по формуле, размерность МПа обозначены через МПа [2]:

$$P_u = \frac{2 \cdot S \cdot R}{D_{внеш}} = \frac{2 \cdot 8 \cdot (353 \cdot 0,95)}{(219 - 8 \cdot 2)} = 26 \text{ МПа} ,$$

где S – толщина стенки нефтепровода, мм; R – расчетное значение окружных напряжений в стенке нефтепровода, принимаемое равным 95% нормативного предела текучести (для стали 13ХФА равен 353 МПа), МПа; $D_{внеш}$ – внешний диаметр трубы, мм.

Если P_u превышает 12 МПа и диаметр нефтепровода меньше 273 мм., то давление при испытании P_u следует принять за 12 МПа [2].

Ускорение, с коротким транспортируемая среда останавливается:

$$a = \frac{v_k - v_n}{t} = \frac{0 - 2}{1} = -2 \text{ м/с}^2 ,$$

где v_k – конечная скорость транспортируемой среды, м/с; v_n – начальная скорость транспортируемой среды, м/с; t – время закрытия задвижки, с.

Таким образом, нагрузка во время гидроудара с учетом динамического коэффициента равна:

$$P_{дин} = P_u \cdot \left(1 + \frac{a}{g}\right) = 12 \cdot \left(1 + \frac{2}{9,8}\right) = 14,4 \text{ МПа} ,$$

где a – замедление транспортируемой среды, m/s^2 ; g – ускорение свободного падения, m/s^2 .

На основе пространственной геометрической модели создана расчетная конечно-элементная модель путем дискретизации расчетной области. Количество элементов модели составляет 66477.

В расчетной модели применены следующие граничные условия (Рис. 2): на поверхность заглушки А воздействует давление $P=14,4$ МПа. К торцевым граням нефтепровода, поверхность В, применено условие жесткой заделки.

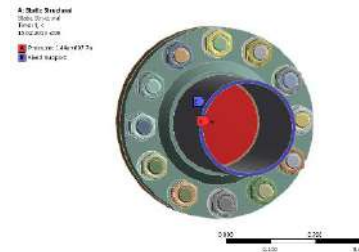


Рис. 2 Заделка

На рисунках 3-4 представлена картина распределения полей эквивалентных напряжений по критерию Мизеса. Максимальные напряжения расположены вблизи контакта тела нефтепровода с фланцем и равны 119 МПа. В отдельном болтовом соединении максимальные напряжения расположены на шайбе с внешней стороны заглушки и равны 22 МПа.

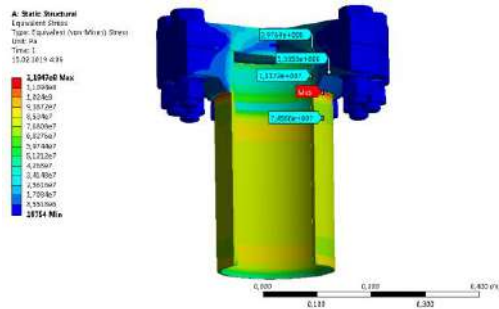


Рис. 3 Распределение полей эквивалентных напряжений с боковой стороны рассматриваемой сборки

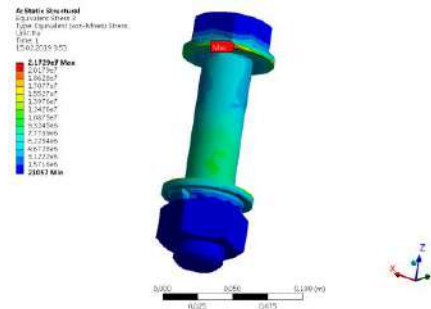


Рис. 4 Болтовое соединение

Выводы

1) Исходя из полученных при расчете модели данных, выяснили коэффициент запаса для фланцевого соединения – 2,97 ($\sigma_{max} \div \sigma_m = 353 \div 119 = 2.97$), для отдельного болтового соединения – 16 ($\sigma_{max} \div \sigma_{mb} = 353 \div 22 = 16$).

2) Анализ напряженно-деформированного с использованием МКЭ позволяет провести оценку надежности оборудования и способствует созданию цифрового двойника изделия.

Литература

1. АТК 24.200.02.90 «Заглушки фланцевые стальные. Конструкция, размеры и технические требования»;
2. ГОСТ 31447 - 2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой)»;
3. Svetashkov A.A., Manabaev K.K., Vakurov A.A., Miciński J. Calculation by iterative method of linear viscoelastic plate under biaxial tension // iop conference series: materials science and engineering. — Tomsk: Institute of Physics Publishing, 2016. — С.12-78.
4. Manabaev K., Pavlov M., Kazakova O., Vakurov A. The implementation of algorithm iterative conversion for three-component composite on the example of solution of the bending plate problem // key engineering materials. — 2017. — № 743. — С. 212-216.

ОТРАБОТКА МЕТОДИКИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАРНАЛЛИТА ПРИ ОБЪЕМНОМ СЖАТИИ

А.А. Ефимова

Научный руководитель - доцент И.Л. Паньков

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия*

Приведена методика подготовки и проведения экспериментальных исследований по определению механических показателей карналлита при объемном сжатии. По результатам предварительных исследований получена зависимость влияния бокового давления на предел прочности карналлита.

Ключевые слова: образец карналлита, камера объемного сжатия, диаграмма деформирования, предел прочности.

Одним из факторов, влияющих на устойчивость грузонесущих элементов подземных конструкций Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, является их напряженное состояние. Это в полной мере относится к устойчивости (несущей способности) целиков различного назначения, формирующихся при отработке карналлитового пласта В. В этой связи, исследования направленные на изучение влияния напряженного состояния на механические показатели карналлитовых пород являются весьма актуальными.

В рамках данной задачи проводилась отработка методики по экспериментальному изучению влияния бокового давления на прочностные показатели образцов карналлита. Эксперимент проводился по схеме Кармана ($\sigma_1 \geq \sigma_2 = \sigma_3$) в камере объемного сжатия (максимальное давление – 40 МПа), устанавливаемой между нажимными плитами электромеханического пресса Zwick/Z250 (рис. 1).



Рис. 1 Камера объемного сжатия, установленная между нажимных плит электромеханического пресса Zwick/Z250

Исследования проводились на прямоугольных призматических образцах размером 70x35x35мм, изготовленных согласно требованиям ГОСТа [1] из единого породного монолита, отобранного из пласта В (слой 5, шахтное поле СКРУ-1). Перед испытаниями, для предотвращения проникновения масла в поры и трещины образцов проводилась их герметизация. С этой целью к торцам образцов прикладывались нажимные металлические оправки, а боковые поверхности защищались эластичной термоусадочной трубкой (рис. 2).



*Рис. 2 Порядок герметизации образцов карналлита:
а – образец карналлита; б – образец с торцевыми металлическими оправками;
в – образец в термоусадочной трубке*

После герметизации подготовленные образцы помещались в камеру объемного сжатия, в которой создавалось боковое давление ($\sigma_2 = 1, 3, 5, 10, 15, 20, 25$ и 30 МПа), поддерживаемое постоянным во время

всего эксперимента. Далее образец нагружался осевым усилием электромеханического пресса при стандартной скорости перемещения нажимных плит (1 мм/мин). Во время всего испытания проводилась запись усилий и перемещений в память персонального компьютера пресса, по которым строились полные диаграммы деформирования (рис. 3), используемые для определения механических показателей согласно методике, приведенной в работе [2]. По результатам предварительных исследований получена зависимость влияния бокового давления на предел прочности карналлита (рис. 4).

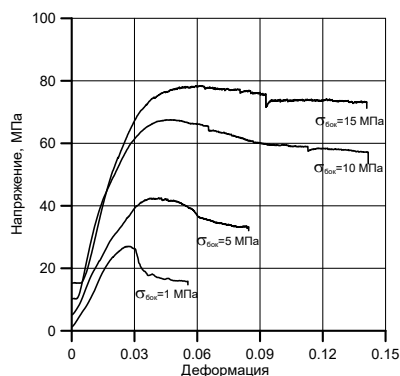


Рис. 3 Пример полных диаграмм деформирования образцов карналлита при объемном сжатии

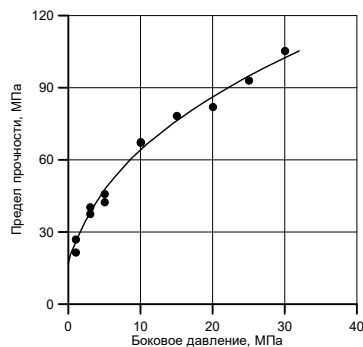


Рис. 4 Экспериментальная зависимость влияния бокового давления на предел прочности карналлита

Проведенные исследования являются предварительными, требующие дальнейшего продолжения как в части увеличения статистической значимости полученных результатов, так и построения зависимостей влияния бокового давления на другие механические показатели (разрушающая деформация, модули деформации и спада, энергоёмкость разрушения).

Литература

1. Барях А.А., Асанов В.А., Паньков И.Л. Физико-механические свойства соляных пород Верхнекамского калийного месторождения: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во ПГТУ, 2008. – 199 с.
2. ГОСТ 21153.2-84. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 10 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ТЕПЛОТДАЧИ ГОРНОГО МАССИВА И ПОТЕРЬ ХОЛОДА В УСЛОВИЯХ ГРЕМЯЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ

Д.И. Зверев

Научный руководитель - профессор С.С. Андрейко

Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия

На глубоких шахтах одной из возникающих проблем при разработке является обеспечение нормальных климатических условий в горных выработках. При достижении глубины разработки отметок 1000-1400 м температура рудничной атмосферы в очистных и подготовительных тупиковых забоях превышает допустимые нормы Правил безопасности и СанПиН. Тяжелые температурные условия отрицательно сказываются на здоровье рабочих, производительности и безопасности труда [1, 3, 4].

В связи с этим в данной работе решаются следующие задачи: описание применения технологии теплоизоляции стенок горных выработок путем вспенивания двух жидких компонентов; дополнительное применение пористых теплоизоляционных плит с вспенивающимися внутри материалом.

При преимущественно длительных сроках эксплуатации (от 40 до 100 лет) шахты характеризуются многоступенчатостью вскрытия глубоких горизонтов, сложными протяженными и разветвленными вентиляционными сетями горных выработок с большим количеством вентиляционных сооружений и установленных перемычек. Следствием являются высокие значения внутренних утечек воздуха, подаваемого на проветривание очистных и подготовительных тупиковых забоев глубоких горизонтов

Одной из наиболее актуальных и сложных в решении горнотехнических проблем является в настоящее время поддержание в горных выработках глубоких шахт температурного режима, соответствующего для нормальной трудовой деятельности горняков в подземных условиях. Естественная температура горного массива на обрабатываемых шахтами горизонтах 1000-1400 м составляет 40-52°C, а температура рудничной атмосферы в

выработках без принятия специальных мер превышает установленные Правилами безопасности нормы [3, 4]. На рис.1 представлена схема температурного градиента выработок околоствольного двора и штреков главного направления рудника ООО «ЕвроХим-Волгокалий», обрабатывающего запасы Гремячинского месторождения калийных солей [2].

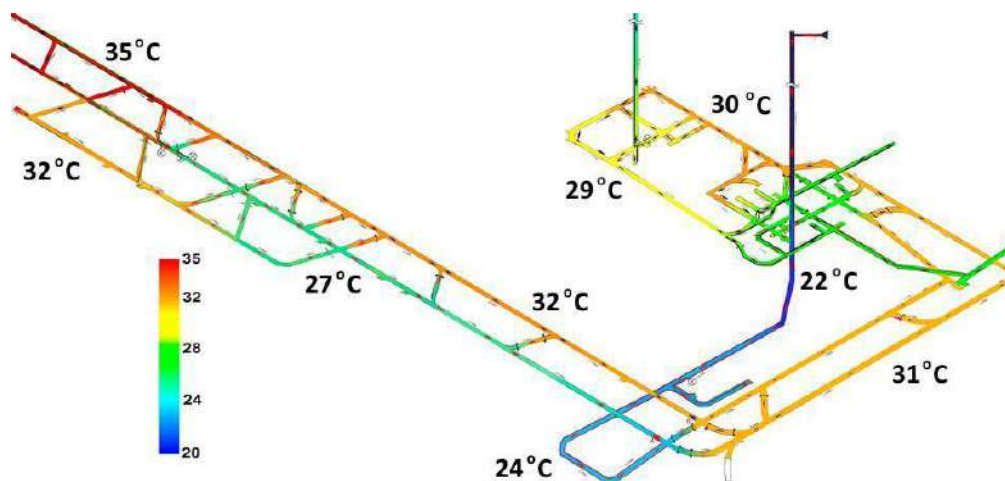


Рис. 1 Схема температурного градиента выработок шахтного поля «ЕвроХим – Волга Калий»

Площадь лицензионного участка составляет 96,9 км². Проходка осуществляется двумя вертикальными стволами диаметром 7 метров и глубиной клетового ствола - 1115 метров, скипового ствола на 1147 метров, он же является воздухоподающим. Весь подземный комплекс будет располагаться на глубине 1150 метров. Мощность рудного тела — 2,3 до 21,5 метра, глубина залегания сильвинитового пласта от 1004 до 1295 метров.

Для решения вышеизложенной проблемы предлагается изолировать не только все выработки главных направлений, но и в дальнейшем производить теплоизоляцию на участках выработках. Для изоляции необходимо использовать уплотнительные теплоизоляционные материалы (двухкомпонентные пены) получаемые в результате соединения двух жидких компонентов - смолы и катализатора. В настоящее время известны специально разработанные для применения в подземных условиях легкие пены, например, производства фирмы «KarboTech» (Германия) и др., образуемые смешиванием двух компонентов в холодном виде с использованием сжатого воздуха. Пены обладают хорошими уплотняющими свойствами, согласно техническим характеристикам фирм производителей, устойчивы к действию воды, устойчивы к воздействию температуры до + 110 °С (температура разложения около +220 °С, без образования токсичных газов). В Украине, например, для формирования теплового режима в шахте освоен выпуск карбамидного состава «СКАТ» на основе карбамидной смолы КФ-МТ-15. Данный упрочняющий состав характеризуется высокой проникающей способностью за счет низкой вязкости, полимеризуется в средах любой степени влажности и в широком диапазоне температур. Через 8 час после начала реакции прочность продукта на одноосное сжатие составляет 25-31МПа, а через 30 суток достигает 45-65 МПа. Указанный состав апробирован на ряде шахт с положительными

результатами и рекомендуется для промышленного применения по укреплению и гидроизоляции горных массивов. Так же из полиуретановых составов положительно зарекомендовали себя «Беведол S-Беведан» («Garbo-Tech», Германия), «Випур» («Willich», Германия), ППУ-328 («Полимерсинтез», Россия) и др.

В конкретных условиях, наряду с указанным, в реализации предложенного способа на практике может быть эффективным способ теплоизоляции горного массива в выработках, сущность которого заключается в последующем заполнении закрепленных на стенках участковой выработки эластичных емкостей с воздухом вспенивающимся составом (смола + катализатор) и образованием внутри емкости легкого пенопористого материала с низким коэффициентом теплопроводности.

На рис.2 приведена принципиальная схема теплоизоляции стенок горной выработки, закрепленной арочной металлической крепью с использованием в качестве затяжки металлической сетки. Теплоизоляция горного массива (зона А) может быть выполнена, например, путем заполнения «пустого» пространства на всем протяжении горной выработки за металлической сеткой-затяжкой вспенивающимся материалом с образованием легкой пористой пены с низким коэффициентом теплопроводности. В зоне В, дополнительно к уже имеющейся теплоизоляции, между рамами арочной металлической крепи устанавливаются и закрепляются эластичные емкости, наполняемые сжатым воздухом, а в последующем, при необходимости, вспенивающимся внутри материалом с образованием легкой пористой пены с низким коэффициентом теплопроводности, без загромождения поперечного сечения горной выработки [1, 2].

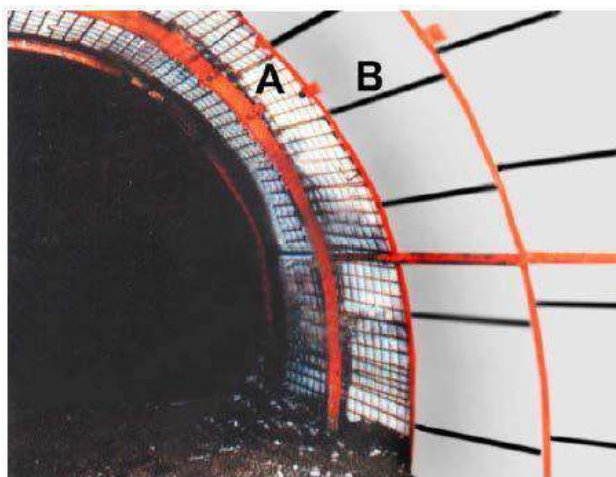


Рис. 2 Принципиальная схема теплоизоляции горного массива по всей длине горной выработки

При проведении шахтных испытаний в участковой воздухоподающей выработке с теплоизоляцией стенок при толщине заполненной воздухом эластичной емкости 100-120 мм установлено, что коэффициент теплоотдачи горного массива при применении такого теплоизоляционного покрытия уменьшается в 14 раз. Заполнение эластичных емкостей воздухом придает теплоизоляционному покрытию податливость и возможность изменять конфигурацию, что обеспечивает герметичность теплоизоляции в период ее эксплуатации при деформациях крепи.

В условиях высокотемпературного горного массива неотъемлемой частью при комплексном регулировании шахтного микроклимата, в том числе и при применении искусственного охлаждения воздуха на выемочных участках, должно являться внедрение эффективных способов и средств теплоизоляции горного массива для уменьшения теплоотдачи горного массива и потерь выработанного холода в выработках, в которых установлены воздухоохлаждающие установки для нормализации тепловых условий в очистных забоях.

Для теплоизоляции стенок горных выработок наиболее эффективным и технологичным является способ, основанный на применении вспенивающихся при соединении двух жидких компонентов с образованием отвердевшего покрытия (слоя пены) с низким коэффициентом теплопроводности.

Литература

1. Мартынов А.А., Литвинский Г.Г., Мартовицкий А.В., Медведев И. И., Полянина Г. Д. Способы уменьшения теплоотдачи горного массива и потерь холода при нормализации тепловых условий в глубоких шахтах // М.:недра. – 2003. – С. 83 – 90.
2. Мартынов А.А., Зазимко В.И., Яковенко А.К. Теплоизоляция горного массива в выработках глубоких шахт // М.:недра. – 2012. – С. 13 – 19.
3. Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и рассыпных месторождений полезных ископаемых подземным способом ПБ 06 – 111 – 95 – 2004.
4. Санитарные правила и нормы СанПин 2.23.570 – 96 – 1996.

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЧЕСКОГО АВТОБАЛАНСИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА АКТИВНОГО ТИПА

А.В. Изерский, А.В. Черватюк

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стремительное развитие техники ведет к увеличению линейных и угловых скоростей механизмов, следствием этого является увеличение уровня вибраций. Известно, что вибрация приводят к: повышенному износу деталей и узлов; снижению долговечности подшипников; возникновению аварий и усталостному разрушению деталей [1].

Анализируя выходы из строя насосы центробежного типа, которые предназначены для перекачивания легковоспламеняющихся, горючих жидкостей, показывает, что основной причиной возникновения вибрации является неуравновешенность, которая составляет порядка 55% [2]. Также было выяснено, что с увеличением точности балансировки механизма хотя бы на 10%, его полезная мощность повышается на столько же за счет уменьшения выброса энергии, бесполезно расходуемой на вибрацию. Увеличивается срок службы агрегата на более чем 25%, снижает виброшумовое загрязнение окружающей среды, нормализуются условия труда [3].

По характеру слежения и воздействия на дисбаланс автобалансирующие устройства делятся на пассивную балансировку, принцип которой основан на естественном свойстве корректирующих масс занимать

наинизшее положение и активную балансировку, которая происходит за счет принудительного перемещения корректирующих масс [4]. Говоря более точно о принципе работы автобалансирующего устройства активного типа, стоит заметить, что корректирующие массы приводятся в движение при помощи шаговых двигателей. Шаговые двигатели приводят в движение ходовой винт с гайкой, на которой установлена вилка, которая перемещает корректирующие массы по резьбе (рис.1).

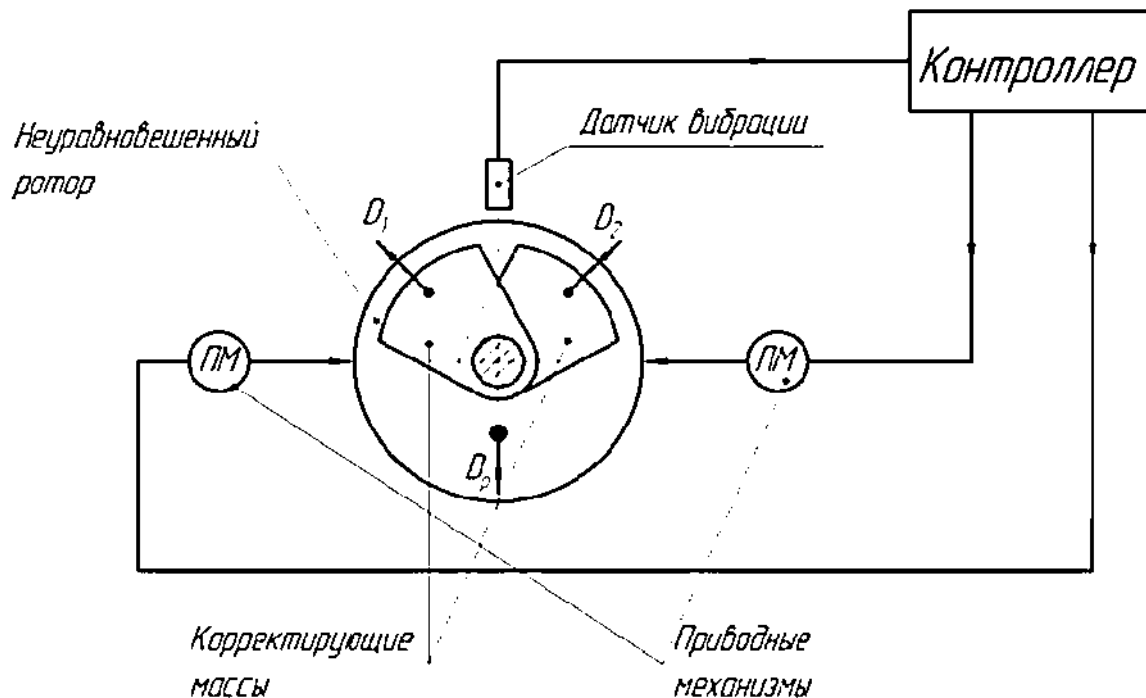


Рис. 1 Схема автоматического автобалансирующего устройства активного типа

Разрабатываемое автобалансирующее устройство со случайным методом поиска позволяет проводить балансировку роторов без его остановки во время эксплуатации. Точность уравнивания ротора при использовании такого метода будет зависеть от функционала приборов, фиксирующих вибрации. Следует заметить, что вышеописанный метод поиска в применении к балансировке не требует знаний о динамике движения ротора [5].

Приведенный вид устройств находит применение в следующих отраслях: энергетика, нефтяная промышленность, химическая промышленность, атомная промышленность и пищевая промышленность. Перспективным направлением использования этого вида оборудования является космическая промышленность [6].

Данное устройство оснащено алгоритмом со случайным методом поиска. На блок управления балансирующего устройства (рис. 2) поступает информация об уровне вибрации ротора, при вибрации выше допустимого значения, балансирующее устройство, посылает команду на шаговые двигатели, которые изменяют положение корректирующих масс.

Таким образом, информация, идущая от ротора к балансирующему устройству, является ответом на ход регулятора и несет положительный или отрицательный ответ. В случае, неизменности уровня вибрации, можно считать, что идет увеличение вибраций.

При увеличении вибраций, автобалансирующего устройства управление предлагает другой, также случайный вариант перемещения корректирующих масс. Такой процесс будет проходить пока не осуществится нахождение направления, которое будет приводить к снижению уровня вибраций и не будет достигать допустимого значения. При наличии у данного устройства памяти, балансировка будет акцентироваться на предыдущем опыте работы, что будет вести к увеличению скорости данного процесса.

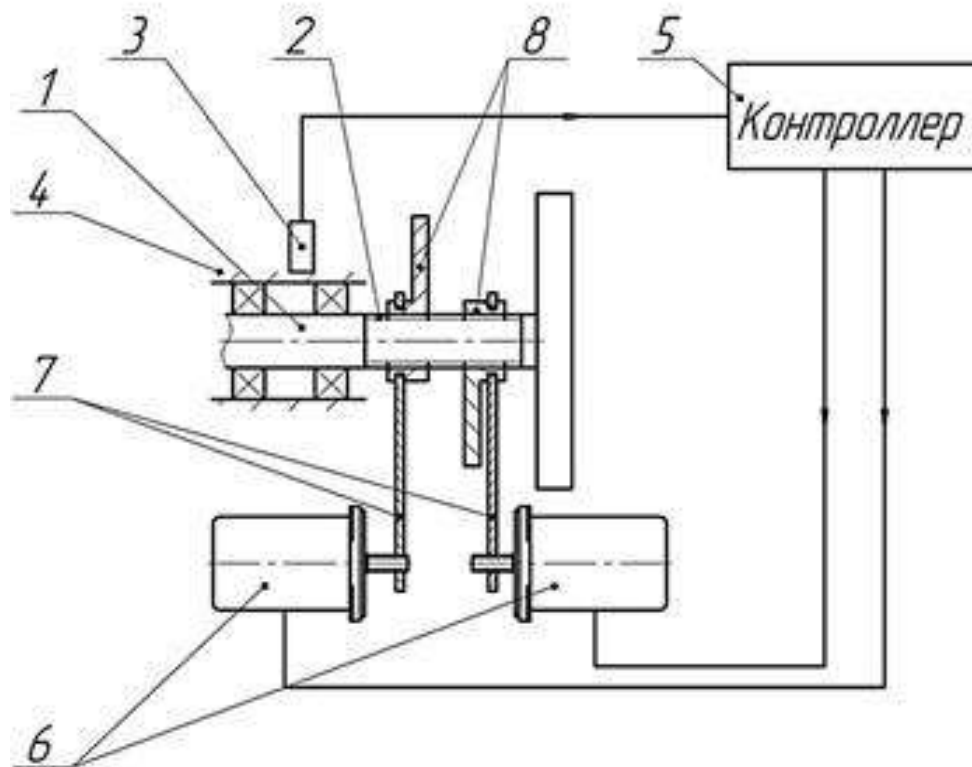


Рис. 2 Схема расположения элементов автобалансирующего устройства:
1- ротор, 2- резьба, 3- датчик вибрации, 4- опоры с подшипниками, 5- блок управления,
6- шаговые двигатели, 7- вилки, 8- корректирующие массы

Литература

1. Дубовик В.А., Зиякаев Г.Р. Основное движение двух маятникового автобалансира на гибком валу // Известия Томского политехнического университета. 2010. Т. 317, № 2: Математика и механика. Физика. С. 37-39.
2. Дубовик В.А., Замятин В.М., Зиякаев Г.Р. Стационарное вращение неуравновешенного ротора на гибком валу с маятниковыми подвесками. Известия ТПУ. – 2009. – Т. 314. – № 2, с.44–48.
3. Зиякаев Г. Р. Некоторые вопросы динамики роторных систем с маятниковыми автобалансирующими устройствами: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: спец.; ТПУ; науч. рук. В. М. Замятин. – Томск, 2009.
4. Зиякаев Г.Р. "Вопросы точности балансирования неуравновешенных роторов маятниковыми автобалансирующими устройствами Филиал ТПУ, Юрга: Изд. ТПУ, 2002. – с.47–49.
5. Нестеренко В.П. Автоматическая балансировка роторов приборов и машин со многими степенями свободы. - Томск: Томский ун-т, 1985. - 84 с.
6. Самаров Н.Г. Метод автоматической балансировки роторов на рабочих частотах вращения // Балансировка машин и приборов. - М.: Машиностроение. - 1979. - С. 157-160.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПОВТОРНОЙ РАЗРАБОТКЕ МЕЖДУКАМЕРНЫХ ЦЕЛИКОВ

А.К. Кабдолова

Научный руководитель - доцент А.Ж. Имашев

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Разработка пологопадающих рудных залежей камерно-столбовой системой отработки приводит к потере руды в междукламерных целиках (МКЦ) до 20-30 иногда 40%. В таких случаях повторная разработка ранее оставленных МКЦ становится эффективным путем решения проблемы восполнения сырьевой базы.

Объектами повторной разработки при камерно-столбовых системах являются, главным образом, рудные целики, которые при первичной разработке обеспечивали устойчивость вмещающих пород. Выполнение повторной разработки ведет к изменению способа управления горным давлением, когда обязательное местное поддержание толщи пород целиками заменяется обрушением пород кровли очистного пространства.

Основной геомеханический смысл обрушения налегающей толщи заключается в разгрузке массива горных пород от накопленной в нем упругой энергии. Следовательно, повторную разработку следует рассматривать не только, как способ восполнения сырьевой базы, но и как средство нормализации геомеханической обстановки на месторождении [3].

Основным объектом повторной разработки в Казахстане является Жезказганское месторождение. Жезказганское месторождение представлено в основном красными алевролитами средней прочности и прочными серыми песчаниками. Одной из важных проблем при повторной разработке МКЦ является определение предельного пролета очистного пространства и высоты возможного обрушения пород кровли.

В данной работе рассматривается случай повторной отработки МКЦ, оставленных по сетке 20x20 м, при мощности рудной залежи 10 м, расположенной на глубине 150 м от поверхности. Для исследования геомеханической обстановки при отработке МКЦ были приняты следующие прочностные характеристики горных пород и параметры очистного пространства (таблица 1).

Таблица 1

Прочностные характеристики горных пород и параметры очистного пространства

| Предел прочности пород на одноосное сжатие, МПа | Геологический индекс прочности пород GSI | Пролет очистного пространства, м | Объемный вес горных пород, т/м ³ |
|---|--|----------------------------------|---|
| Красный алевролит – 89 | 30, 45 и 60 | 30, 50 и 70 | Красный алевролит – 2,7 |
| Серый песчаник – 120 | | | Серый песчаник – 2,7 |

Важной составляющей при получении данных о прочности горных пород является показатель геологического индекса прочности (GSI). GSI определяется в зависимости от степени нарушенности массива трещинами и категории устойчивости массива и является исходным данным при уточнении физико-механических свойств горных пород по критерию прочности Хоека-Брауна [1,2].

Оценка напряженно-деформированного состояния (НДС) массива горных пород проводилась путем численного моделирования методом конечных элементов (МКЭ). Расчетная схема приведена на рисунке 1.

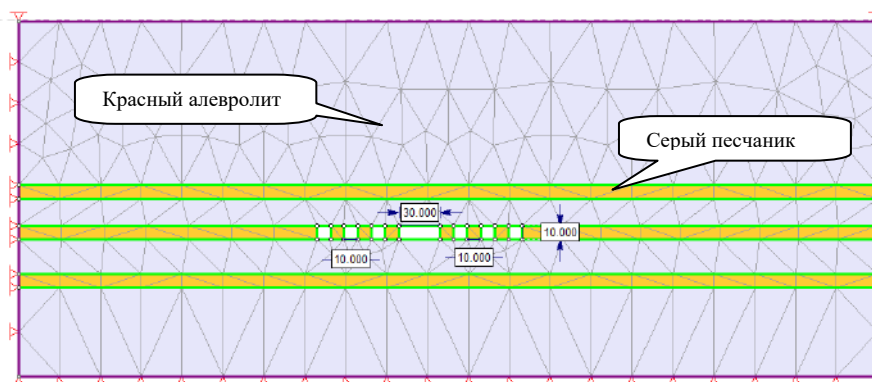


Рис. 1 Расчетная схема численного анализа НДС массива горных пород

Результаты численного анализа показали, что при геологическом индексе прочности пород (GSI) 60 и при пролете очистного пространства 30 м, то есть при отработке 1 МКЦ кровля сохраняет устойчивость. При отработке 2-х МКЦ, когда пролет очистного пространства достигает 50 м, в кровле формируются локальные участки обрушения с небольшими площадями. В данной ситуации для безопасного ведения повторной отработки следует проводить работы по принудительному обрушению пород кровли, так как обрушение пород кровли в большом объеме может привести к горному удару.

При GSI 45 и 30, когда пролет очистного пространства 30 м, кровля сохраняет устойчивость. При отработке 2-х МКЦ, когда пролет очистного пространства достигает 50 м, в кровле очистного пространства начинается процесс самообрушения. Высота обрушения при GSI 45 составляет от 4 до 8 м, ширина от 14 до 22 м. При GSI 45 и при увеличении пролета очистного пространства до 70 м ширина обрушения пород кровли достигает 67 м, а высота обрушения достигает вышележащего слоя крепких пород (рисунок 2).

При повторной разработке нагрузка с отработанных рядов целиков перераспределяется на окружающий массив, барьерные целики и оставшиеся в панели МКЦ. В наиболее тяжелом состоянии оказываются МКЦ, находящиеся на границе зоны обрушения: на них действует максимальное опорное давление [3].

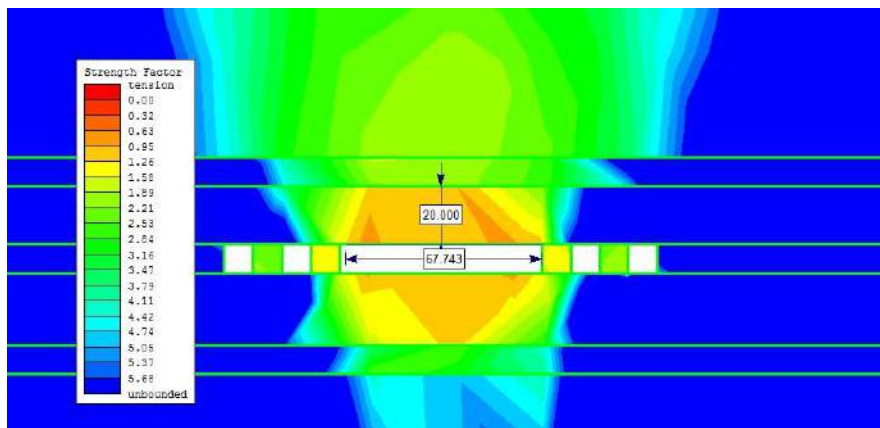


Рис. 2 Устойчивость пород кровли при пролете очистного пространства 70 м и GSI 45

Увеличение пролета очистного пространства до 70 м при GSI 30 приводит к образованию обрушения кровли площадью 202,5 м². Высота обрушения так же достигает до верхнего слоя крепких пород (рисунок 3).

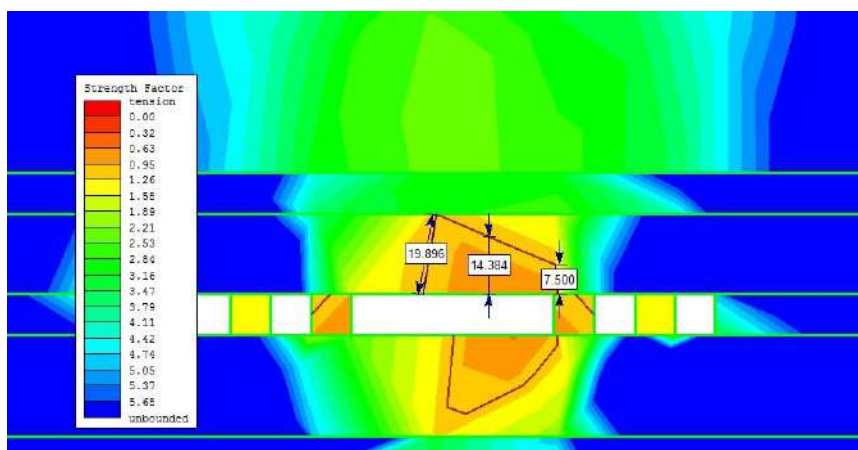


Рис. 3 Устойчивость пород кровли при пролете очистного пространства 70 м и GSI 30

Исследование повторной разработки МКЦ при разном GSI и пролете очистного пространства от 30 до 70 м дает возможность оценить устойчивость массива горных пород и прогнозировать возможные смещения, зависания или самообрушения кровли. Наличие такой информации позволит обоснованно подходить к управлению состоянием массива горных пород при повторной разработке МКЦ с целью обеспечения безопасного ведения горных работ.

Литература

1. Имашев А.Ж., Жолмагамбетов Н.Р., Таханов Д.К., Суимбаева А.М., Абдимуталип Н. Research of possible zones of inelastic deformation of rock mass // Известия НАН РК. Серия «Геология и технические науки». №2, 2018. – С.177-183.
2. Имашев А.Ж., Бахтыбаев Н.Б., Таханов Д.К., Рашид Ж., Мұратұлы Б. Применение рейтинговой классификации массива горных пород в условиях Жайремского месторождения // «Инновации в комплексной переработке минерального сырья» (Абишевские чтения-2016). г.Алматы., Отель Rixos, 2016. – С.127-130.
3. Макаров А.Б. Практическая геомеханика. Пособие для горных инженеров. – М.: Издательство «Горная книга», 2006. – 175 с.

**ИЗНОС ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ КОРПУСА ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЯ СКВАЖИН
МНОГОХОДОВОГО**

В.А. Климов

Научный руководитель - доцент Ф.А. Симанкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтегазовая отрасль «не стоит на одном месте» и, прогрессируя, изучает и применяет новые технологии, улучшая прочностные характеристики оборудования. Переключатели скважин многоходовые (ПСМ) предназначены для ручной и автоматической установки скважин на замер и устанавливаются на автоматизированных групповых-замерных установках «Спутник», «ОЗНА-Импульс», «ОЗНА Массонер» [1].

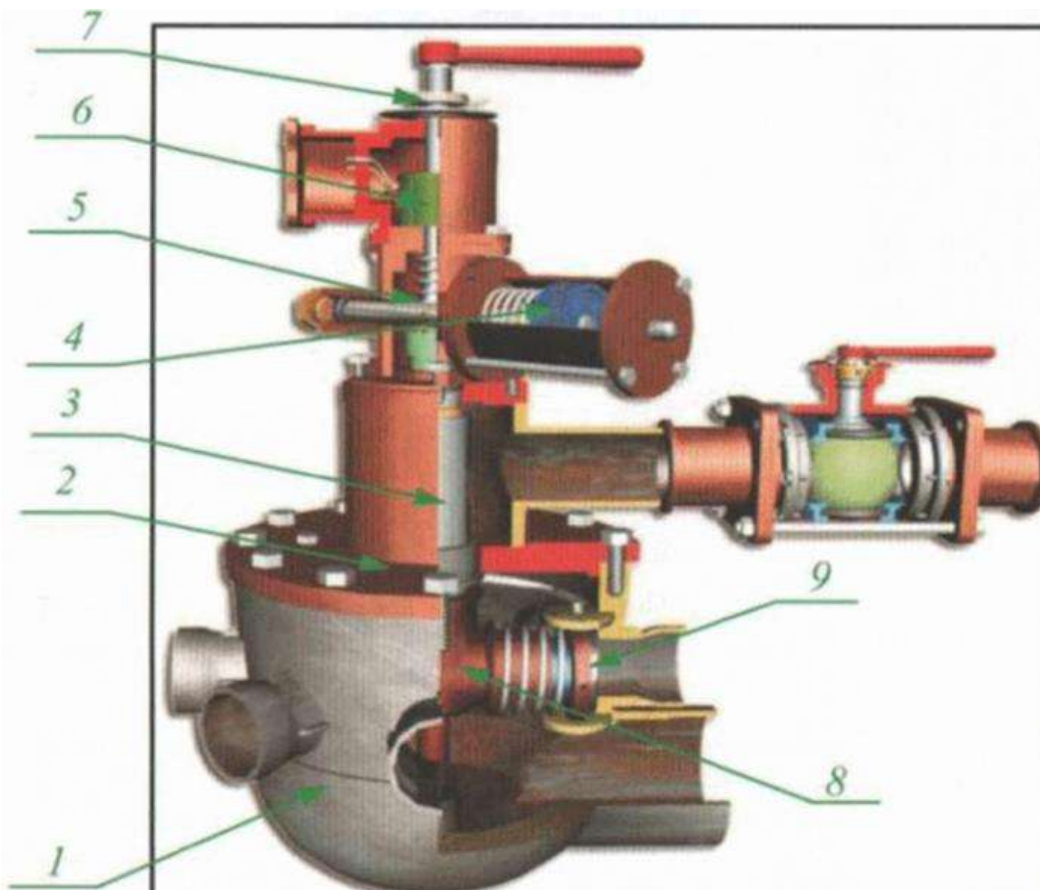


Рис.1 Переключатель скважин многоходовой

ПСМ состоит из корпуса с патрубками 1, крышки 2 с измерительным патрубком, вала 3, поршневого привода 4 с зубчатой рейкой 5, датчика положения 6, указателя положения 7, угольника (поворотного патрубка) 8 и подвижной каретки 9 (рис.1). Корпус ПСМ на внутренней поверхности имеет две диаметрально канавки с выточками против каждого отверстия [2].

По канавкам перемещаются ролики каретки. При перемещении роликов по канавкам, между резиновым уплотнением и корпусом ПСМ образуется зазор, а при попадании роликов в выточки уплотнение прижимается к корпусу пружиной, обеспечивая герметичность в замерном тракте. Жидкость из скважины, установленной на замер, проходит через каретку, угольник, патрубок с отверстиями, установленный на валу ПСМ, и направляется на замер в ёмкость сепарационную. Жидкость с остальных скважин через выходной патрубок направляется в сборный коллектор. Автоматическое переключение ПСМ осуществляется при помощи поршневого привода за счет давления масла, создаваемого гидроприводом [2].

Корпус ПСМ с точки зрения износостойкости подвергается гидроабразивному и коррозионному изнашиванию. Гидроабразивное изнашивание возникает вследствие действия частичек разрушенной породы, выносимых из глубины скважины сильным скоростным потоком нефти. Коррозионное изнашивание проявляется из-за присутствия попутного нефтяного газа, а также кислорода в узле трения, происходит химическая реакция, оказывающая непосредственно негативное влияние на металл [3,4].



Рис. 2 Дефекты в корпусе ПСМ

Причиной отказа данного узла может служить нарушение герметичности, возникающее из-за износа внутренней поверхности корпуса возле отверстий. Когда ролики попадают в выточки, уплотнение прижимается к корпусу пружиной, обеспечивая герметичность в замерной скважине. А если эта поверхность изношена, то за счет того, что пружина прижимает уплотнение на ту же величину выточки что и при не изношенной поверхности появляется зазор, в который может вытекать нефть из скважины, установленной на замер, что в свою очередь ведет к получению неправильных данных о дебете данной скважины. Также могут изнашиваться и канавки с выточками, что тоже ведет к не герметичности и неправильному измерению дебета.

Первым вариантом решения данной проблемы было предложено изготавливать корпус ПСМ из нержавеющей стали. Так как нержавеющая сталь устойчива к коррозии в атмосфере и агрессивных средах. Данный вариант не выгоден с экономической точки зрения, так как корпус из нержавеющей стали существенно повысит стоимость.

Вторым возможным вариантом было предложено изготавливать корпуса ПСМ или осуществлять реставрацию путем наплавки коррозионностойкого покрытия на внутреннюю поверхность корпуса. При восстановлении изношенного корпуса ПСМ производится проточка внутренней изношенной поверхности, при которой удаляются все изъяны, дефекты промоины, каверны. После этого в проточенную часть наплавляется коррозионностойкая проволока. Затем производится механическая обработка и шлифовка наплавленной поверхности. Восстановленный таким образом корпус ПСМ не уступает по своим характеристикам новому.

Недостатками данного варианта решения проблемы является большой процент отбраковки оборудования по промывам, возникающим при эксплуатации, а также металлообрабатывающее и наплавочное оборудование необходимое при реставрации или изготовлении корпусов ПСМ загружено проведением ремонтов дорогостоящего крупногабаритного бурового оборудования.

В качестве третьего и наиболее выгодного варианта решения описанной проблемы предлагается производить напыление на изделие покрытия из коррозионностойкого материала. Это позволит увеличить износостойкость корпуса ПСМ вследствие снижения коррозионного изнашивания.

Таким образом, для решения проблемы повышения износостойкости корпусных деталей многоходовых переключателей скважин АГЗУ рассматривались различные варианты технических решений. Анализ вариантов показал преимущество способа увеличения износостойкости путем напыления на изделия коррозионностойкого покрытия. Этот вариант предлагается для дальнейшего усовершенствования с точки зрения конструктивного и технологического применения.

Литература

1. Дейк Л. П. «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений». "Премиум Инжиниринг", 2014. – 549 с.
2. Молчанов, А. Г. «Машины и оборудование для добычи нефти и газа»: Изд. дом Альянс, 2010. – 586 с.
3. Северинова, Л. Н. «Повышение эффективности защиты от коррозии газопроводов». Ухта, 2010. – 23 с.
4. Федосова Н.Л., Румянцева В.Е., Румянцева К.Е., Балмасов А.В., Чекунова М.Д. «Антикоррозионная защита металлов». Иваново. 2009 – 187 с.

**РАСЧЕТ НАГРУЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОГО ПЕРЕВОДНИКА
ПП СВП 152/133 СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА В КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОМ
КОМПЛЕКСЕ ANSYS**

Д.С. Колбасин

Научный руководитель - доцент К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время, повышение технологического уровня строительства скважин, требует высокоэффективных технологий мирового уровня. В связи с чем, система верхнего привода (СВП) становится наиболее популярным способом бурения нефтяных и газовых скважин. СВП представляет собой высокотехнологичное оборудование, позволяющее: повысить точность проводки скважины при направленном бурении; сократить время процесса наращивания, что уменьшает вероятность прихвата бурового инструмента; снизить вероятность выброса флюида из скважины через бурильную колонну, благодаря двум шаровым кранам; производить вращение бурильной колонны с регулированием частоты при бурении; задать и обеспечить величину крутящего момента и частоты вращения, их измерение и вывод показаний на дисплей шкафа управления; производить спуск обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения и промывки. СВП оснащают буровые установки как импортного, так и отечественного производства, находящиеся, как на суше, так и в море. Основными производителями СВП являются такие фирмы, как National Oilwell Varco (NOV), Bentec, Canrig, TESCO, из отечественных фирм - ПромТехИнвест и Уралмаш [4].

Переводник предохранительный, системы верхнего привода, предназначен для присоединения отдельных частей бурильной колонны с различной по типу и размерам резьбой к нижнему клапану СВП, предотвращая износ резьбы и возможные сломы при проведении буровых работ в скважине на нефтегазовых месторождениях. Переводники изготавливаются согласно ГОСТ 7360-82, требованиям API Spec 7 и конструкторской документации. Все переводники имеют маркировку ударным способом. Наружная поверхность переводников защищается антикоррозийным покрытием. Конструктивно переводники для СВП и бурильных труб выполняются в виде толстостенных патрубков небольшой длины, снабженных резьбовыми соединениями, либо ниппель, с другой стороны муфта, либо с обеих сторон выполнен ниппель. В большинстве случаев резьбы на таких переводниках – замковые. Для СВП различных производителей используются специально разработанные переводники с размерами и расчетными нагрузками, обеспечивающими безаварийную эксплуатацию системы верхнего привода. Но, встречаются случаи аварийных ситуаций, связанных с выводом из строя предохранительного переводника, что влечет за собой опасность травмирования персонала и экономические потери. Во избежание этих факторов, производится дефектоскопия всего СВП в том числе и предохранительного переводника (рис.1).

Для оценки работоспособности предохранительного переводника необходимо оценить его состояние при растягивающей нагрузке и максимальном давлении, при которых переводник сохранит свою работоспособность.

Из всех существующих промышленных пакетов на сегодняшний день наиболее мощным и универсальным является ANSYS.

Компьютерное моделирование состоит из пяти этапов [1,2]:

Построение геометрической формы посредством программы SolidWorks и импорт в программу ANSYS геометрии через формат *.sat в программу ANSYS.

Построение конечно-элементной модели.

Для разбивки был выбран трехмерный квадратичный элемент SOLID 186, поскольку он более точно описывает криволинейные поверхности.

Были заданы следующие параметры материала [3]:

сталь – 40XH2MA;

растягивающая нагрузка – 400 т.

Для того чтобы обеспечить достаточное качество сетки, размер элемента был выбран 0,5 мм.

Задание граничных условий.

Поскольку корпус модели является симметричной относительно двух плоскостей, то анализу подвергалась лишь 1/3 модели. На плоскостях разреза были указаны условия симметрии. По всей внутренней поверхности переводника указано внутреннее давление 30 МПа

Для решения задачи использовался прямой решатель.

Анализ результатов.

Оценка качества конечно-элементной сетки осуществлялась по формуле:

$$\Delta = \frac{ESOL - NSOL}{ESOL} \cdot 100\%$$

$ESOL = 1022,41$

$NSOL = 931,067$

$$\Delta = \frac{1022,41 - 931,067}{1022,41} \cdot 100\% = 8,93\%$$

Поскольку это значение меньше 10%, то сетку можно считать удовлетворительной.



Рис. 1 Переводник предохранительный СВП и картина распределения суммарных перемещений ПП СВП 152/133. Для наглядности деформация преувеличена в 50 раз

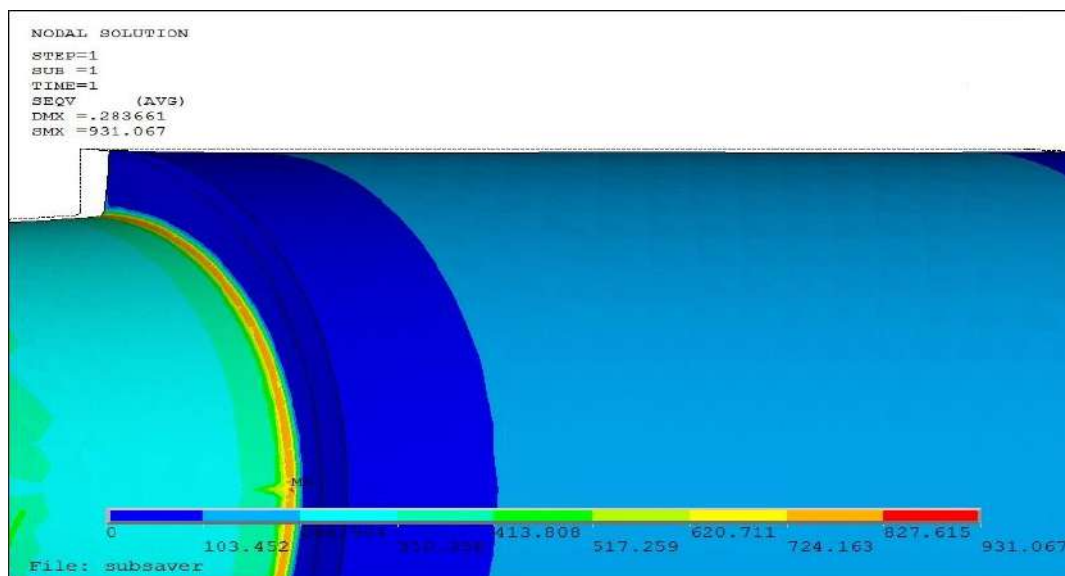


Рис. 2 Распределения эквивалентных напряжений по Мизесу

Поскольку максимальное значение распределения эквивалентных напряжений по Мизесу 931.067 МПа превышает предел текучести металла 930 МПа, из которого сделан предохранительный переводник, то данное значение нагрузки на переводник является пороговым и её превышение не допустимо.

Литература

1. Сызранцева, К.В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования: Монография. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009 – 124 с.
2. Чигарев, А.В. и др. ANSYS для инженеров: справ. пособие – М.: Машиностроение-1, 2004 – 512с.
3. Сорокин В.Г., Волосникова А.В., Вяткин С.А. и др Марочник сталей и сплавов. — М.: Машиностроение, 1989. — 640 с.
4. Москвина Е.Ю. Силовые вертлюги и системы верхнего привода: метод. указ. для практических занятий и самостоятельных работ бакалавров по дисциплине «Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин» для студентов всех форм обучения направления 131000.62 «Нефтегазовое дело». Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень: Издательский центр БИК ТюмГНГУ 2013. – 35 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЕМ
СКОРОСТИ РАБОЧЕГО ПОТОКА ЖИДКОСТИ

А.П. Куренков

Научный руководитель - доцент М.В. Горбенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность. При бурении шароструйным способом происходит износ породоразрушающих элементов, вследствие чего эффективность бурения снижается. С целью поддержания постоянной скорости бурения, без замены рейсовой порции шаров актуальность приобретает способ регулирования скорости рабочего потока.

Цель работы. Расширение и углубление знаний в области повышения эффективности шароструйного бурения в крепких и твердых горных породах за счет разработки новых конструкторских решений.

Введение. В настоящее время активно проводится поиск новых способов бурения скважин различного назначения. Повышение эффективности бурения в крепких горных породах может быть реализовано за счет разработки новых материалов и новых конструктивных решений для породоразрушающего инструмента (ПРИ). Несмотря на постоянное совершенствование ПРИ, бурение механическими способами в твердых горных породах остается недостаточно эффективным, так как характеризуется низкой механической скоростью бурения и величиной рейсовой проходки на долото. Поэтому актуальность приобретает разработка альтернативных способов разрушения твердых горных пород [1–5]. Одним из наиболее перспективных является гидродинамический способ разрушения горных пород, осуществляемый высокоскоростной струей жидкости. Данным способом на забой скважины можно передавать значительные мощности, при этом скорость бурения и проходка на долото возрастают. Кроме того, этот способ легко вписывается в существующую технологию бурения механическими способами, при которой для очистки скважины от шлама на забой подается промывочная жидкость. Однако гидродинамический способ в традиционном виде малоэффективен для бурения скважин в твердых горных породах [5].

Шароструйный способ бурения основан на разрушении горных пород посредством воздействия металлических шаров, обладающих большой кинетической энергией непосредственно перед контактом с породой и многократно циркулирующих в призабойной зоне скважины за счет шароструйно-эжекторного бурового снаряда, в основе которого лежит струйный аппарат.

На кафедре бурения скважин Томского политехнического университета А.В. Ковалевым разработана оптимальная конструкция шароструйно-эжекторного бурового снаряда (ШЭБС), исследованы основные технические и технологические параметры, предложена оригинальная методика расчета процессов шароструйного бурения [8], что является хорошим фундаментом для дальнейших исследований.

Результаты и их обсуждения. Известно, что в процессе бурения происходит износ породоразрушающих элементов. Кинетическая энергия, передаваемая от шара к горной породе, влияет на эффективность бурения (рис.1).

$$E_{\text{ш}} = \frac{m_{\text{ш}} \cdot V^2}{2}, \quad (1)$$

где $m_{\text{ш}}$ – масса шара; V – скорость бурового потока.

Чем больше кинетическая энергия шара, тем выше сила удара, следовательно, процесс изнашивания породоразрушающих шаров будет происходить быстрее. Условно можно предположить, что в процессе бурения диаметр породоразрушающих шаров изменяется по линейной зависимости от времени бурения.

Если в процессе бурения диаметр шара изменяется на 20%, то диаметр изношенного шара найдем по формуле:

$$d = 0,8 \cdot d_{\text{ш}}, \quad (2)$$

где d – диаметр изношенного породоразрушающего шара; $d_{\text{ш}}$ – начальный диаметр шара.

Уменьшение диаметра влечет за собой уменьшение массы шара. Для того, чтобы определить массу шара воспользуемся формулой:

$$m = \rho \cdot V, \quad (3)$$

где ρ – плотность материала шара; V – объем шара.

Объем породоразрушающего шара рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot R^3, \quad (4)$$

где R – радиус шара.

Для определения радиуса шара воспользуемся формулой:

$$R = \frac{d}{2}. \quad (5)$$

Подставив (4) и (5) получим:

$$m = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot \frac{d^3}{8} \cdot \rho. \quad (6)$$

$$m = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot \frac{0,8^3 \cdot d_p}{8} \cdot \rho = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot \frac{0,512 \cdot d_p}{8} \cdot \rho, \quad (7)$$

Из формулы (7) можно сделать следующий вывод, что с уменьшением диаметра шара на 20%, масса его уменьшается вдвое. График изменения массы шара условно имеет кубическую зависимость от времени бурения (см. рисунок).

С уменьшением массы породоразрушающих шаров, изменяется кинетическая энергия шара.

Для определения кинетической энергии изношенного шара подставим (7) в формулу (1) и получим:

$$E = \frac{0,512 \cdot m_0 \cdot v^2}{2}, \quad (8)$$

Из формулы (8) видно, что с уменьшением массы шара вдвое, его кинетическая энергия уменьшается вдвое. Следовательно, разрушение горной породы происходит медленно и неэффективно, скорость проходки падает.

Износ породоразрушающих шаров до 10% компенсируется с помощью увеличения скорости бурового раствора до 20%. Далее бурение продолжается с постоянной скоростью потока. В процессе бурения происходит дальнейший износ шаров и уменьшение кинетической энергии.

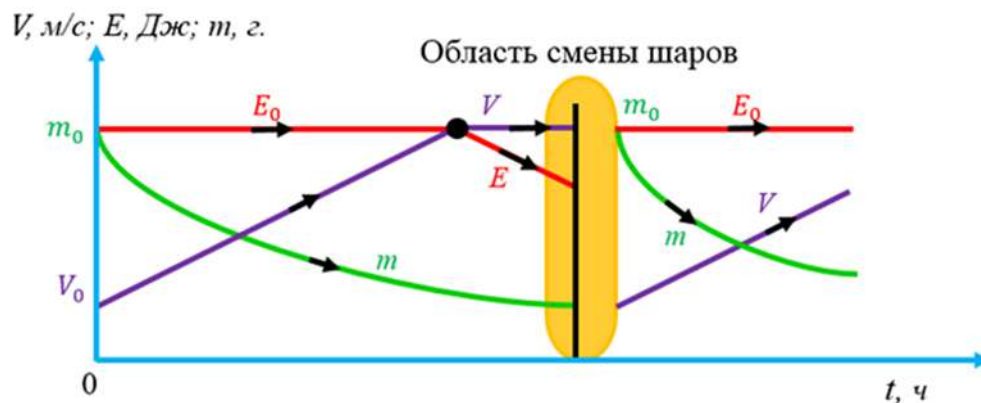


Рис.1 График зависимости поддержания постоянной скорости проходки

При допуске износа по диаметру породоразрушающих шаров на 20% и компенсации кинетической энергии при износе до 10%, с помощью повышения скорости потока на 20%, кинетическая энергия шара на момент замены порции шаров составит 73% от начальной. Дальнейшее продолжение бурения можно считать неэффективным, т.к. скорость бурения существенно падает.

Заключение. В настоящей работе изложены результаты исследования технологического процесса повышения эффективности шароструйного бурения в твердых горных породах за счет разработки новых конструкторских решений.

Основные выводы, научные и теоретические результаты исследования состоят в следующем:

- изучена проблема снижения эффективности шароструйного бурения в твердых и крепких породах;
- построена и проанализирована зависимость поддержания постоянной скорости проходки, с целью повышения эффективности бурения;
- предложен способы поддержания эффективности шароструйного бурения.

Литература

1. Давиденко А.Н., Игнатов А.А. Абразивно-механическое ударное бурение скважин: монография / М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д.: НГУ, 2013. – 110 с.
2. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – М.: Недра, 2000. – 429 с.
3. Давиденко А.Н. Абразивно-механическое ударное бурение скважин: монография /Игнатов; М-во образования и науки Украины, Нац. Горн. ун-т. – Д.: НГУ, 2013. – 110 с.
4. 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.
5. Исаев Е.Д., Ковалев А.В., Алиев Ф.Р. Экспериментальные исследования технологических параметров режима шароструйного бурения // Сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин», посвященной 60-летию кафедры бурения скважин. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – С. 68–83.

ВОЗМОЖНОСТИ И СФЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ РЕДУКТОРОВ НА БАЗЕ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ТЕЛ КАЧЕНИЯ

А.В. Лазуркевич

Научный руководитель - профессор Ан И-кан

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Время, в которое мы живем вся промышленность нацелена на энергоэффективность и на уменьшение себестоимости для успешной конкуренции на рынке. Развитие технологий позволило открыть новые для производства технологии изготовления и способы обработки металла, данные достижения в сумме позволили синтезировать качественно новые передачи, которые успешно были внедрены и применяются во многих отраслях промышленности.

Редукторы на основе зубчатых зацеплений успешно применяются уже не одно столетие, развитие наук позволило оптимизировать геометрические и кинематические характеристики передачи, а также повысить их несущие способности. Однако, требования к характеристикам редукторов, предъявляемые заказчиками, постоянно повышаются, и классические зубчатые редукторы уже не всегда могут быть использованы без существенных вложений, как экономических, так и энергетических.

Волновые передачи с промежуточными телами качения (ВППТК) предназначены для передачи вращательного движения и энергии от входного выходному звену с широким диапазоном передаточных отношений. Данные передачи успешно внедрены и применяются несколькими томскими машиностроительными предприятиями. Но, как и любой механизм данные передачи требуют постоянного улучшения, как геометрических, так и силовых показателей.

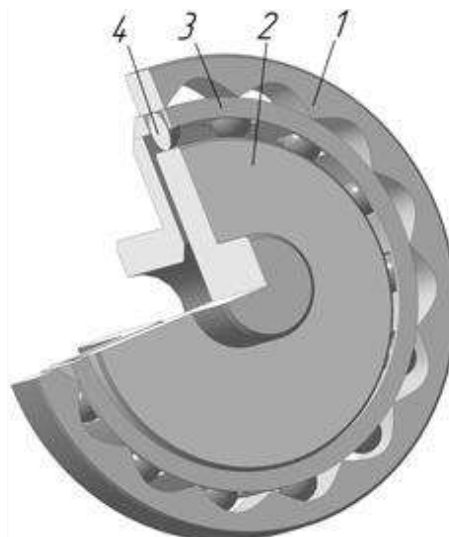


Рис.1 Волновая передача с промежуточными телами качения

ВППТК состоит из центрального колеса 1, в котором на подшипники качения установлен входной вал 2, соединенный с кулачком, выполненным в виде эксцентрикового диска. На кулачок опираются промежуточные тела качения (шарики или ролики) 4, которые размещены рядами в обойме 3. При этом в каждом пазу обоймы 3 могут размещаться друг над другом в радиальном направлении как минимум по два промежуточных тела качения 4. Промежуточные тела качения 4 соприкасаются с поверхностью кулачка 2, водилом и зубьями центрального колеса 1, установленного в корпусе (рис.1). Водило 3 выполнено заодно или жестко соединено с выходным валом [1].

При вращении вала 2 связанный с ним кулачок, вращаясь, совершает орбитальное движение по окружности с радиусом, равным эксцентриситету, и своей рабочей поверхностью воздействует на промежуточные тела качения 4. За счет возрастания радиуса соприкосновения с кулачком и возникающих от этих радиальных сил промежуточные тела качения 4 перемещаются по пазам обоймы 3 и одновременно перемещают такие же промежуточные тела качения, находящиеся в пазах обоймы 3. Они воздействуют на наклонные поверхности внутренних зубьев центрального колеса 1 и от этого воздействия возникают радиальные силы, которые заставляют вращаться в противоположном направлении обойму 3, которая за один оборот кулачка 2 поворачивается на один шаг зубьев центрального колеса 1. При этом направление вращения тел качения в точках соприкосновения совпадает с направлением вращения силового звена - центрального колеса и кулачка. [1]

Основными задачами, стоящими при синтезе ВППТК, являются задача улучшения геометрических и силовых показателей передачи.

Для решения задач был предложен оптимизированный профиль зубчатого колеса, и выведены параметрические уравнения кривой образующей зубчатый профиль колеса. Установлена взаимосвязь между количеством зубьев и передаточным числом передачи, что позволило при синтезе и конструировании

закладывать в передачи возможность реверсивного хода, без значительных усложнений конструкции. Подробно с выводом параметрических уравнений можно ознакомиться в работе [2].

Параметрические уравнения:

$$\left. \begin{aligned} X_1 &= r \sin \gamma \cos \varphi_1 - (s + r \cos \gamma) \sin \varphi_1, \\ Y_1 &= r \cos \gamma \sin \varphi_1 + (s + r \cos \gamma) \cos \varphi_1. \end{aligned} \right\}$$

Ниже приведены основные выводы из этой работы:

- в «волновой» планетарной передаче количество промежуточных тел может быть больше или меньше на 1 чем число зубьев колеса;
- профили зубьев колеса для обоих выше приведенных случаев совпадают;
- меняя количество промежуточных тел можно менять величину передаточного отношения, а также направление вращения ведомого звена передачи.

Для улучшения несущих характеристик передачи был проведен силовой анализ передачи для определения наиболее нагруженного звена (рис.2). С позиции контактных напряжений им оказался узел промежуточное тело-водило. В передачах данного типа водило является самым «слабым» звеном с позиции прочности, так как ослаблено пазами для качения и из-за сложности изготовления не допускает применения высокопрочных сталей. При силовом анализе привлекались задачи статической неопределенности.

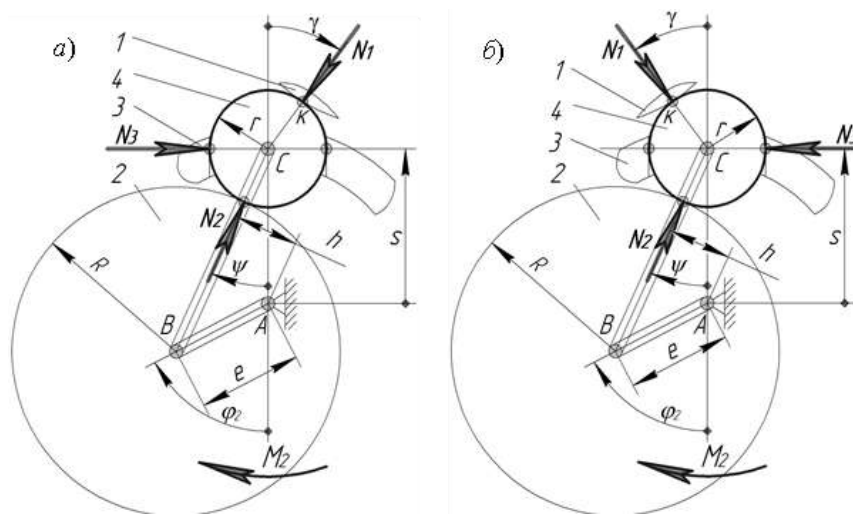


Рис. 2 Схема нагружения промежуточного тела-шарика: а–количество промежуточных тел меньше числа зубьев колеса на 1; б–число промежуточных тел больше числа зубьев колеса на 1.

1 – зубчатое колесо; 2 – ведущий вал-кулачок; 3 – водило; 4 – промежуточное тело;

Методика расчета и примеры полученных результатов подробно изложены в работах [3], [4]. Проведенная работа позволила:

- согласно результатам многочисленных расчетов, определить наиболее нагруженный узел с позиции, контактных напряжений которым является промежуточное тело – водило;
- разработанные методика расчета и программа успешно используются при создании приводов различного назначения на предприятиях Томска;

На данный момент, разрабатывается методика увеличения несущей способности водила, как самого ослабленного и нагруженного звена передачи, методика позволяет при незначительном увеличении радиального размера повысить несущую способность водила в 2 раза.

Литература

1. Пат. 2062452 Россия МПК F16H №25/06. Передача с промежуточными звеньями Ефременков Е.А., Шибинский К. Г., Ан И-Кан Заявлено. 25.04.2008; Опубл. 20.07.2009, Бюл.№20. – 5 с: ил.
2. An I.K.B., Lazurkevich A.V., Il'in A.S. aspects of geometric calculation of the planetary gear train with intermediate rollers. Part 1 // В сборнике: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering Сер. "International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems 2015, MEACS 2015" 2016. С. 012003.
3. An I.K.B., Lazurkevich A.V., Il'in A.S. load analysis of the planetary gear train with intermediate rollers. Part 2// В сборнике: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering Сер. "International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems 2015, MEACS 2015" 2016. С. 012004.
4. Лазуркевич А.В., Алиев Ф.Р., Ан И.К. Силовой и прочностной расчеты волновой передачи с шариковыми промежуточными телами// В сборнике: Интеллектуальные системы в производстве. 2017. Т. 15. № 1. С. 13-16.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ВОЗДУШНЫХ ПОТОКОВ В ПРОЦЕССАХ
ПРОВЕТРИВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ПРОСТРАНСТВ**

Н.С. Макарычев, А.В. Николаев

Научный руководитель - профессор Г.Б. Лялькина

**Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия**

Ведение подземных горных работ сопровождается образованием взрывоопасной пыли, а также непрерывным выделением опасных и вредных газов [1, 2, 5]. Принудительная вентиляция подземных пространств горнодобывающих предприятий способствует снижению вероятности возникновения аварийной ситуации на производстве. Регулирование подачи воздуха осуществляется с помощью главной вентиляторной установки (ГВУ).

В настоящее время осуществляется подача воздуха в шахты или рудники без учета изменения внешних факторов, оказывающих влияние на изменение аэродинамического сопротивления рудника $R_{руд}$, а также на изменение величины и направления естественной тяги h_e . При этом возникает риск уменьшения расхода воздуха, поступающего в шахту. Это связано с тем, что процесс проветривания в значительной степени зависит от изменения естественной тяги h_e [3, 4].

Для управления производительностью ГВУ с целью обеспечения требуемого режима проветривания, необходимо знать, как величина Q_B зависит от тех или иных условий. Поэтому с целью исследования динамики воздушных потоков в процессах проветривания был выполнен натурный эксперимент на одном из рудников Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей.

В ходе эксперимента проводились измерения производительности ГВУ Q_B и соответствующей общешахтной депрессии h_B при различных скоростях вращения рабочего колеса вентилятора (рис.1). В результате эксперимента было выполнено 9 серий измерений, причем в каждой из 9 серий было зафиксировано по 8-10 экспериментальных значений производительности Q_B ГВУ и соответствующих значений общешахтной депрессии h_B . На измерение каждой из серий было затрачено порядка двух минут. Краткая продолжительность времени, отведенного на проведение эксперимента, обусловлена необходимостью избежать значительного изменения факторов, определяющих величину естественной тяги h_e . Из девяти серий измерений для анализа было отобрано три последовательных серии измерений производительности ГВУ Q_B , при этом серия №1: $n_1=250$ об/мин; №2: $n_2=275$ об/мин; №3: $n_3=295$ об/мин (нормальный режим работы). В начальный момент времени $t=0$ расход составлял $Q_B=225$ м³/с. Данные полученного временного ряда представлены в таблице 1 ниже.

Таблица 1

Результаты измерений

| № серии | Результаты измерений | | | | | | | | | | |
|---------|----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | $Q_B, \text{м}^3/\text{с}$ | 301 | 299 | 312 | 302 | 296 | 314 | 315 | 324 | 322 | 313 |
| 1 | $t, \text{с}$ | 240 | 254 | 268 | 282 | 296 | 310 | 324 | 338 | 352 | 360 |
| | $Q_B, \text{м}^3/\text{с}$ | 287 | 283 | 279 | 293 | 272 | 260 | 263 | 273 | 266 | 279 |
| 2 | $t, \text{с}$ | 120 | 134 | 148 | 162 | 176 | 190 | 204 | 218 | 232 | 240 |
| | $Q_B, \text{м}^3/\text{с}$ | 235 | 239 | 254 | 247 | 249 | 244 | 266 | 270 | 243 | 249 |
| 3 | $t, \text{с}$ | 0 | 14 | 28 | 42 | 56 | 70 | 84 | 98 | 112 | 120 |

Реальные значения расхода Q_B в каждой из серий экспериментальных значений испытывали значительные колебания. Динамика поведения реального расхода Q_B во всех трех сериях измерений представлена на рисунке.

В первой серии реальный расход не опускался ниже его начального значения $Q_B=225$ м³/с, т.е. $\min Q_{B1}=235 > 225$ м³/с. При этом среднее и минимальное значения изменений расхода воздуха относительно начального составили $\Delta Q_{cp1}=24,6$ м³/с и $\Delta Q_1=10$ м³/с соответственно. Через две минуты эксперимента реальный расход воздуха составил 249 м³/с.

Во второй серии реальный расход воздуха Q_B изменился скачком с 249 м³/с до 287 м³/с при повышении скорости оборотов рабочего колеса вентилятора с 250 об/мин до 275 об/мин. Отметим, что реальный расход Q_B за 120 секунд, испытывая значительные колебания, опустился ниже расхода, заданного сразу же после увеличения скорости оборотов, до 279 м³/с, а в отдельные моменты достигал значение $\min Q_{B2}=260$ м³/с. При этом среднее и минимальное значения изменений расхода воздуха относительно начального составили $\Delta Q_{cp2}=26,5$ м³/с и $\Delta Q_2=11$ м³/с соответственно.

В третьей серии измерений при повышении скорости оборотов рабочего колеса вентилятора с 275 об/мин до 295 об/мин произошел скачок величины реального расхода воздуха Q_B с 279 м³/с до 301 м³/с. В течение 120 секунд расход увеличился до 313 м³/с и не опускался ниже $\min Q_{B3}=296$ м³/с. При этом среднее и минимальное значения изменений расхода воздуха относительно начального составили $\Delta Q_{cp3}=30,8$ м³/с и $\Delta Q_3=17$ м³/с соответственно.

Из выполненных исследований следует, что достижение эффективности проветривания тем быстрее, чем выше абсолютная величина производительности ГВУ Q_B . Таким образом, при $Q_1 < Q_2 < Q_3$ имеем, что $\Delta Q_{cp1} < \Delta Q_{cp2} < \Delta Q_{cp3}$ и $\Delta Q_1 < \Delta Q_2 < \Delta Q_3$.

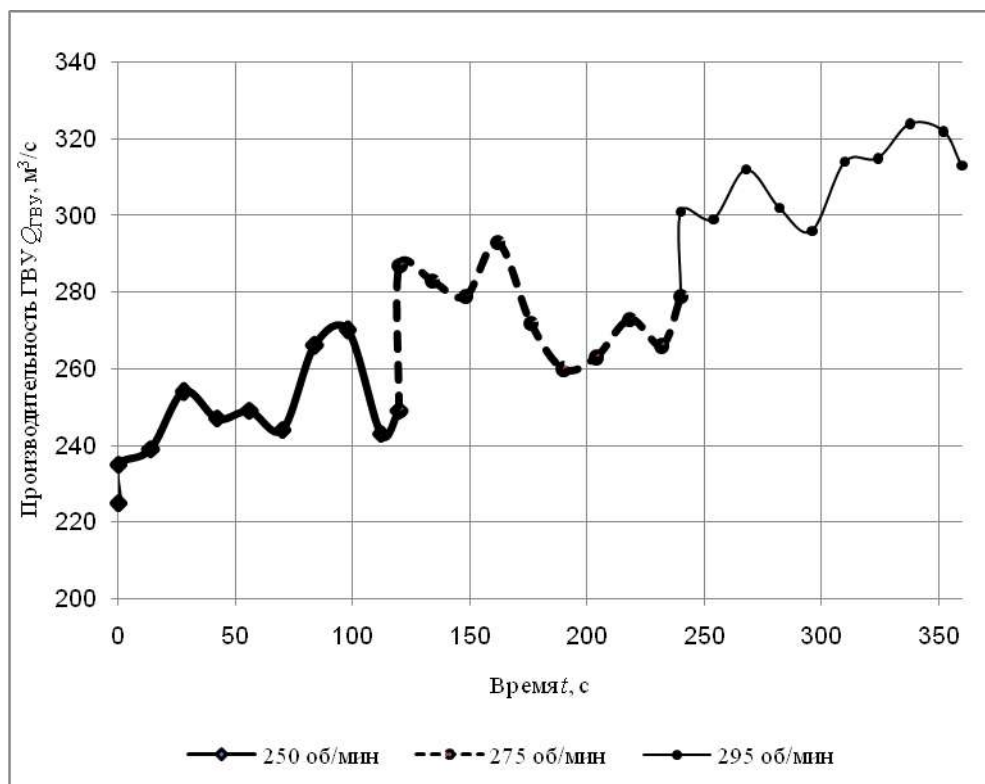


Рис.1 Экспериментальные значения производительности ГВУ Q_B

Вывод

Снижение расхода воздуха, подаваемого в шахту или рудник, требует повышения производительности ГВУ $Q_{ГВУ}$. Изменения производительности ГВУ $\Delta Q_{ГВУ}$ за счет повышения скорости оборотов рабочего колеса вентилятора на равное число при разных начальных расходах воздуха происходит по-разному. Эксперимент, проведенный на одном из рудников Пермского края, показал, что чем больше начальный расход воздуха $Q_{01} < Q_{02} < Q_{03}$, тем больше средние изменения производительности ГВУ $\Delta Q_{cp1} < \Delta Q_{cp2} < \Delta Q_{cp3}$ за одинаковое время при изменении скорости оборотов рабочего колеса вентилятора на одно и то же число. Также по полученным данным можно сказать, что реальный расход воздуха испытывает значительные колебания и за 120 секунд может упасть ниже заданного значения.

Очевидно, что процессы, происходящие в горных выработках, влияют на проветривание при изменении скорости вращения рабочего колеса ГВУ. Эта особенность может существенно сказаться на управлении процессом проветривания при изменении режима работы ГВУ, в результате чего воздух в подземные горные выработки не будет поступать в требуемом объеме. В связи с этим необходимо исследовать процесс воздухораспределения между горными выработками и изменения производительности ГВУ при изменении скорости вращения рабочего колеса вентилятора на более длительном промежутке времени.

Литература

1. Комаров В.Б., Килькеев Ш.Х. Рудничная вентиляция. М. Недра, 1969. 416 с.
2. Мохирев Н.Н., Радько В.В. Инженерные расчеты вентиляции шахт. Строительство. Реконструкция. Эксплуатация. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 324 с.
3. Николаев А.В. Анализ теоретической формулы, определяющей величину естественной тяги между воздухоподающим и вентиляционным стволами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 10. С. 72-75.
4. Николаев А.В. Зависимость потребления электроэнергии главной вентиляторной установки от способа проветривания добычных участков калийных рудников // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2011. № 1. С. 143-151.
5. Jianwei Cheng, Yan Wu, Haiming Xu, Jin Liu, Yekang Yang, Huangjun Deng, Yi Wang. Comprehensive and integrated mine ventilation consultation model // Tunneling and Underground Space Technology, 2015. Vol. 45. Pp.166–180.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

К.В. Мельнов

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в Кузнецком угольном бассейне состояние угольных пластов обусловлено сложной геологической структурой, более глубоким залеганием и меньшей мощностью. Отсюда можно сделать вывод, что не всегда целесообразно бурить дегазационные скважины с поверхности. Данную проблему можно с помощью буровых установок направленного бурения, которые позволяют бурить скважины по пласту с высокой точностью и тем самым объединять несколько скважин на одну общую дегазационную скважину [1].

Применяется дегазация шахт для снижения поступлений метана из залегающих угольных пластов и пород в горные выработки и облегчает проветривание шахты, значительно снижает или полностью прекращает простои добычных участков из-за повышенного содержания газа в выработках. Еще одним положительным эффектом является возможность применять в шахтах опасных по газу электроэнергию вместо пневматической энергии которая является менее эффективной, повышает безопасность ведения горных работ, а также производительность труда рабочих [2].

В Кузнецком угольном бассейне распространены скважины для дегазации диаметрами от 45 до 80 мм (в редких случаях 100-120 мм). Скважины большего диаметра применяют в рыхлой породе для снижения их забутки. Выбирая диаметр необходимо учитывать, что бурение скважин большого диаметра является трудозатратным, но в свою очередь в данном случае, возможно выбирать более протяженное расстояние между скважинами. Длина скважин определяется из прогнозируемой эффективной длины залегания наибольшего количества метана [5]. В качестве специального бурового оборудования для подземного бурения используют станки со шпиндельными подвижными вращателями (типа Ramtrack 2300W, SDS-500U, Diames 262 и др.). Эффективным и универсальным оборудованием для подземного бурения дегазационных скважин являются буровые машины с подвижным вращателем. Специализированные буровые машины выполняют вращение инструмента, осевую подачу и спуско-подъемные операции с помощью гидравлического привода [2, 4].

Направленное бурение дегазационных скважин из подземных горных выработок осуществляется вращательным способом алмазными буровыми коронками без отбора керна. Также применяется ударно-вращательное бурение забойным пневмоударником со специальными буровыми коронками с твердосплавными резцами. К недостаткам таких буровых установок можно отнести низкую эффективность работы при встрече с твердыми горными породами или другими труднопреодолимыми препятствиями. Поэтому для направленного бурения были опробованы установки, оснащенные достаточно мощными гидравлическими ударными механизмами [3, 6], которые формировали в бурильной колонне силовые импульсы, распространяющиеся по ней со скоростью звука к породоразрушающему инструменту, одна из конструкций которой будет приведена ниже (рис. 1).

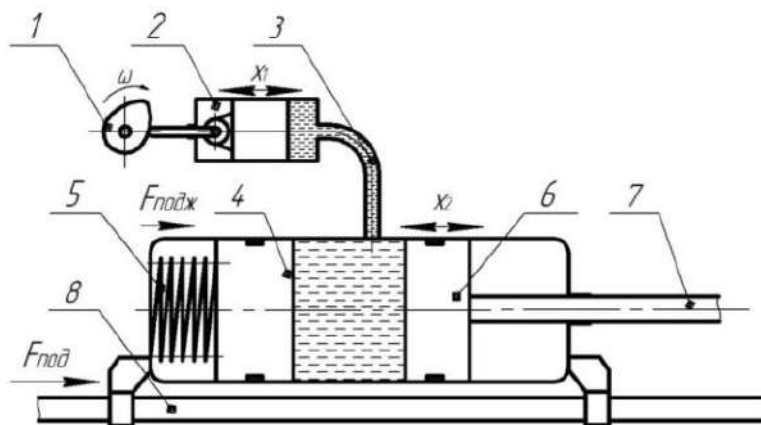


Рис. 1 Ударный механизм установки ударно-вращательного бурения

1 – кулачковый механизм; 2 – плунжер; 3 – рукав высокого давления; 4 – инерционная масса; 5 – цилиндрическая пружина сжатия; 6 – поршень; 7 – колонна бурильных труб; 8 – направляющая станка

Обзор и анализ исследований в области создания установок направленного бурения из подземных горных выработок показал, что многими научными коллективами достаточно хорошо проработаны теоретические основы методики их проектирования. В работе [5] предложено новое техническое решение, позволяющее формировать силовые импульсы в бурильной колонне. Отсутствие ударного бойка у системы, насосной станции с входным и выходным трубопроводом упрощает технологическую схему буровой установки, существенно повышает к.п.д. в сравнении с остальными гидравлическими системами ударного действия. Однако

предложенная система имеет не совершенную конструкцию гидроцилиндра, потери давления масла в гидроцилиндре из-за возможности его утечек в сопряжении с поршнем влияют на мощность и к.п.д. установки.

Разработанная и усовершенствованная конструкция системы формирования силовых импульсов представлена в виде ударного механизма для установки ударно-вращательного бурения. Она содержит гидравлически соединенные между собой гидропульсатор расположенный в гидравлическом цилиндре 2 с вращающимся по некоторому гармоническому закону приводом. Полости гидравлического цилиндра 2 через рукав высокого давления 3 соединены с поршневой полостью цилиндра и заполнены рабочей жидкостью.

В рабочей камере установлена цилиндрическая пружина сжатия 5, амортизирующая инерционную массу 4 под воздействием давления. Подпружиненная инерционная масса 4 закреплена в полости силового гидроцилиндра, соединенного с поршневой полостью 6 (рис. 1) [4]. Направляющая 8 предназначена для закрепления гидроимпульсного механизма к буровому станку и представляет собой подвижную платформу при помощи которой осуществляется осевая подача бурового инструмента на забой.

При включении привода 1 плунжер 2 совершает возвратно-поступательные движения. Они вызывают образование гидравлических силовых импульсов с формой, характеризующейся плавным увеличением амплитуды. Далее сформированный силовой гидравлический импульс передается в рабочую камеру, одновременно воздействуя на поджатую пружиной инерционную массу 4 и поршень гидроцилиндра 6, передается по колонне бурильных труб 7 через хвостовик и достигает породоразрушающего инструмента [4, 6]. Причем формируемые импульсы в рабочем объеме гидросистемы передаются через поршень по бурильной колонне в виде продольной упругой волны деформации. Сформированная таким образом волна деформации со скоростью звука распространяется по бурильным трубам к породоразрушающему инструменту, который благодаря силовым импульсам увеличивает разрушение породы, повышая механическую скорость бурения дегазационной скважины.

Следует отметить, что в данной конструкции заложено автоматическое регулирование силовых импульсов. В процессе бурения в породах слабой крепости амплитуда формируемых силовых импульсов будет небольшой, т.к. на пути породоразрушающего инструмента не будет большого сопротивления породы. Но при появлении на пути породоразрушающего инструмента предметов или горной породы высокой твердости силовой импульс, сформированный плунжерной парой, будет иметь большую амплитуду, что обеспечит необходимую мощность для преодоления препятствия.

Еще одним фактором, влияющим на эффективность передачи силовых импульсов в зону разрушения горной породы, является передача силового импульса по колонне бурильных труб. Авторами [3, 5] выполнены теоретические и экспериментальные исследования, определяющие наиболее эффективную конструкцию резьбового соединения бурильных труб, которая повысит надежность работы бурильной колонны, улучшит условия выноса шлама из скважины.

Выводы

Предложенная гидравлическая система формирования силовых импульсов является по существу безбойковым ударным механизмом, обладающим высоким коэффициентом полезного действия по сравнению с обычными гидроударниками, в которых значительная часть энергии расходуется на возвратно-поступательные движения бойка в гидроцилиндре, а также на перемещение жидкости по рукавам высокого давления. Такая система обладает свойством авторегулирования амплитуды формируемых силовых импульсов в зависимости от твердости разрушаемой среды. С увеличением твердости горных пород амплитуда силовых импульсов будет автоматически резко возрастать. Данная система увеличивает эффективность бурения из подземных горных выработок. Мировой опыт применения направленного бурения позволяет снизить содержание газа в угольных пластах в среднем на 35 %. Дегазация проводится в первую очередь из соображений техники безопасности. Лишь последние 10-15 лет многие шахты, проводящие дегазацию, используют метан эффективно. В будущем данные ресурсы должны использоваться наряду с другими энергоресурсами, имеющимися в России.

Литература

1. Дерюшева В.Н. Модули пневмогидравлического ударного узла с учетом свойств формирователя импульса и нагрузки: Автореферат канд.техн. наук. – Томск, 2009. – 19 с.
2. Жуков И.А. К разработке безлезвийного бурового инструмента для разрушения горных пород высокой крепости // Горное оборудование и электромеханика. – М.: Новые технологии, 2011. – №6. – С. 39-41.
3. Пашков Е. Н., Саруев Л. А., Зиякаев Г. Р. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 5.– с. 26-31.
4. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий(теория и практика).–М.: ПрессБюро №1, 2005. – 304 с.
5. Саруев Л.А. Исследования распространения упругих волн в колонне буровых штанг при ударно-вращательном бурении скважин в лабораторных условиях / Л.А. Саруев, А.В. Шадрина // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – Кемерово, 2009. – С. 27 – 31.
6. Shadrina A., Saruev L., Vasenin S. The technology improvement and development of the new design-engineering principles of pilot bore directional drilling // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014 URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/43/1/012068> (дата обращения 12.10.2018).

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СМАЗКИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НА КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

К.А. Моисеенко

Научный руководитель - ассистент М.С. Черемискина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стабильность добычи нефти обеспечивается не только путем ввода в разработку новых месторождений, но и постоянным улучшением состояния эксплуатации оборудования на текущих объектах. В большинстве случаев на действующих кустовых насосных станциях используется оборудование, работающее с 1990-х годов. Для смазки кустовой насосной станции используется устаревшая маслосистема. К основным проблемам такой системы относятся [1]:

- плановая замена масла производится только в летний период;
- замена масла в случае аварийной ситуации в зимний период недопустима из-за низких температур и возможного замораживания трубопровода;
- объем маслобаков составляет 1 м³;
- габариты бака занимают большой объем территории машинного зала;
- при попадании воды в масло через уплотнение одного насосного агрегата загрязняется вся система смазки;
- значительные габариты трубной обвязки;
- появление продуктов коррозии в перекачиваемом масле, которые образуются даже при малейшем попадании воды.

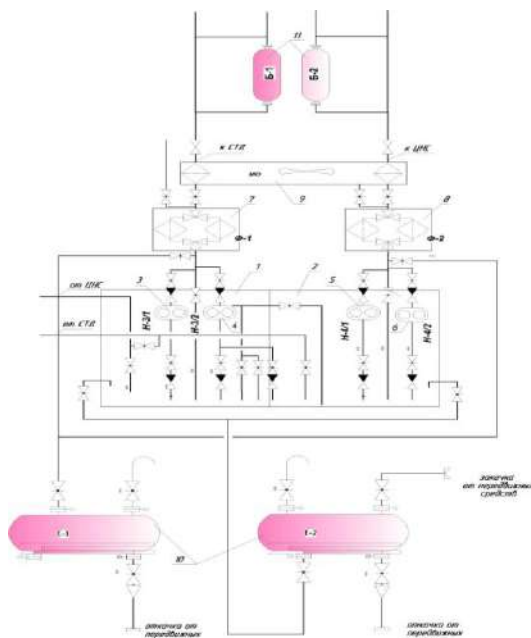


Рис.1 Гидравлическая схема маслосистемы КНС типового проекта 1990 года [4]

Рассмотрим несколько возможных вариантов для решения данных проблем. Одним из возможных вариантов решения был рассмотрен пластиковый трубопровод. На протяжении нескольких последних десятилетий пластик заменяет сталь. Такой трубопровод обладает такими преимуществами, как легкий монтаж, маленький вес и прежде всего, устойчивость к коррозии. Этот вариант решает только проблему с появлением продуктов коррозии в перекачиваемом масле, остальные проблемы остаются прежними [3].

Следующим этапом решения проблем данной маслосистемы был переход к индивидуальной системе смазки каждого агрегата, был разработан проект маслосистемы МС-2 (Рис.2). Принцип работы маслостанции основан на циркуляции потока масла при помощи полупогружного насоса центробежного типа. Данная маслосистема позволит проводить полную сепарацию рабочего масла в остановленном контуре от воды и механических примесей, попадающих в маслопровод из гидравлической части основного насоса без его слива и остановки маслостанции, а также маслосистема имеет компактные маслобаки и незначительную трубную обвязку.

Данный вариант позволит нам решить все существующие проблемы, возникшие в эксплуатации.

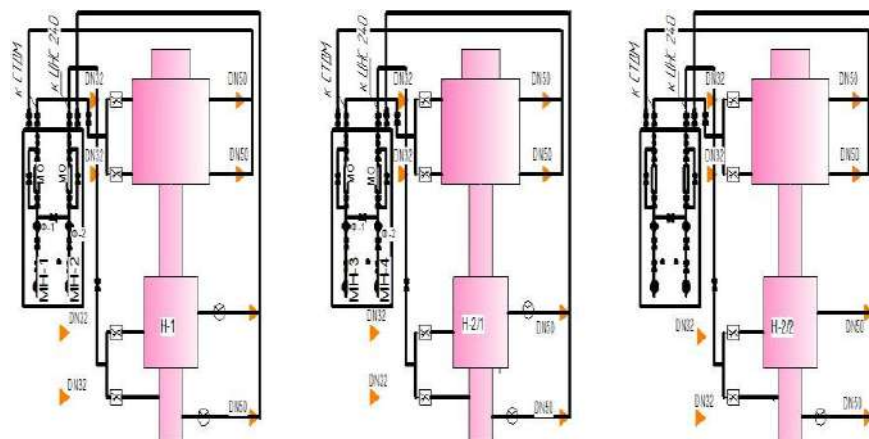


Рис.2 Схема НС маслосистемы МС-2

Сравним экономические показатели проектов маслосистемы 90х годов и МС-2 (таблица 1).

Таблица 1

Экономические показатели маслосистем

| № п/п | Наименование показателей | Ед. изм | Проект маслосистемы 1990-го года | Проект маслосистемы МС-2 |
|-------|----------------------------|---------|----------------------------------|--------------------------|
| | Маслостанция | руб. | 1920000 | 654000 |
| | Ёмкость для хранения масла | руб. | 787800 | - |
| | Монтаж емкостей масла | руб. | 223840,33 | - |
| | Монтаж маслосистемы | руб. | 55345,24 | 37812,42 |
| | Объём используемого масла | руб. | 41088 | 6163,2 |
| | Итого | руб. | 3028073,57 | 697975,62 |

Из таблицы 1 мы видим, что проект маслосистемы 1990-го года значительно дороже и нет смысла при строительстве новых насосных станций использовать данный проект. Проект маслосистемы МС-2 позволит сократить затраты на емкости для хранения масла и их монтаж, так как в них просто нет необходимости. Так же новая маслосистема позволит значительно снизить объём используемого масла [2].

Маслосистема МС-2 является наиболее эффективной заменой типового проекта 1990-го года, так как все ремонты подшипников скольжения основаны на не качественном масле. С помощью индивидуальной системы смазки мы сможем повысить «живучесть» насосных агрегатов и сократить их ремонт к минимуму, а также избежать тех вышеперечисленных недостатков, которые преследуют нас с 90-х годов, по сей день.

Литература

1. Влацкая И. В., Заельская Н. А. Проектирование системы оперативного планирования технологических режимов работы насосов насосной станции с использованием структурного подхода // Сборник научных трудов world по материалам международной научно-практической конференции. М: Изд-во Купrienko Сергей Васильевич, 2011. С. 57-59.
2. Пашков Е.Н., Мартюшев Н.В., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Исследование автобалансира с многорезервуарным устройством // Современные проблемы науки и образования. 2013. № 3. С. 1.
3. Иващенко Г. И., Моисеев А. В., Риффель Е. В., Шевчук С. В., Якимов С. Ю., Фурманова Ю. И. Комплексный подход к оптимизации работы системы подачи и распределения воды г. Омска // Водоснабжение и санитарная техника. 2011. №6. С. 35-38.
4. ТИ 05757854-СТКК-01-2001. Насосные установки и их эксплуатация: утв. Начальником отдела АСУ ТП 12.03.2001. - Введ.27.04.2001 – Череповец: ПАО Северсталь, 2001. – 203с.

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ МАРКШЕЙДЕРСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ
БЕЗОПАСНОГО ВЕДЕНИЯ ГОРНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «НОВЫЙ СИБАЙ»**

О.Е. Нестерова

Научный руководитель - старший преподаватель О.С. Колесатова
Технический университет УГМК, г. Верхняя Пышма, Россия

При открытой разработке месторождений полезных ископаемых очень важно обеспечить непрерывный мониторинг и прогноз устойчивости уступов, бортов карьеров и отвалов и не допустить их внезапных просадок, оползней и обрушений. Многолетняя практика работы большинства предприятий показывает, что небольшие движения или изменения в модели наблюдаемой части бортов карьера почти всегда становятся видимыми уже за несколько часов до их обрушения.

Организация и порядок проведения наблюдений, применяемое оборудование, способ обработки наблюдений, интерпретация полученных данных регламентируются «Инструкцией по наблюдениям за сдвижением горных пород и земной поверхности при подземной разработке рудных месторождений» и «Инструкцией по наблюдениям за деформациями бортов, откосов уступов и отвалов на карьерах и разработке мероприятий по обеспечению их устойчивости», данные инструкции не отражают сложившихся мировых тенденций в области деформационного мониторинга за состоянием горного массива, не учитывают появление современных технологий и автоматизации процессов обработки наблюдений.

Анализируя мировой опыт применения современного оборудования для мониторинга бортов карьеров и шахтной поверхности можно сделать следующие выводы:

- постепенный переход от «традиционных» методов измерений, требующих нахождения маркшейдера в зоне наблюдений (зоне проявления негативного воздействия горных работ) к бесконтактным методам измерений;
- автоматизация процессов постобработки и анализа данных измерений;
- автоматизация принятия решений об остановке работ на аварийном участке, внедрении принципа «мгновенного принятия решений».

Сложившиеся горно-геологические условия, применение систем разработки с обрушением выработанного пространства привели к ряду негативных последствий - образованию на прибортовой поверхности Сибайского карьера трещин и обрушений земной поверхности в районе участка «Нижняя залежь» (рис 1).



Рис.1 Северо-восточный борт Сибайского карьера (трещины, просадки) март 2017 г.

Следует отметить, что на данном участке (северо-восточный борт карьера) развитие деформаций продолжается: образуются новые трещины, существующие раскрываются и вертикально смещаются, образуя ступени. Величины смещений не имеют критических значений. Однако, образовавшиеся деформации горного массива, можно отнести к потенциально опасным.

В районе негативного влияния горных работ находятся объекты предприятия, отнесенные ко II и III категориям охраны сооружений – здание ПЗК, железнодорожный перегон, соединяющий Сибайский подземный рудник и обогатительную фабрику, линия электропередачи и газопровод обеспечивающие объекты в районе помольно-закладочного комплекса.

Для защиты объектов и сооружений от вредного влияния подземных горных разработок применяются меры охраны, выбор которых регламентируется действующими нормативными документами, («Временные правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок месторождений руд цветных металлов с неизученным процессом сдвижения горных пород»). Выбранные меры охраны должны обеспечивать полную безопасность людей, объектов, быть экономически оправданными.

Для принятия своевременных мер охраны железнодорожного перегона необходим постоянный мониторинг за состоянием земной поверхности, этого можно достичь путем внедрения на месторождении автоматизированной станции маркшейдерских наблюдений и реализацией в ней принципа «мгновенного принятия решения».

Из представленных на рынке РФ крупных мировых компаний по производству роботизированных тахеометров, решения по автоматизированному деформационному мониторингу имеет компания Leica (ООО «Гексагон геосистем рус»).

Проект автоматизированной станции, построенной на технологии Leica выделяется своим готовым решением по управлению периферийными электро - механическими устройствами (световая сигнализация, сирена, шлагбаум, перевод стрелки и т.п.), а также внедренными проектами на территории РФ (Черниговский разрез, оползневые склоны у ж. д. вокзала ГК «Альпика-Сервис», Саяно-Шушенская ГЭС, ЖД тоннель №5, №8 Краснодарского края, мостовой переход на остров Русский, Загорская ГАЭС-2, гидроузел Кузьминск Рязанская обл., дворцы спорта «Ледяной куб», «Адлер-Арена», «Айсберг», «Большой» стадион «Фишт» г. Сочи и многие другие промышленные, транспортные и спортивные объекты).

Состав маркшейдерской наблюдательной станции - роботизированный тахеометр Leica TM50 с программой управления, метеостанция, укрытие для тахеометра, средства передачи данных на сервер хранения данных, программное обеспечение GeoMos по обработке, анализу, информированию ответственных лиц и управлению системами оповещения, рабочий репер – 60 шт., спутниковый приемник – не мене 2 шт., опорный репер – 6 шт.

Общий вид наблюдательной станции приведен на (Рис 2).



Рис. 2 План автоматизированной наблюдательной станции месторождения «Новый Сибай»

В случае применения современных технологий при ведении маркшейдерского мониторинга удастся обеспечить ритмичную, безаварийную работу Сибайского подземного рудника, предотвратить человеческие жертвы, минимизировать ущерб от развития возможных аварийных ситуаций, выполнить плановые производственные показатели.

Литература

1. Емельяненко Е.А., Романько Е.А., Савченко Е.В., Янбердина А.Б. Маркшейдерский мониторинг деформаций бортов карьера Сибайского месторождения / Актуальные проблемы современной науки, техники и образования. 2012. Т. 1. № 70. С. 42-44.
2. Инструкция по наблюдениям за деформациями бортов откосов уступов и отвалов на карьерах и разработке и разработке мероприятий по обеспечению их устойчивости. - Л., 1971. - 188 с.
3. Кольцов П.В., Иванов Ю.С. Практика использования технологий лазерного сканирования в наблюдениях за деформациями бортов карьеров / Маркшейдерия и недропользование. 2015. № 1. – С. 45-47.
4. Колесатова О.С. Совершенствование методики маркшейдерских наблюдений за деформируемыми участками бортов карьеров (на примере Камаганского месторождения) // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014. - № 4. – С. 23-32.
5. Методические указания по наблюдениям за деформациями бортов разрезов и отвалов, интерпретации их результатов и прогнозу устойчивости / под ред. Г.И. Фисенко. - Л., 1987. - 178 с.
6. Пушкарев В.И., Колесатова О.С. Оценка и контроль деформирующихся бортов карьера «Юбилейный» // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2004. - № 9. – С. 278-282.
7. Fleurisson, J-A. (2012). "Slope Design and Implementation in Open Pit Mines: Geological and Geomechanical Approach". *Procedia Engineering*, 46, 27–38.
8. Leong, EC, & Rahardjo, H. (2012). Two and three-dimensional slope stability reanalyses of Bukit Batok slope. *Computers and Geotechnics*, 42, 81–88.
9. M.J. Little. Slope monitoring strategy at pprust open pit operation/ The South African Institute of Mining and Metal-lurgy / International Symposium on Stability of Rock Slopes in Open Pit Mining and Civil Engineering. – 2009. – P. 211- 229.

**ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОГО
СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА**

Н.А. Никифоров, Ф.Р. Алиев

Научный руководитель - доцент К.К. Манабаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье производится расчет напряженно-деформированного состояния геометрической модели цилиндрического вертикального стального резервуара, созданной на основе данных о существующем РВС, от действия статических нагрузок с целью анализа наиболее напряженных областей стенки резервуара во время эксплуатации и воздействия на нее внешних сил. В результате была получена картина распределения полей эквивалентных напряжений.

Ключевые слова: вертикальный стальной резервуар (РВС), напряженно-деформированное состояние (НДС), прочность, жесткость, метод конечных элементов (МКЭ).

По мере развития нефтяной промышленности возросла потребность в хранении больших объемов нефти и продуктов её переработки. Резервуары служат для хранения, приема и отпуска нефтепродуктов, щелочей, химических веществ, дизельного топлива, воды и других жидкостей в различных климатических условиях. Вопрос экологической обстановки местности, где располагается нефтебаза и резервуарные парки, зависит от их правильной работы и надежности при эксплуатации. На этапах проектирования и сооружения обеспечивается нужная степень надежности цилиндрического РВС, которая осуществляется на этапе эксплуатации [6,7,8].

Аварии резервуаров с последующей разливкой нефти и нефтепродуктов наносят прилегающей территории огромные экологические загрязнения. Экономический ущерб предприятия включает не только потери продукта, но и большие затраты на восстановление окружающей среды и восполнение запаса потерянных продуктов.

Как известно с практической точки зрения, сохранить углеводородное сырье является сложной задачей, точно также, как и создать идеальные условия для хранения нефтепродуктов различного вида. Это связано с тем, что эти продукты имеют характерные качества, усложняющие процесс добычи, транспортировки и хранения.

В настоящее время по всему миру наиболее распространены вертикальные стальные виды нефтяных резервуаров. Проектирование РВС на территории Российской Федерации регламентируется межгосударственным стандартом ГОСТ 31385-2016 [1] и стандартом СТО-СА-03-002-2009 [2].

Аналитический расчет резервуара связан с безмоментной теорией оболочек [9,10,11,12], т.к. такой объект представляет собой вертикальную оболочку с днищем. При всем этом, существенно меняется симметрия конструкции из-за наличия геометрических особенностей (наличие в конструкции люков, штуцеров, отверстий, изменение элементов конструкции по сечению и т.д.). Поэтому при расчете распределения напряжений и деформаций в локальных зонах, необходимо использовать технологии численных расчетов, поскольку аналитические методы в данном случае бессильны.

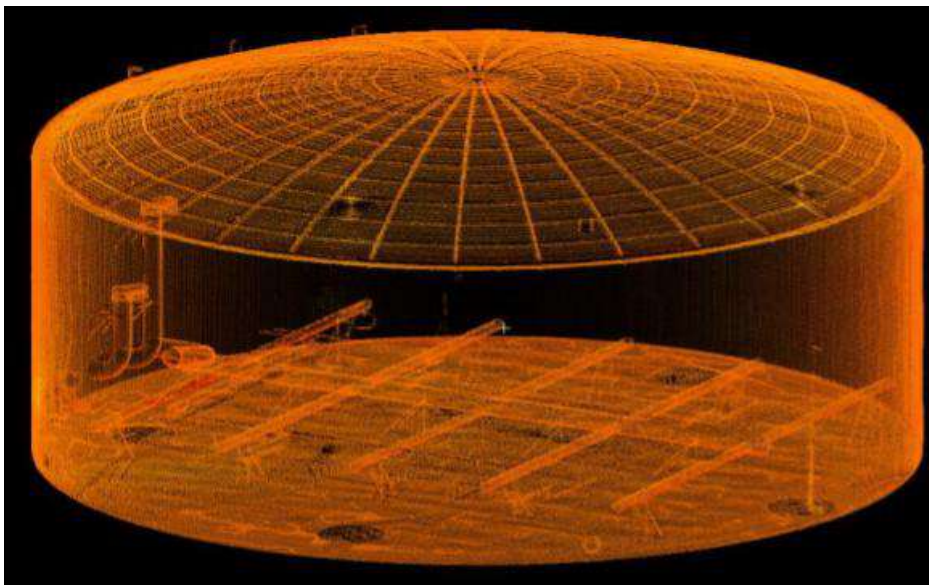


Рис. 1 РВС-10000

Постановка задачи

Проведем расчет напряженно-деформированного состояния вертикального резервуара с помощью программного комплекса ANSYS.

Для расчета методом конечных элементов была сконструирована аппроксимационная модель вертикального цилиндрического стального резервуара с номинальным объемом 10000 куб. м. (рис 1). Диаметр резервуара составляет 34,2 м, высота стенки – 11,92 м, количество поясов стенки – 8. Толщина стенки первого

пояса – 14 мм, 2-8 – 12 мм. Листы стенки выровнены по внутреннему краю. Сталь из которого изготовлен резервуар – 09Г2С (аналог стали С345) [2]. Расчетный уровень налива продукта при эксплуатации – 11,2 м, плотность продукта – 0,8 т/м³. Резервуар укомплектован каркасной сферической стационарной крышей сетчатого исполнения, толщина которого равна 6 мм. Также учитывался вес конструкции.

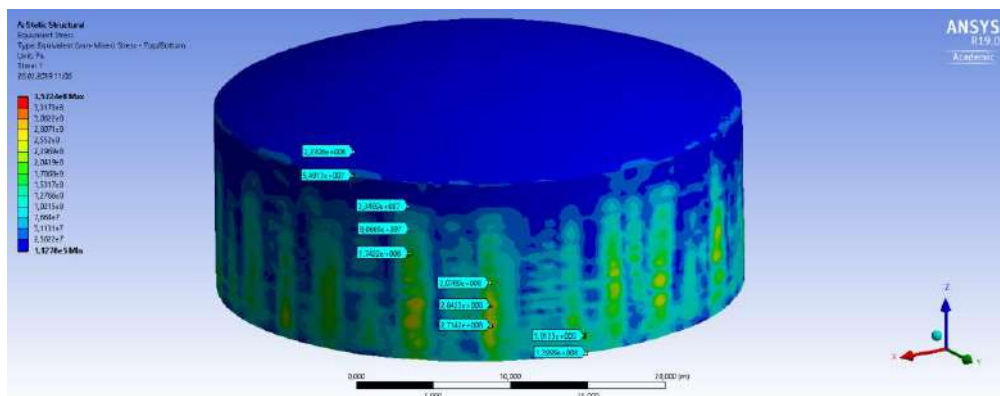


Рис. 2 Распределение эквивалентных напряжений на стенку резервуара

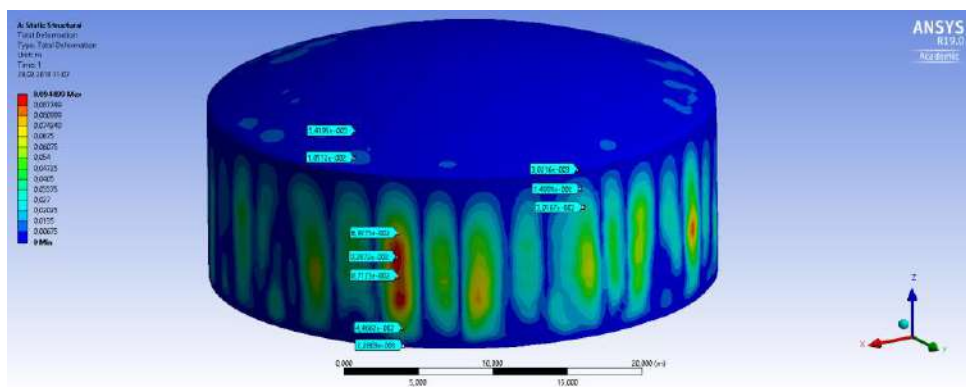


Рис. 3 Деформация стенки резервуара

Анализ результатов

В результате численного эксперимента получили значения эквивалентных напряжений по критерию Мизеса. Распределение напряжений по высоте стенки резервуара представлено на (рис 2).

Анализ результатов показывает, что условие прочности выполняется для всех поясов стенки. Среднее значение эквивалентных напряжений составляет 178,68 МПа и находится в пределах допустимого значения ($\sigma_m=325$ МПа). Также были рассмотрены общие деформации конструкции (рис 3), где максимальные значения располагаются вблизи третьего и четвертого пояса оболочки конструкции.

Выводы

Исходя из полученных при расчете модели данных, видим, что наибольшему напряжению и деформации преимущественно подвергаются места стыков листов, это показывает, что в этих местах образуются местные концентраторы напряжений. В этих областях высока вероятность появления дефектов. Следует отметить, что в процессе эксплуатации на резервуары действуют различные статические, малоцикловые, снеговые и ветровые нагрузки, воздействие температуры и агрессивной рабочей среды, приводящие к изменению геометрической формы конструкции. [4,5]. В последствии существенно заметны снижение несущей способности конструкции, уменьшение эксплуатационной надежности и сокращение долговечности резервуарной конструкции. В отличие от стандартного метода расчета на прочность и жесткость, метод численного моделирования позволяет разработать геометрическую модель и создать соответствующую конечно-элементную аппроксимацию на этапе проектирования.

Литература

1. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.
2. ГОСТ 5520-2017 Прокат толстолистовой из нелегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия.
3. СТО-СА-03-002-2009 Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
4. СП 16.13330.2017 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*».
5. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*.

6. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Составители: Крец В.Г., Шадрина А.В., Антропова Н.А. Учебное пособие. - Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 386 с.
7. Лапшин, А. А. и др. Конструирование и расчёт вертикальных цилиндрических резервуаров низкого давления: учебное пособие / Нижегород. гос. архит.-строит. ун-т. – Н. Новгород, ННГАСУ, 2009. – 122 с.
8. Николаев Н.В., Иванов В.А., Новоселов В.В. Стальные вертикальные резервуары низкого давления для нефти и нефтепродуктов: учебник для вузов. – Изд-во ООО "ЦентрЛитНефтеГаз", 2007. – 492 с.
9. Самогин Ю.Н., Хроматов В.Е., Чирков В.П. Метод конечных элементов в задачах сопротивления материалов / Под ред. В.П. Чиркова. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2012. – 200 с. – ISBN 978-5-9221-1380-9.
10. Светашков А.А. Элементы теории упругости: учебное пособие / А.А. Светашков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 164 с.
11. Светашков А.А., Куприянов Н.А., Манабаев К.К. Эффективные по времени вязкоупругие модули типа Хашина-Штрикмана // Физическая мезомеханика. — 2013. — Т. 16, № 2. — С. 33-39.
12. Светашков А.А., Куприянов Н.А., Манабаев К.К. Модификации эффективных модулей типа Хашина-Штрикмана для двухкомпонентного изотропного композита // Физическая мезомеханика / Российская академия наук (РАН), Сибирское отделение (СО), Институт физики прочности и материаловедения (ИФПМ). — 2015. — Т. 18, № 6. — С. 57-65.

АНТИПОМПАЖНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ В ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРАХ

М.В. Попов

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Помпаж – вредное явление, которое может сформироваться в лопастных нагнетателях, состоящее в том, что непрерывный поток подаваемого газа нарушается и становится нерегулярным или пульсирующим (в том числе и знакопеременным).

Помпаж в разных условиях проявляется с различной интенсивностью. От едва заметных изменений подачи, производительности и мощности до значительных резких изменений, опасных для нагнетательной установки, трубопроводной системы и контактирующих с ними установок и агрегатов. В случае формирования автоколебательного процесса усилить последствия помпажа могут резонансные явления. Известны случаи разрушения машин и трубопроводов.

Таким образом, под помпажом понимается неустойчивый режим работы нагнетателя, который характеризуется резкими колебаниями давления (напора) и расхода перекачиваемой среды [1].

Помпажу подвержены компрессоры кинетического сжатия (осевые и центробежные). При помпажном режиме резко ухудшается газодинамика проточной части компрессора, в результате чего он не сможет создавать требуемый напор, но при этом, давление за ним на некоторое время останется высоким. В результате может произойти обратный проброс газа. Давление за компрессором уменьшится, он снова будет развивать напор, но при отсутствии расхода напор резко упадет, и ситуация повторится. При помпаже вся конструкция испытывает большие динамические нагрузки, которые могут привести к ее разрушению.

Для предотвращения возникновения помпажа предусматривается применение специальных противопомпажных устройств. Например, клапанов, настроенных на перепуск газа во всасывающий патрубок компрессора при уменьшении производительности до границы помпажа. При определенных условиях возможен выпуск перемещаемого газа в атмосферу. Контроль достижения границы помпажа осуществляется по расходу газа в трубопроводе или по уровню давления.

В общем случае газодинамическая устойчивость работы нагнетателя может быть оценена по положению его рабочей точки относительно границы помпажа – линии, представляющей совокупность точек начала автоколебательных процессов на характеристиках, представленных для различных чисел оборотов компрессора. При нахождении рабочей точки левее границы помпажа (при низкой производительности), компрессор входит в помпаж. Правее линии границы помпажа на определенном расстоянии, характеризующем помпажный запас, находится линия регулирования – линия, относительно которой рабочая точка не должна уходить влево.

Задачей антипомпажной защиты и регулирования является поддержание помпажного запаса на заданном уровне, обнаружение помпажного состояния и вывод компрессора из зоны помпажа. Поддержание помпажного запаса достигается за счет оперативного частичного открытия антипомпажного клапана (АПК) при достижении рабочей точкой линии регулирования или же при быстром приближении к ней. Причем если рабочая точка достигает линии регулирования, то она удерживается на ней. Степень открытия антипомпажного клапана (АПК) определяется контуром управления антипомпажного регулирования [2].

Для устранения или предупреждения помпажа применяется частичное или полное открытие АПК, после чего осуществляется плавное закрытие регулирующего органа, и рабочая точка нагнетателя выводится к линии регулирования.

Таким образом, сущность антипомпажного регулирования заключается в управлении и контроле положением рабочей точки газодинамической системы по отношению к линии границы помпажа. Следовательно, необходимо рассмотреть существующие способы управления работой нагнетателей.

Управление – совокупность действий, выбранных на основании определенной информации и направленных на поддержание на заданном уровне или изменение в соответствии с целевой функцией параметров работы установки или системы в целом. Управляющая совокупность действий при изменении

режима работы газодинамической системы может быть определена на основании анализа ее характеристик. Например, при поддержании режима функционирования газодинамической системы (а именно: давления и расхода газа) в набор совокупных действий по поддержанию этих параметров на заданном уровне входят возможные воздействия и на характеристику сети и (или) нагнетателя. Управление может осуществляться в автоматическом и ручном режимах.

Термин «регулирование» применяется, если речь идет о поддержании на заданном уровне или изменении по заранее установленному закону физической величины, являющейся параметром работы установки. Автоматическое регулирование является составной частью автоматического управления. Регулирование того или иного параметра предполагает непрерывное измерение его величины, анализ соответствия ее заданному значению, формирование и реализацию регулирующего воздействия, которое прямо или косвенно приводит регулируемый параметр к «норме».

Управление работой системы или регулирование отдельных параметров установки предполагает реализацию воздействий без остановки системы или входящих в нее агрегатов. Изменить режим работы системы можно и путем замены, привода, передачи или даже нагнетателя. Эти действия можно назвать реконструкцией, адаптацией к новым условиям и т.п. Они реализуются при периодическом изменении рабочих параметров системы, при этом эксплуатация системы в новом режиме осуществляется значимый промежуток времени. Характерным примером этого являются сезонные изменения производительности систем кондиционирования воздуха.

Регулирование в системе нагнетатель – сеть требует обязательного учета особенностей каждого элемента данной системы. Характеристики нагнетателей отличаются некоторым разнообразием, что приводит к необходимости применения и различных регулирующих воздействий.

Набор способов воздействия на сеть путем изменения ее сопротивления ограничен и определяется только местом приложения регулирующего воздействия: регулирующий орган может быть расположен после нагнетателя, до нагнетателя или на обводной линии (байпасе). Следует отметить, что изменение сопротивления сети может осуществляться путем дросселирования ее на магистральных трубопроводах и ответвлениях от них. При ограниченном числе способов изменения сопротивления сети следует отметить достаточно большое разнообразие регулирующих органов, с помощью которых реализуется регулирующее воздействие: шиберы, поворотные заслонки, задвижки, краны, вентили и т.д.

Антипомпажное регулирование производительности производится перепуском газа из области нагнетания в область всасывания в рабочем режиме (байпасирование) и применяется при регулировании режима работы центробежных компрессоров и заключается в том, что параллельно основной сети подключается участок, сопротивление которого можно оценить путем наложения графических построений (рис 1). При закрытом регулирующем органе на байпасе режим совместной работы сети и нагнетательной установки определяется точкой А. Расход в сети равен L_a . При включении байпаса к сети параллельно подключается участок с характеристикой P_b . Суммарная характеристика «сеть+байпас» определяется по ранее рассмотренной методике и представлена линией P_{b+c} . Таким образом, при включении байпаса рабочая точка переходит в положение «В». Производительность нагнетателя возрастает до значения L_{b+c} при некотором снижении подачи в сеть до L_c ($L_c < L_a$). Расход газа через байпас равен L_b . Анализ выполнен в предположении, что участки сети параллельные байпасу (участок а–б), имеют пренебрежимо малое сопротивление. При существенном сопротивлении участка а–б сеть следует рассматривать как последовательное соединение участка а–б и «остальных» участков сети. В этом случае байпас рассматривается как участок, параллельно подключенный к «остальным» трубопроводам, и нахождение общего сопротивления сети должно осуществляться по схеме [3]:

$$P_{c+b} = ((P_c - P_{a-b}) + P_b) + P_{a-b} \quad (1)$$

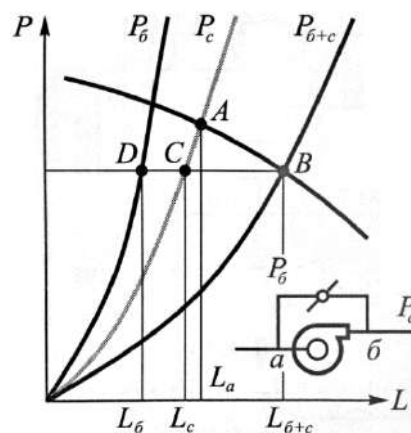


Рис.1 Последствия применения байпаса

При возрастании производительности центробежных нагнетателей потребляемая мощность возрастает. Таким образом, применение байпасов для целей регулирования подачи среды в сеть приводит к дополнительным потерям мощности. Причем они больше, чем при применении дросселирования. Байпасирование является самым

простым по реализации способом и самым затратным по энергетическим показателям. При необходимости уменьшить подачу газа в нагнетающий трубопровод открывается перепускной регулирующий орган, соединяющий область нагнетания и область всасывания. Общая производительность нагнетателя при этом возрастает, а подача перемещаемого газа в сеть уменьшается.

Ввиду простоты реализации и возможности изменения производительности в широком диапазоне этот способ регулирования, к сожалению, находит применение. Применительно к компрессорам следует отметить, что при длительном открытии байпаса за счет поступления горячих газов из нагнетательной полости в область всасывания может существенно повыситься температура компрессора. Этот процесс характерен для всех видов нагнетателей, но при малых развиваемых давлениях меньше и его «температурный» эффект.

Литература

1. Ден Г.Н. Механика потока в центробежных компрессорах. – Л.: Машиностроение, 1973. – 272 с.
2. Казакевич В.В. Автоколебания (помпаж) в компрессорах. – М.: Машиностроение, 1974. – 264с.
3. Старосельский С. Встроенная система защиты от помпажа и контроля производительности центробежных компрессоров. – Компрессорная техника и пневматика, 2013. №3. С. 15.

ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА МЕТОДАМИ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ И ЯМР- РЕЛАКСОМЕТРИИ

Л.А. Рыбалкин, М.И. Шумскайте

Научный руководитель - заведующий лабораторией С.В. Сердюков
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Разработка угольных пластов шахтным способом сопряжена как с ведением горных работ по подготовке, выемке и транспортировке угля, так и с контролем, извлечением постоянного спутника угля – газа метана. Снижение содержания метана до безопасных концентраций обеспечивают за счет мероприятий по дегазации угольных пластов. Эффективным способом интенсификации дегазации углепородного массива является проведение гидроразрыва [1, 3] в интервалах дегазационных скважин на различной глубине с закреплением полученных трещин расклинивающими материалами [4]. Исследования углепородного массива [2], проводимые как из шахтного поля, так и лабораторные исследования ядерного материала, отобранного с различных горизонтов месторождения, позволяют получить данные о проницаемости угля, что в дальнейшем способствует разработке наиболее оптимальной и рентабельной схемы дегазации, планированию дополнительных мероприятий по интенсификации дегазации газоносных пластов.

В данной работе приведены результаты лабораторных исследований угольных ядер диаметром 45 мм и длиной 45 мм. Результаты, полученные при исследовании скорости осевой фильтрации газа в условиях различных перепадов давления в угле, сжимающих напряжений, были дополнены сериями исследований пористости образцов, наличия жидкой фазы в порах на ЯМР – релаксометре. Анализ полученных данных позволил сформировать более полное представление о фильтрационных характеристиках изученных образцов угля.

Для измерения газопроницаемости из проб угля были подготовлены 3 ядра диаметром 45 мм и длиной 90мм. Исследования проводились на специальной установке в режиме осевой фильтрации газа азота в условиях равномерного сжатия образца. В первой серии исследований давление сжатия составляло 10 бар, во второй 15 бар, в третьей – 20 бар. Для всех образцов было проведено по 4 измерения времени вытеснения фильтрующимся газом фиксированного объема жидкости между двумя оптическими датчиками в мерном сосуде. Далее определялось среднее значение времени фильтрации газа, которое впоследствии использовалось для расчета коэффициента абсолютной газопроницаемости угля в условиях стационарной фильтрации при линейном направлении потока газа. Результаты серий измерения газопроницаемости образца №2 представлены на рис.1.

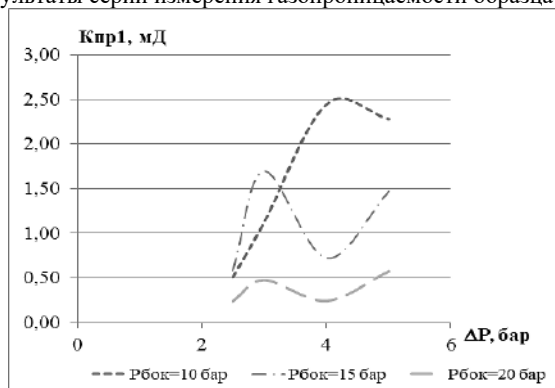


Рис. 1 Зависимость проницаемости образца при различных значениях перепада давления фильтрации и всестороннего сжатия

Как видно из серий с давлениями сжатия 15 бар и 20 бар проницаемость образца меняется периодически с увеличением давления фильтрации. Такой эффект может быть вызван наличием подвижной жидкости, которая находится в порах или в виде пленок на поверхностях микротрещин. При приложении внешнего давления с последующей фильтрацией часть жидкости начинает смещаться по направлению потока фильтрации и в определенный момент происходит водная блокада капилляров и открытых пор. Последующее увеличение градиента давления фильтрации позволяет кратковременно преодолеть блокирующее действие воды, однако со временем данный эффект ослабевает. Для более полного понимания характера распространенности жидкости в поровом пространстве образцов были проведены исследования на ЯМР – релаксометре «МСТ-05».

Метод ЯМР основан на реакции магнитных моментов ядер водорода на воздействие внешнего магнитного поля, в результате чего возникает макроскопическая намагниченность. Магнитная система релаксометра «МСТ-05» Измерительный холдер позволяет проводить измерения цилиндрического керна (максимальный размер 45×50 мм), керна произвольной формы, бурового шлама, флюидов. Измерения проводятся в два этапа. На первом этапе определяются ЯМР-характеристики сухих образцов, на втором – полностью водонасыщенных.

Всего для экспериментов были использованы три образца, для которых выполнено два измерения: сухого и водонасыщенного. Основные характеристики образцов приведены в таблице: Кп – коэффициент пористости по упрощенной модели сферических пор, Кпр2 – коэффициент проницаемости по методу ЯМР, FFI – доля свободного флюида, BVI – доля капиллярно-связанного флюида, CBW – доля глинисто-связанного флюида (таблица 1).

Таблица 1

Полученные характеристики проницаемости исследуемых образцов

| | Кп, % | T ₂ ср, мс | Кпр, мД | FFI, % | BVI, % | CBW, % |
|------------------|-------|--------------------------|---------|--------|--------|--------|
| Образец №1 сухой | 12,67 | 0,3 | 0,00 | 0,0 | 4,0 | 96,0 |
| Образец №1 в/н | 15,24 | 0,6 | 0,05 | 5,7 | 7,0 | 87,3 |
| Образец №2 сухой | 11,96 | 0,4 | 0,00 | 1,3 | 8,3 | 90,4 |
| Образец №2 в/н | 10,21 | 1,0 | 0,02 | 8,3 | 11,4 | 80,3 |
| Образец №3 сухой | 20,43 | 0,3 | 0,00 | 0,0 | 6,0 | 94,0 |
| Образец №3 в/н | 21,91 | 0,3 | 0,04 | 2,5 | 5,1 | 92,4 |

Полученные в ходе двух параллельных экспериментов, значения коэффициентов проницаемости угля сопоставимы. По результатам фильтрационных тестов (осевая фильтрация) значения коэффициентов проницаемости составили 0,1-0,2-2,5мД. Значения коэффициентов проницаемости, полученные с помощью ЯМР релаксометра, находятся в диапазоне 0,03-0,08мД.

Проведенные исследования на ЯМР-релаксометре подтверждают результаты, полученные при исследовании газопроницаемости образцов. Расчетные значения пористости по упрощенной модели сферических пор лежат в диапазоне от 12 до 20%, при этом времена релаксации очень короткие, т. е. поры мелкие, проницаемость близка к нулю. Наличие большого количества связанного флюида, более 80% у всех образцов, свидетельствует о том, что характер распределения жидкости в образце преимущественно в виде тонких пленок в системе естественных микротрещин и поровом пространстве.

Литература

1. Курленя М. В., Сердюков С. В., Патутин А. В., Шилова Т. В. Интенсификация подземной дегазации угольных пластов методом гидроразрыва // ФТПРПИ. – 2017. – № 6. – С. 3–9.
2. Патутин Д. В., Тимонин В. В., Кондратенко А. С., Рыбалкин Л. А. Комплексные исследования угольных пластов в глубоких скважинах // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. 2014. Т. 2. № 1. С. 23–26.
3. Сердюков С. В., Дегтярева Н. В., Патутин А. В., Шилова Т. В. Технический комплекс для множественного локального гидроразрыва породного массива в необсаженных скважинах // ФТПРПИ. – 2016. – № 6. – С. 180–186.
4. Шилова Т.А., Рыбалкин Л.А. Экспериментальное исследование влияния легкого проппанта на проницаемость угля // Интерэкспо Гео Сибирь. — 2018. — Т. 2. — №6. — С. 338–365.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ОБОСНОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕШЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ
ПРОБЛЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НЕРЕВЕРСИВНОЙ НАГРУЗКИ В ПОРШНЕВЫХ
КОМПРЕССОРАХ**

А.С. Сироткин

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Нереверсивная нагрузка - нагрузка, возникающая в узле соединения крейцкопфа, пальца крейцкопфа и шатуна за счет того, что по причине внутренних или внешних факторов палец крейцкопфа и крейцкопф остаются на одной поверхности соприкосновения в течении длительного времени. В результате возникновения данной нагрузки неизбежны такие последствия как: износ поверхностей соприкосновения, деформация и разрушение самих деталей, а также выход из строя компрессора.

С целью предотвращения вышеизложенных последствий будут предложены и обоснованы решения по предотвращению возникновения нереверсивной нагрузки в поршневом компрессоре, а также будут предложены решения, которые помогут избавить детали от разрушения.

Рассмотрим два случая:

Случай, когда возникает нереверсивная нагрузка и последствия необратимы, то есть система не способна вернуться в исходное состояние самопроизвольно без вмешательства в процессе эксплуатации, на этапе ремонта или на этапе проектирования. Второй случай – система самопроизвольно восстанавливает повреждения.

Причины возникновения и решения:

- отказ нагнетательных клапанов со стороны крышки;
- отказ всасывающего клапана со стороны коленчатого вала.

1. Установка датчиков температуры на клапана всасывания и нагнетания. Принцип работы заключается в том, что каждый датчик настраивается на определенный диапазон рабочих температур, и при выходе показаний за пределы будет издаваться сигнал, который будет регистрироваться. Датчик, издавая сигнал, даст понять оператору, что клапан достиг порогового значения температуры и требуется приостановить работу компрессора, во избежание поломок других составных частей компрессора, ряда, или самого компрессора. Данное решение позволит избавиться от лишних затрат, а в хорошем случае и сохранить клапан в целостности пока он не достиг температуры, при которой возникнет пластическая деформация и разрушение.

Применение ультразвуковых датчиков на крышки клапанов. Датчик в одном корпусе содержит как излучатель, так и приёмник импульсов. Импульсные колебания, сформировавшиеся в излучателе, проходя через клапан и встретившие на своем пути в материале дефект, будут отражаться, рассеиваться и преломляться от его поверхности, следовательно, теряя свою энергию. Обратный импульс будет возвращаться на приёмник уже с меньшей энергией. Задается приёмнику определенный рабочий диапазон амплитуд и при выходе амплитуды за его пределы в момент приема отразившегося сигнала, обслуживающий персонал будет регистрировать сигнал и делать выводы о неисправности т.к. амплитуда меняется (клапан деформируется, теряет целостность, приобретает дефекты). Применяя данные датчики, также можем наблюдать наличие жидкости в компримируемом газе, т.к. происходит рассеяние ультразвуковой волны при её наличии.

Неправильная установка или ремонт клапанов.

Данная причина повлечет за собой неработоспособность клапана. Он будет полностью закрыт, и пластина клапана не будет иметь свободу движения в период открытия и закрытия либо, напротив, пластина будет иметь чрезмерную свободу движения. Поэтому в данном случае необходимо проверять компетентность обслуживающего персонала и качество устанавливаемых деталей. Стяжные болты и контргайки стяжных шпилек должны быть затянуты необходимым моментом. Если перетянут хотя бы один болт, то скорее всего остальные болты тоже перетянуты. Если сломан хотя бы один стакан клапана, то есть вероятность того, что остальные стаканы и болты клапанных крышек могут в скором времени отказать и должны быть заменены.

Жидкость в цилиндре.

В процессе работы компрессора, а именно в процессе всасывания газа после сепарации и после прохождения его через аппарат воздушного охлаждения в цилиндр может пройти газ вместе с жидкостью. Жидкость может появиться в результате образования конденсата, когда имело место долгое взаимодействие с окружающей средой, а именно когда газ проходил от сепаратора после сжатия к аппарату воздушного охлаждения, а далее уже в камеру всасывания, либо при наличии высокой концентрации жидких углеводородов в составе газа. Попадая жидкость в цилиндр, приводит к гидроудару в силу того, что жидкость несжимаема и поршень в динамике ударяется о жидкость, т.к. не в силах сжать её. Поршень, встретившись на своем пути с жидкостью, взаимодействует с ней и в результате этого появляются силы, которые не являются полезными и не действуют благоприятно на работу поршневого компрессора. Появившиеся энергия никуда не исчезает и начинает воздействовать на механизмы. В данной ситуации необходимо чаще дренировать сепараторы и не дожидаться пока уровень достигнет значения, при котором автоматика сама произведет открытие дренажного клапана, либо, при возможности, настроить значение открытия клапана ниже по уровню; также необходимо пересмотреть уставки температур межступенчатого охлаждения газа. После каждой ступени сжатия газ отправляется на аппараты воздушного охлаждения и, возможно, чрезмерно охлаждается до температуры образования конденсата, который «пролетает» в сепараторе из-за большого количества либо из-за высокой скорости потока газа и попадает в цилиндр; Термоизоляция всасывающего трубопровода, а также трубопроводов до и после охлаждения также избавит компрессор от излишней жидкости в цилиндрах, которая образуется из-за перепадов температур газа и окружающей среды. Установка простейшего сетчатого фильтра перед самим

компрессором (идеально в ангаре) до входного сепаратора, в котором будет собираться жидкость, образованная за счет перепада температур, а также жидкость, идущая вместе с газом от источника.

- **Превышение нагрузки**
- **Использовании цилиндров малых диаметров**
- **Пониженной частоте вращения;**
- **Увеличенном мертвом пространстве со стороны крышки цилиндра.**

Названные четыре причины отмечены в силу того, что если компрессор работает с присутствием даже одной из них, то поверхности пальца крейцкопфа и самого крейцкопфа находятся относительно продолжительное время во взаимодействии, не перемещаясь на соседнюю, и именно из-за этого возникают проблемы. Поверхности двух деталей, которые являются опорными, будут испытывать чрезмерный нагрев и отсутствие обильной смазки. Также случай, когда нагрузка на поверхность будет превышена, то будут возникать высокие напряжения в зоне контакта. Конечно, возможно избежать этих причин применив технологические операции, например, уменьшить степень сжатия или отрегулировать «мертвое» пространство со стороны крышки цилиндра, тем самым уменьшить нагрузку на шток, также можем увеличить частоту вращения и перепускать газ с нагнетания обратно на всасывающий трубопровод, но эти все действия могут повлиять на технологический процесс. Эти причины являются не критическими, но вред оборудованию наносится однозначно.

В данной ситуации предлагается следующий вариант решения, когда возникает нереверсивная нагрузка и система способна самопроизвольно, посредством самоорганизующихся процессов, устранить возникшие повреждения на деталях, а конкретнее на поверхностях взаимодействия (трения). В данном случае речь пойдет о процессе избирательного переноса (эффект безызносности). Под эффектом безызносности подразумевается принцип, на основе которого уменьшаются силы трения и интенсивность изнашивания деталей. Между тем, в реальных условиях, можно достичь такого результата, когда поверхности трения не только не изнашиваются, но и могут восстанавливаться. Создаются условия восстановления изношенных машин без их разборки. Это требует проведения специальных технологий, когда в трении участвует две детали и между ними находится смазка, то условия контакта деталей меняются (рис 1). Здесь трущуюся пару можно рассматривать как термодинамическую систему, где возможен обмен поверхностями трения с внешней средой (смазкой) энергией и веществом и, следовательно, возможно образование новых структур на основе самоорганизующихся процессов.

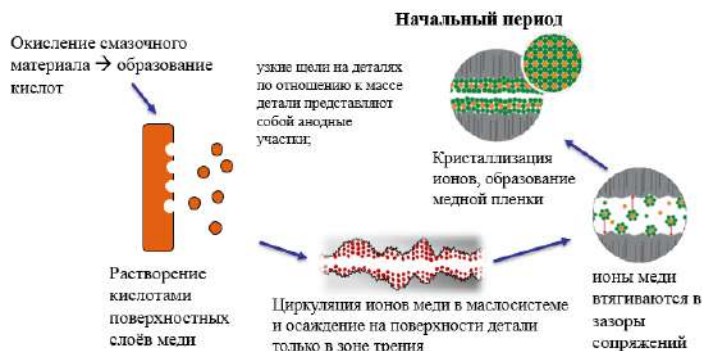


Рис. 1 Механизм образования серовитной пленки

После того как поверхности трения покроются пленкой меди, пара трения сталь-сталь становится парой медь-медь. Это приводит к снижению трения и, как результат, к снижению интенсивности окисления масло-металлической смеси и прекращению растворения медных материалов. В установившемся режиме трения медная пленка не изнашивается. Ее частицы могут переходить с одной поверхности трения на другую. Продукты износа пленки удерживаются в зазоре электрическими силами [1]. Но не все так хорошо, как хотелось бы. Необходимо создать условия для того, чтобы эти процессы протекали, и термодинамическая система функционировала.

Условия:

- разработка металлоплакирующих смазочных материалов с добавлением медной/оловянной/бронзовой крошки к ним;
- разработка материалов, содержащих металлоплакирующий состав, обеспечивающий в процессе трения формирование серовитной пленки;
- разработка конструктивных мероприятий (медные/оловянные/бронзовые вставки или специальные металлоплакирующие элементы в конструкцию узла трения), обеспечивающие образование серовитной пленки.

Также процесс избирательного переноса будет применим в том случае, когда реверсивная нагрузка будет обеспечиваться. Даже при нормальной работе происходит износ поверхностей трения, так как на данных поверхностях сосредотачиваются значительные нагрузки. Соответственно необходимо защитить эти поверхности. Это осуществиться как раз благодаря процессу избирательного переноса.

Литература

1. Гаркунов Д. Н. Триботехника (износ и безызносность): Учебник. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: «Издательство МСХА», 2001. - 616с.;

2. Киселев В. В. Разработка металлосодержащих присадок к маслам, реализующих избирательный перенос при трении. – Автореф. дисс. на соискание уч. степ. канд. техн. наук, -Иваново, 2004. – 21с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОГРУЗКИ КАЛИЙНОЙ РУДЫ ШНЕКАМИ КОМБАЙНОВ «УРАЛ-20Р»

А.Е. Суханов

Научный руководитель - ассистент А.Б. Максимов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия

Проходческо-очистной комбайн «Урал-20Р» является основным видом добычных машин на калийных рудниках Российской Федерации. Для погрузки отбитой горной массы и обработки почвы выработки в конструкции комбайна предусмотрены два однозаходных шнека, смонтированных на общей раме. Руда перемещается шнеками к разгрузочному окну скребкового конвейера, осуществляющего удаление горной массы из призабойного пространства и ее погрузку в средства дальнейшего транспортирования.

Процессы резания и перемещения руды сопровождаются ее циркуляцией и измельчением, что ведет к увеличению содержания мелких пылевидных фракций размером менее 0,25 мм в отбитой горной массе. Циркуляция обусловлена такими факторами, как трение руды о лопасти и ступицу, перебрасывание отбитой руды резцами и кулаками резцов через ступицу шнека. Согласно литературным источникам [4] содержание в перерабатываемой руде пылевидных частиц затрудняет работу обогатительных фабрик и влечет снижение прибыли горнодобывающих предприятий.

Эффективность работы шнеков определяется минимальным измельчением перемещаемой горной массы при обеспечении паспортных значений производительности комбайна. Повышение эффективности работы погрузочного оборудования является актуальной задачей, решение которой возможно путем обоснования рациональных параметров погрузочного оборудования комбайнов «Урал-20Р».

Транспортирование горной массы шнеками является сложным многофакторным процессом, характеризующимся существенным разбросом значений параметров, влияющих на его эффективность.

Для расчета производительности шнекового органа используется формула [3]:

$$Q_{\text{шн}} = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \gamma n K_3 K_{\text{ц}}^{-1} \left(S - \frac{\delta N_3}{\cos \alpha} \right), \quad (1)$$

где $Q_{\text{шн}}$ – производительность шнекового погрузчика, т/мин; D – диаметр шнека по лопасти, м; d – диаметр ступицы шнека, м; α – угол подъема лопасти шнека, град.; S – шаг лопасти, м; δ – толщина лопасти, м; N_3 – количество заходов лопасти, шт.; n – частота вращения шнека, об/мин; K_3 – коэффициент заполнения шнека; $K_{\text{ц}}$ – коэффициент циркуляции руды в шнеке, γ – плотность калийной руды в насыпке, т/м³.

В соответствии с техническими характеристиками шнека и перемещаемого груза принимаем для расчетов следующие значения $D = 0,68$ м; $d = 0,4$ м; $\alpha = 15,8^\circ$; $S = 0,48$ м; $\delta = 0,035$ м; $N_3 = 1$ шт.; $n = 40,5$ об/мин; $\gamma = 1,35$ т/м³.

Авторами разработана схема заполнения поперечного сечения шнека комбайна для определения рационального значения коэффициента заполнения $K_{3,\text{рац}}$ (рис. 1). Данное решение позволит обеспечить минимальные значения циркуляции руды.

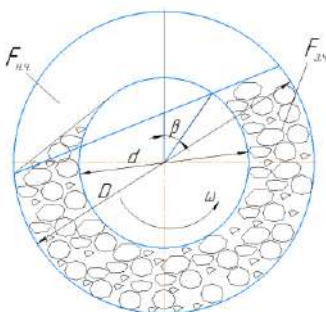


Рис. 1 Расчетная схема сечения шнека, принятая для определения рационального коэффициента заполнения

При построении схемы был учтен угол β , который зависит от коэффициента трения руды о поверхность шнека и от кинематических параметров шнекового погрузчика. Данный угол определяет границу, выше которой руда попадает на выположенную поверхность шнека и вследствие этого перебрасывается через ступицу [2]. При транспортировании калийной руды шнеками комбайнов «Урал-20Р» значение угла $\beta = 35^\circ$.

В соответствии с представленной расчетной схемой, рациональный коэффициент заполнения может быть представлен как:

$$K_{з.рац.} = \frac{F_{з.ч.}}{F_{н.ч.} + F_{з.ч.}}, \quad (2)$$

где $F_{з.ч.}$ – площадь заполненной части сечения шнека, $F_{н.ч.}$ – площадь незаполненной части сечения шнека.

По мере перемещения отбитой горной массы от бермовых фрез к скребковому конвейеру увеличивается количество руды между лопастями шнека.

Авторами работы получены и представлены зависимости рациональной величины коэффициента заполнения от диаметра ступицы при принятой расчетной схеме заполнения шнека (рис. 2):

$$K_{з.рац.} = -31,5d^5 + 56,1d^4 - 36,1d^3 + 9,57d^2 - 0,46d + 0,5. \quad (3)$$

С учетом выражения (3) была получена зависимость производительности шнека $Q_{шн.}$, соответствующей минимальной циркуляции руды, от диаметра ступицы d (рис. 2).

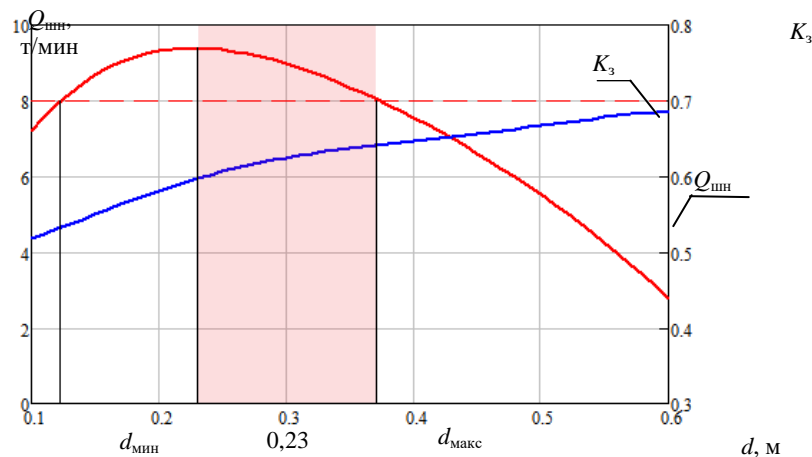


Рис. 2 Зависимости производительности и коэффициента заполнения от диаметра ступицы

Исходя из условия, что производительность шнека не должна ограничивать производительность комбайна, для вычисления рационального значения диаметра ступицы принимаем $Q \geq 8$ т/мин (паспортное значение производительности современных модификаций комбайна «Урал-20Р»). С целью определения рациональных параметров работы шнека, соответствующих наименьшему измельчению руды, коэффициент циркуляции руды в шнеке $K_ц$ принимаем минимально возможным, то есть $K_ц = 1$.

Таким образом, рациональная величина диаметра ступицы принадлежит диапазону значений $d_{мин} - d_{макс}$. Экстремум функции $Q_{шн} = f(d)$, соответствующий наибольшему значению производительности шнека $Q_{шн} = 9,41$ т/мин, наблюдается в точке $d = 0,23$ м. Диапазон значений $d \in [d_{мин}; 0,23$ м), предположительно, не обеспечит необходимых прочностных характеристик конструкции.

Рациональная величина диаметра ступицы шнека, обеспечивающая наименьшее переизмельчение руды при транспортировании, для проходческо-очистных комбайнов «Урал-20Р» современных модификаций, находится в диапазоне значений от 0,23 м до $d_{макс}$, что соответствует величинам 0,23–0,37 м.



Рис. 3 Шнек с зачистным лемехом

Одной из особенностей работы шнеков комбайнов «Урал-20Р» является отсутствие замкнутого рабочего пространства по контуру лопасти и значительные зазоры между лопастями шнека, поверхностью забоя, а также погрузочным щитом [1]. Это является причиной утечек руды из зоны действия лопастей и формирования слоя просыпи на почве выработки.

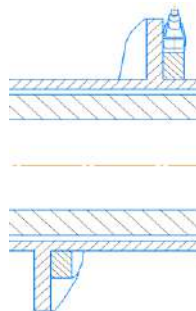


Рис. 4 Шнек с расположением резцов на нерабочей стороне лопасти

С целью устранения данного недостатка, авторами работы предлагается замена щита, устанавливаемого за шнековым погрузочным органом, на зачистной лемех, а также изменение положения кулаков с резцами на шнековом погрузчике. Кулаки должны располагаться на нерабочей стороне лопасти, не выступая за пределы ее диаметра (рис. 3,4).

Уменьшение диаметра ступицы шнека до величины, лежащей в диапазоне значений от 0,23 м до 0,37 м, в совокупности с реализацией предлагаемых конструктивных решений позволит обеспечить минимальное измельчение перемещаемой горной массы при обеспечении паспортных значений производительности комбайна.

Литература

1. Вернер В.Н. Исследование и обоснование рациональных параметров шнековых погрузочно-транспортирующих органов выемочных машин: дис. ... док. техн. наук: 05.05.06 / Вернер Владимир Николаевич. – Кемерово, 1999. – 318 с.
2. Доукин А.В., Фролов А.Г., Позин Е.З. Выбор параметров выемочных машин. Научно – методические основы – Наука, 1976, 144 с.
3. Солод В.И., Гетопанов В.Н., Рачек В.М. Проектирование и конструирование горных машин и комплексов. Учебник для вузов – М., Недра, 1982, 350 с.
4. Тетерина Р.Х., Сабиров Л.Я., Кириченко Л.Н. Технология флотационного обогащения калийных руд – Пермь, «Соликамская типография», 2002 г. – 485 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ТОЧНОСТЬ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ БАЗОВЫХ GNSS-СТАНЦИЙ

А.С. Тютюков

Научный руководитель - старший преподаватель Е.С. Богданец
**Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия**

В настоящее время базовые GNSS станции получили широкое распространение. Они работают практически во всех уголках земного шара, в совершенно различных погодных условиях.

По результатам ранее проведенного исследования, представленного в научной статье «Исследование влияния времени суток на точность позиционирования базовых GNSS-станций» [1, с.3], было сделано предположение, что на величину ошибки позиционирования так же влияет температура воздуха, т.е. нагрев и деформация устройства базовой станции, в следствии расширения материалов.

Для проверки этого предположения были использованы суточные измерения базовой станции на протяжении 5 дней, находящейся в пустыне Мохаве, Аризона, США. Измерения проводились в период с 01.07.2017 по 05.07.2017. Минимальная зафиксированная температура +18°C, максимальная +40°C, в среднем колебания температур составили около 20°C.

Данные проведенных измерений были взяты с сайта SOPAC. SOPAC – это крупнейший международный центр сбора и обработки данных по GNSS системам.

Данные GNSS измерений обрабатывались с помощью бесплатной онлайн системы обработки данных GPS – AUSPOS. AUSPOS производит вычисления с использованием ПО Bernese. Bernese - это научное, высокоточное программное обеспечение для обработки данных с GNSS станций, разработанное в Астрономическом институте Университета Берна (AIUB). В процессе вычислений используются точные параметры орбиты, параметры ориентации Земли и координаты станций GNSS, предоставляемые Международной службой GPS (IGS). Как только пользователь отправил файл RINEX, ближайшие 15 станций IGS и APREF используются в качестве опорных станций для обработки. Использование этих станций повышает точность решения. Координаты станций IGS ограничены погрешностью 1 мм по горизонтали и 2 мм по вертикали.

Нужно понимать, что данный сервис уже учитывает при обработке данных влияние различных источников наблюдения, например, тропосферы, ионосферы, погрешность часов приемника и другие.

Полученные данные измерений с сервиса SOPAC представлены во времени UTC, в то время как базовая станция находится в часовом поясе UTC -7 часов, тем самым необходимо было составить измерения по местному времени.

Данные о погоде были взяты из архива Weather Underground [3], с ближайшей метеостанции. Во все дни наблюдений погода была безоблачной, без осадков и каких-либо аномалий.

Смотря на изменение температуры в течении дня, было решено разбить данные суточных измерений на период в 4 часа, так как в этот период колебания температуры были либо ярко выражены, либо минимальны.

На (рис.1) представлен график зависимости СКП позиционирования базовой станции от температуры по обработанным данным. Полученные значения СКП расставлены на середину временного интервала. Температура, указана, полученная в этот момент времени.

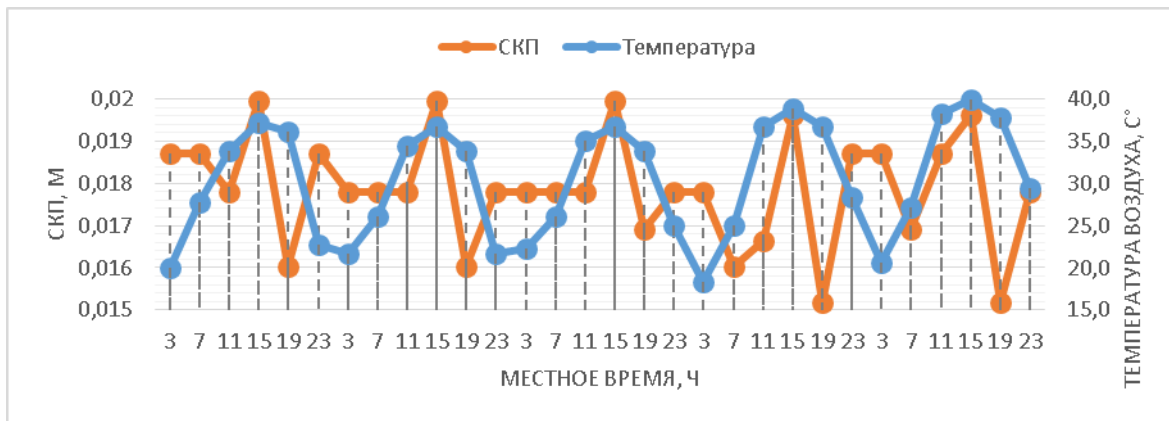


Рис. 1 График значений СКП в зависимости от температуры

Из рисунка 1 видно, что пики значений СКП совпадают с максимумами температуры с 13-17 часов. Так же видно, что в период спада температуры с 17-21 часа идет повышение точности позиционирования, а в период повышения температуры с 7-13 часов идет повышение СКП.

Однако из графика видно, что, хотя минимум температуры устанавливается ночью с 23-6 часов, есть некоторое повышение СКП, которое явно зависит от других факторов. Скорее всего фактор, имеющий наибольшее влияние – это качество геометрии спутников. Точность определения местоположения напрямую зависит от количества спутников в «зоне видимости» прибора, а также от того, как эти спутники распределены на небосводе. По данным планирования GNSS измерений на даты с 01.07.2017-05.07.2019 было выявлено, что малое количество спутников и наибольшие пики погрешностей, с этим связанные, возникают в 04:10, 13:20 и 16:10 по местному времени [2]. Измерения, проведенные в 13:20 и 16:10 попадают в общий интервал наблюдений с 13-17 часов по местному времени, что увеличивает пик СКП.

Так же, было замечено, что изменение СКП плановых координат составляет 1-2мм, в то время как изменение СКП по высоте составляет 9мм. Так же величина СКП по высоте больше в 3 раза, чем плановые СКП. На рисунке 4 представлен график изменения вычисленной высоты базовой станции и изменение температуры.

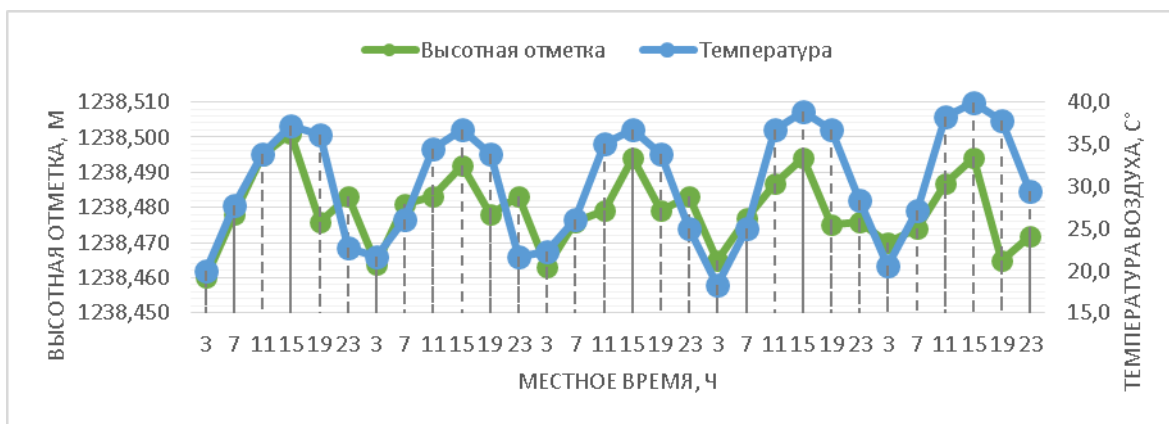


Рис. 2 График значений Н в зависимости от температуры

На (рис. 2) показано, что суточные колебания по высоте составили 0,04м. при колебании температуры 20°С. Пики наибольшей суточной высоты достигаются тогда, когда температура набрала свой максимум, так же минимумы температуры совпали с минимумами высотных отметок.

На (рис. 3) представлен график изменения усредненных плановых координат в течении суток.

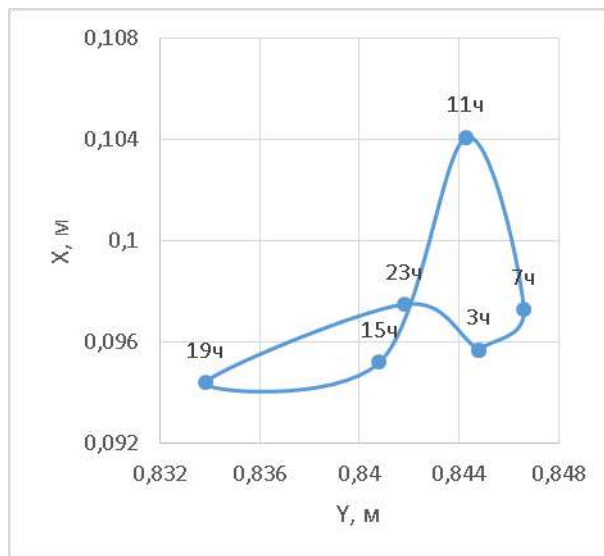


Рис. 3 График изменения усредненных плановых координат в течении суток

Восход солнца начинается в 5:30, а закат в 19:50 по местному времени. Из рисунков 2 и 3 можно сделать вывод, что температура влияет на положение базовой станции путем деформационных расширений конструкций, на которых установлена базовая станция, так и самого устройства GNSS станции. Солнце всходит на востоке, нагревает сначала одну сторону GNSS станции, при этом идет интенсивное нагревание воздуха, стоит отметить, что в 11 часов повышение температуры воздуха замедляется, он уже почти достиг своего максимума. На рисунке 5 линии перемещения пересекаются примерно во время прохождения солнцем зенита. С 11 до 19 часов температура воздуха отклоняется в малых пределах (около 4 градусов), что выражается в плавно изменяющемся графике. С 19 по 23 часа происходит интенсивное остывание GNSS станции. С 23 по 7 часов на GNSS станцию почти не влияет солнце. Можно отметить, что при интенсивном изменении температуры, изменение положения GNSS станции, так же больше, чем при малом изменении температуры.

Литература

1. Тютюков А.С. и др. Исследование влияния времени суток на точность позиционирования базовых GNSS-станций // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XI Всероссийской науч.-технич. конф. -2018.
2. Trimble GNSS Planning Online // [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.gnssplanning.com/#/settings>
3. Weather Underground // [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.wunderground.com>

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦИКЛОННОГО ФИЛЬТРА ДЛЯ ОЧИСТКИ И УТИЛИЗАЦИИ КАНАЛИЗАЦИОННЫХ ВОД

А.К. Удовик

Научный руководитель - ассистент М.С. Черемискина

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

В современной нефтегазовой промышленности работа оборудования с запланированным ресурсом может быть обеспечена только при соблюдении технологических параметров. На месторождениях, используются центробежные насосы, которые зачастую выходят из строя из-за высокого содержания механических примесей.

Существуют различные методы очистки жидкостей от твердых фаз. Например, такие как: отстаивание, фильтрование, центрифугирование, флотация. Для большинства технологических процессов необходимо разделение твердых фаз. В зависимости от типа твердой фазы можно использовать разделение следующими методами: отстаивание, фильтрование, центрифугирование и флотация.

На нефтегазовых месторождениях перекачка жидкости с примесями, а при отклонении от технологических параметров ресурс оборудования может катастрофически снизиться или мгновенно выйти из строя. [3]

Таблица 1

Требования к перекачиваемой жидкости

| Характеристики перекачиваемой среды: | |
|--|---------------|
| - максимальная массовая концентрация твердых частиц, % | 0,1 |
| - максимальный размер твердых частиц, не более, мм | 0,1 |
| - плотность, не менее, кг/м ³ | 1000 ... 1150 |

Зачастую на месторождениях стоят пластинчатые фильтры, которые требуют систематической очистки. Проводя обследование дренажных стоков с таким фильтром, зачастую обнаруживается песок (рис. 1).



Рис. 1 Механические включения

Рассмотрим систему с использованием гидроциклонов. Гидроциклоны успешно применяются во многих отраслях промышленности и показывают высокую эффективность работы. Их

достоинством являются небольшие размеры, несложная конструкция и возможность объединения аппаратов в один большой комплекс. Но в таком простом по конструкции аппарате протекает сложный гидродинамический процесс. Режим течения жидкости в аппарате носит турбулентный характер, поэтому возникает явление, называемое турбулентная диффузия, которая сильно влияет на разделяющую способность гидроциклона. [2]

Нами была произведена модернизация корпуса гидроциклона (рис.2). Была вварена труба диаметром 80 мм длиной 1 метр, в ней были просверлены отверстия диаметром 3 мм по всей площади трубы. Так как диаметр отверстий не соответствовал технологическим параметрам перекачиваемой жидкости, была использована фильтровальная сетка, что привело к наиболее оптимальному выбору системы очистки и утилизации канализационных вод.

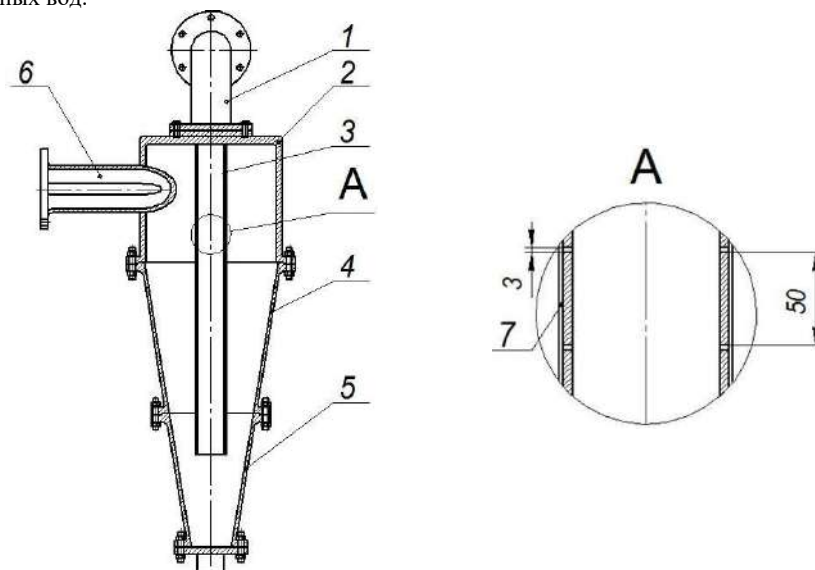


Рис. 2 Гидроциклон: 1 – отвод гидроциклона; 2 – цилиндрическая часть гидроциклона; 3 – сливное отверстие; 4 – конус большой; 5 – конус малый; 6 – входной патрубок.

Основные преимущества гидроциклонов:

- высокая удельная производительность по обрабатываемой суспензии;
- сравнительно низкие расходы на строительство и эксплуатацию установок;
- отсутствие вращающихся механизмов, предназначенных для генерирования центробежной силы;
- стойкость материалов, применяемых для изготовления аппаратов, позволяет увеличить ресурс оборудования в 5-9 раз по сравнению с гидроциклонами, выполненными из износоустойчивого чугуна;
- устойчивая работа гидроциклонов в широком диапазоне изменения входных параметров;
- высокая скорость очистки;
- простота и легкость обслуживания.

Использование циклонного фильтра, исходя из вышеизложенной информации, можно считать целесообразным в связи с:

- соблюдением чистоты рабочей среды;

- повышением наработки насосов;
- отказом от обслуживания и вскрытия слесарями, промывка оператором ООУ;
- увеличение межремонтного цикла ЦНС.

Литература

1. Влацкая И. В., Заельская Н. А. Проектирование системы оперативного планирования технологических режимов работы насосов насосной станции с использованием структурного подхода // Сборник научных трудов world по материалам международной научно-практической конференции. М: Изд-во, 2011. С. 57-59.
2. Пашков Е.Н., Мартюшев Н.В., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Исследование автобалансира с многорезервуарным устройством // Современные проблемы науки и образования. 2013. № 3. С. 1.
3. Иващенко Г. И., Моисеев А. В., Риффель Е. В., Шевчук С. В., Якимов С. Ю., Фурманова Ю. И. Комплексный подход к оптимизации работы системы подачи и распределения воды г. Омска // Водоснабжение и санитарная техника. 2011. №6. С. 35-38.
4. ТИ 05757854-СТКК-01-2001. Насосные установки и их эксплуатация: утв. Начальником отдела АСУ ТП 12.03.2001. - Введ.27.04.2001 – Череповец: ПАО Северсталь, 2001. – 203с.

ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРОДСКИХ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ

Р.С. Федюк, И.И. Панарин, Р.А. Тимохин

Научный руководитель - доцент В.Н. Макишин

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

Подземные объекты следует активно использовать для нужд инженерной защиты населения. Для реализации этой задачи следует существующие подземные объекты приводить, а новые – строить в соответствии с действующими требованиями защиты населения в чрезвычайной ситуации техногенного характера.

После установления пригодности подземных объектов для использования в качестве защитных сооружений производится их постановка на учет в соответствующем субъекте РФ, выявление их характеристик и документирование [4]. В итоге, составляются подробные описи таких объектов с топографическими картами (планами) их местоположения.

Согласно действующим нормам (1970-80-х годов разработки) все защитные сооружения считаются абсолютно пригодными для защиты от различных видов оружия. Однако, В.Г. Нарышкин и В.И. Пчелкин [6], учитывая современные средства поражения, предложили ввести дополнительный класс сооружений – «ограниченно пригодные». Класс «непригодные» присваивается убежищам, имеющим недостаточные габаритные размеры; расположенным в горных породах, склонных к самовозгоранию, а также сильно обводненных, неустойчивых, закарстованных; в зонах геологических нарушений; на территориях с интенсивными оползневыми явлениями, возможным затоплением паводковыми водами.

При анализе технологической эффективности использования подземного сооружения необходимо производить оценку по различным параметрам: от стоимости земли над сооружением до психологического состояния размещенных в этом сооружении людей. Однако, как уже было отмечено ранее, все подземные сооружения являются объектами двойного назначения. Поэтому вопрос стоимости земли, да и в целом строительстве, находится в подчиненном положении от вопросов вместимости и безопасности.

Характерным примером использования подземного сооружения является подземный комплекс г. Эспоо, пригорода г. Хельсинки, Финляндия, построенный в 1979-1983 гг. [12]. Объем подземного сооружения 38000 м³. Общая площадь подземного пространства составляет 8200 м², из которых 2470 м² используются для целей защиты населения (помещения Центра защиты гражданского населения, районного Управления защиты населения, медицинского пункта; коммунальные и технические помещения). Полезная площадь комплекса составляет 5730 м², на которой размещены кинотеатр, пункт противопожарной защиты, спортивные залы и др. Общая вместимость подземного комплекса оценивается в 410 человек, на период военного времени – 2750 человек.

Устойчивость, долговечность и надежность эксплуатации сооружений подземной городской инфраструктуры в значительной мере зависят от горно-геологических и горно-технологических условий и факторов, социально-экономических условий их строительства и эксплуатации. С увеличением глубины заложения подземного объекта возрастают его защитные свойства, в тоже время увеличивается протяженность пешеходных пандусов, лестниц, эскалаторов, что оказывает существенное влияние на посещаемость такого объекта и целесообразность размещения в нем предприятий соцкультбыта и офисов.

Городские подземные сооружения протяженностью до 200-300 м не всегда обеспечиваются принудительной вентиляцией, что также существенно ограничивает возможность их использования в качестве защитных объектов.

Следует также учитывать расположения входов в подземные сооружения с учетом высотности зданий и плотности городской застройки. Очевидно, что в случае возникновения критической ситуации выходы и вентиляционные каналы подземного объекта могут быть заблокированы обломками зданий.

Отдаленность входов в подземное сооружение от объектов поверхностной городской инфраструктуры также имеет существенное значение. Согласно требованиям [7] радиус сбора населения составляет 500-1000 м (эффективно до 800 м).

Таким образом, при установлении целесообразности использования подземных сооружений в качестве защитных следует учитывать:

- глубину заложения;
- полезную площадь подземного сооружения и протяженность и пропускную транспортных и вспомогательных выработок; возможность размещения в них герметизирующих устройств;
- расположение на земной поверхности выходов транспортных выработок и вентиляционных каналов с учетом условий городской застройки.

При установлении рациональных параметров подземного объекта следует учитывать полезную площадь, которую возможно использовать для размещения людей, технологические помещения для хранения стратегических запасов и размещения центра управления и вспомогательных служб, а также высоту подземных этажей и камер в целом.

Высота камер, число и высота ярусов подземных промышленных предприятий и объектов социально-культурного назначения определяется технологическими процессами производства и нормами технологического проектирования. Опыт подземного строительства показывает, что в зависимости от способа использования подземного пространства, рациональная высота подземного объекта составляет: для складов товарной продукции и подземных холодильников – 4,1-6,7 м; для подземных музеев, торговых площадей – 4,0 м; для архивов и стоянок легковых автомобилей – 2,25 м [5].

Коэффициент полноты использования подземного пространства:

$$K_{\text{пл}} = V_{\text{ис}} / V_0, \quad (1)$$

где $V_{\text{ис}}$ – объём подземного сооружения, V_0 – общий объём пригодного для строительства подземного пространства.

Увеличение $K_{\text{пл}}$ при неизменных значениях V_0 имеет большое экономическое значение, поскольку происходит за счет вовлечения в хозяйственный оборот дополнительных объёмов подземного пространства. Определение рациональных параметров подземных сооружений должно производиться с учётом их взаимного влияния и способов поддержания выработанного пространства. Полнота использования подземного пространства не должна зависеть от того, в каких зонах по безопасности предполагается строительство тех или иных сооружений [2, 6-12].

Коэффициент использования площади одноэтажной подземной технологической камеры или подземного сооружения хозяйственного или социально-культурного назначения определяется необходимостью обеспечения в выработке проходов для перемещения людей и транспорта, соблюдения требований пожарной к проветриванию подземного пространства и обеспечению запасных выходов. Его предлагается определять по формуле:

$$k_{\text{пл}} = (S_{\text{пл}} - S_{\text{т}}) / S_{\text{пл}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{пл}}$ – общая площадь подземного сооружения в пределах этажа, м^2 ; $S_{\text{т}}$ – суммарная площадь технологических камер и вспомогательных служб в соответствии с проектом требованиями правилами техники безопасности, м^2 .

Для многоэтажных подземных сооружений в зависимости от назначения каждого этажа и горно-геологических условий вмещающего массива величина коэффициента использования подземного объекта может существенно варьироваться.

Полезная площадь подземного сооружения определяется полной высотой подземного сооружения и числом этажей, на которые это сооружение разделено. При этом высота каждого из этажей, a , следовательно, и суммарная полезная площадь подземного сооружения, будет определяться его назначением.

Исходя из этого, коэффициент использования объема многоэтажного подземного сооружения определится по формуле

$$k_{V_{\text{ис}}} = H_{\text{к}} \sum_{i=1}^n (S_{\text{пл}i} - S_{\text{т}}) / h_{\text{э}i} \sum_{i=1}^n S_{\text{пл}i}, \quad (3)$$

где $H_{\text{к}}$ – общая высота подземного объекта, м; n – число этажей подземного сооружения, шт.; $S_{\text{пл}i}$ – полная площадь каждого из i -го этажей, м^2 ; $S_{\text{т}}$ – суммарная площадь технологических и вспомогательных помещений i -го этажа, м^2 ; $h_{\text{э}i}$ – высота i -го этажа, м.

В зависимости от объемно-планировочного решения подземного сооружения коэффициент наиболее часто принимает значения в диапазоне от 0,6 до 1.

Этот коэффициент целесообразно использовать при определении вместимости подземного сооружения и расчетах его обеспеченности свежим воздухом.

Литература

1. Агеева М.С. и др. Влияние времени помолы на свойства композиционного вяжущего // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. – 2015. - № 4. – С. 28-32.
2. Батаршин В.О., Федюк Р.С., Козлов П.Г. Комплексная оценка охраны воздушной среды в горном деле // В сборнике: Строительство-2016 Материалы II Брянского международного инновационного форума. 2016. С. 11-15.
3. Бояров М.А., Федюк Р.С. Природное сырье Приморского края для производства бетона // В книге: Современные технологии и развитие политехнического образования Электронный ресурс. 2015. С. 157-161.
4. Котляревский В.А., Ганушкин В.И., Костин А.А. и др. Убежища гражданской обороны: конструкция и расчет. М.: Стройиздат, 1989. - 606 с.

5. Мочалов А.В., Тимохин А.М., Муталибов З.А., Федюк Р.С. Экономические и военно-политические вопросы пересечения интересов России и Китая в азиатско-тихоокеанском регионе // Россия и Китай: проблемы стратегического взаимодействия: сборник Восточного центра. 2016. № 18. С. 91-96.
6. Нарышкин В.Г., Пчелкин В.И. Проблема отбора горных выработок и пещер для их использования в качестве защитных сооружений на особый период // Технологии гражданской безопасности. 2013. т. 10. № 2 (36). С. 56-60.
7. СП 88.13330.2014. Защитные сооружения гражданской обороны. – М., 2014.
8. Федюк Р.С. Применение сырьевых ресурсов Приморского края для повышения эффективности композиционного вяжущего // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2016. № 1. С. 28-35.
9. Федюк Р.С., Храмов Д.А., Чернеев А.М. Строительно-материаловедческая оценка геологического строения территории Дагестана // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. 2016. № 66. С. 112-114.
10. Федюк Р.С., Тимохин Р.А., Батаршин В.О. Материалы для горных крепей // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А.: в 2 томах. 2018. С. 199-201.
11. Швецов П.Ф., Зильберборд А.Ф., Папернов М.М. Подземное пространство и его освоение. - М.: Наука, 1992. - 196 с.
12. Eggert R.G. Mining engineering of Finland // Institution of Mining and Metallurgy, London. 1990. 190 p.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНЕРЦИОННО-УДАРНОГО СПОСОБА РАЗРУШЕНИЯ

ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ДОБЫЧЕ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

А.Б. Фокин

Научный руководитель - ведущий научный сотрудник С.Я. Левенсон
*Институт горного дела Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Новосибирск, Россия*

Отечественный и мировой опыт недропользования свидетельствует о том, что около 75 % твердых полезных ископаемых добывается открытым способом, обладающим значительными преимуществами по сравнению с подземной разработкой месторождений. Традиционное выемочно-погрузочное оборудование карьеров обеспечивает эффективную выемку горных пород с прочностью на сжатие до 15 – 20 МПа. Породы большей крепости разрабатываются после их предварительного разрушения или разупрочнения. Подготовка горных пород к выемке в основном осуществляется взрывным способом, обладающим принципиальными недостатками: отрицательным воздействием на окружающую среду, высоким уровнем потерь полезного ископаемого и ухудшением его качества, повышенной опасностью, большим количеством вспомогательных операций, высокой стоимостью и другими [3].

На сегодняшний день актуальной задачей горной науки в области повышения эффективности открытой разработки месторождений полезных ископаемых является создание принципиально новых энерго- и ресурсосберегающих технологий и оборудования на базе способов безвзрывного разрушения горных пород, обеспечивающих снижение затрат на проведение работ, повышение качества и полноты выемки полезных ископаемых, а также уменьшение экологической нагрузки на окружающую среду [4, 5].

Наиболее перспективным среди безвзрывных способов разрушения является ударный. Теоретические исследования процесса ударного разрушения свидетельствуют о возможности и перспективности использования ударного разрушения при разработке горных пород с пределом прочности на сжатие до 100 МПа [4].

Для ударного разрушения массивов крепких горных пород при добыче полезных ископаемых и дроблении негабаритов применяются навесные гидравлические молоты. Широкое распространение навесных гидромолотов на карьерах обусловлено их высоким техническим уровнем, надежностью и эффективностью в работе. При определенных условиях и одинаковой производительности себестоимость работ с применением навесных гидромолотов совместно с бульдозерно-рыхлительными агрегатами или экскаваторами обеспечивает снижение расходов на подготовку пород к выемке до 30 % по сравнению с буровзрывным способом.

Достоинством навесных гидромолотов является отсутствие ограничений повышения ударной мощности и возможность разрушения пород любой прочности.

Основным недостатком этого класса машин является невысокая производительность и необходимость применения дополнительного погрузочного оборудования для перемещения разрыхленной горной массы.

Бульдозеры-рыхлители имеют простую и надежную конструкцию, могут работать в самых тяжелых условиях. Применение рыхлителей, оснащенных гидравлическими молотами активного действия, позволяет разрабатывать прочные горные породы и мерзлые грунты, а также повышает производительность безвзрывной подготовки массива к выемке и сокращает удельные затраты на дробление породы [7]. Работа гидромолота также позволяет увеличить глубину рыхления, объем разрушенной породы за один проход, среднюю скорость рыхления и суммарную интенсивность процесса разрушения [2].

Одноковшовые экскаваторы с ковшом активного действия [4] применяются для селективной выемки горной массы при сложном залегании пластовых залежей на породах средней крепости. При увеличении крепости пород производительность таких машин значительно снижается, а энергоемкость процесса экскавации материала возрастает.

Достоинствами одноковшовых экскаваторов с ковшом активного действия являются возможность эффективной селективной выемки сложноструктурных залежей, а также реализация совместного дробления, выемки и погрузки горной массы. Экскаватор типа «прямая механическая лопата» с ковшом активного действия является одним из наиболее надежных и относительно простых механических средств, пригодных для эксплуатации в любых горно-геологических и климатических условиях.

Применение ударного разрушения прочных материалов при добыче и переработке полезных ископаемых хорошо себя зарекомендовало и имеет перспективы к дальнейшему развитию. Так, ударные дробилки широко используются при производстве цемента, огнеупорных материалов, строительного песка и дробления щебня. Это оборудование особенно эффективно при разрушении прочных материалов, таких как гранит, базальт и прочих. Разрушение материала осуществляется за счет кинетической энергии, накапливающейся в молотках, шарнирно подвешенных на быстровращающемся роторе. Основные достоинства молотковых дробилок: простота и надежность конструкции, малый вес, высокая производительность, небольшой расход энергии.

Обеспечение устойчивости бортов карьеров при увеличении их глубины является важной задачей при разработке горных пород открытым способом. Для ее решения предложена технология с применением буроклиновзрывного струга [1]. Способ разработки заключается в непрерывном разрушении и отделении от массива горной массы в поверхностном слое откоса уступа наклонными слоями сверху вниз. Перемещение разрушенной породы к основанию уступа осуществляется под действием силы тяжести. Предполагается, что использование предложенной технологии для отработки месторождения позволит сократить затраты энергии на разрушение вскрышных пород и значительно повысить устойчивость бортов и уступов карьеров.

В Институте горного дела им. Н.А. Чинакала предложена идея применения в качестве породоразрушающего устройства для обработки откосов карьеров инерционно-ударного вращательного рабочего органа [6], изображенного на рисунке. Принцип его действия основан на преобразовании кинетической энергии вращения в энергию удара при контакте ударных элементов с обрабатываемой поверхностью. Рабочий орган (рис.) представляет собой вращающийся ротор в виде барабана, состоящего из установленных на валу 3 дисков 4, между которыми на осях 2 свободно подвешены ударные элементы – молотки 1. За счет свободного подвешивания массивных молотков на осях ротора реализуется ударное воздействие с последующим отскоком ударных элементов, позволяющее исключить дальнейшее контактирование с материалом и уменьшить потери энергии на трение. Накопление энергии за счет вращения рабочего органа существенно снижает потребляемую мощность и энергоемкость процесса разрушения твердого материала. Вследствие кратковременного контакта ударного элемента с обрабатываемой поверхностью значительно снижается, нагрев как молотков, так и разрушаемого материала, неизменно сопровождающий процесс резания.

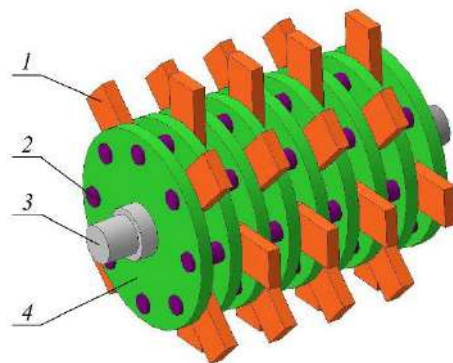


Рис.1 Общий вид инерционно-ударного вращательного рабочего органа
1 – молоток; 2 – ось; 3 – вал; 4 – диск

Применение инерционно-ударного вращательного рабочего органа с ударными элементами в виде молотков позволит эффективно выполнять селективную выемку полезных ископаемых на слоях малой мощности с наименьшей энергоемкостью. Он прост по конструкции, несложен в эксплуатации, обслуживании и ремонте, а также обладает низкой энергоемкостью. Проведенные исследования [6] подтвердили эффективность применения представленного оборудования при разрушении горных пород средней прочности. При этом существует резерв для снижения энергоемкости процесса и повышения прочности обрабатываемых с его помощью материалов.

Таким образом, можно заключить, что технические устройства инерционно-ударного типа, оснащенные ударными элементами в виде молотков, можно эффективно применять не только для измельчения различных твердых материалов при переработке горной массы, но и для разрушения массивов горных пород при открытом способе разработки полезных ископаемых.

Литература

1. Коваленко А.А. К обоснованию технологии открытой разработки высокогорного угольного месторождения КАРА-КЕЧЕ. Часть III. Способы и средства разработки месторождения / А.А. Коваленко // Вестник КРСУ. – 2011. – Том 11. – № 11.
2. Комаров Е.И. Результаты испытаний рыхлителя активного действия при разрушении кимберлитовых руд // Горные машины и автоматика. – 2003. – №1.

3. Левенсон С. Я., Ланцевич М. А., Гендлина Л. И., Акишев А.Н. Новая технология и оборудование для безвзрывного формирования рабочей зоны глубоких карьеров // ФТПРПИ. – 2016. – № 5. – С. 125 – 132.
4. Маттис А.Р., Ческидов В.И., Яковлев В.Л. и др. Безвзрывные технологии открытой добычи твердых полезных ископаемых / отв. ред. В.Н. Опарин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 336 с.
5. Ржевский В.В., Трубецкой К.Н. Задачи горной науки в области открытой разработки месторождений полезных ископаемых // Горный журнал. – 1988. – № 1. – С. 21 – 23.
6. Сердцева Ж.В. и др. Об ударном разрушении пород средней прочности // Сб. трудов II международной конференции "Динамика и прочность горных машин". – г. Новосибирск, ИГД СО РАН, 2003. – С. 83 – 87.
7. Шлойдо Г.А. Рыхлители с активным рабочим органом фирмы Катерпиллер // Строительные и дорожные машины. – 1991. – № 1 – С. 8 – 10.

СТРОИТЕЛЬСТВО МЕТОДОМ 3D-ПЕЧАТИ

Р.Р. Хайруллин

Научный руководитель - доцент К.К. Манабаев.

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Строительство сооружений аддитивными методами занимает умы специалистов уже несколько десятков лет. Применение принтеров объемной печати в строительстве – весьма перспективная сфера деятельности. Следует отметить, что в настоящее время единственной полностью не автоматизированной отраслью производства является именно строительство. Применять строительный 3D-принтер можно в широких кругах: от создания небольших конструкций вроде строительных блоков, вазонов, скамеек до крупных строительных конструкций. 3D-печать бетоном будет также полезна для строительства домов в местностях, пострадавших от стихийных бедствий, в бедных развивающихся странах и во всех других случаях, когда требуется за короткое время обеспечить жильём большое количество людей.

3D-печать позволяет получать изделия различных сложных форм с минимальными временными и материальными затратами. Применение 3D-принтеров в строительстве позволит отойти от традиционных форм зданий и создавать дома неправильной формы, с изогнутыми контурами и линиями. Автоматизация ручного труда позволит сократить численность строительных рабочих и минимизировать риск производственных травм.

В настоящее время известно о существовании двух видов конструкций 3D-принтеров – в виде мостового крана и в виде стрелы-манипулятора. Строительный 3D-принтер имеет сопло, или экструдер, и выдавливает из него рабочую смесь. Поверхность, на которой создается объемное изделие, называется рабочей зоной и имеет размеры, задаваемые величиной хода сопла, причем опалубки не требуется. Другими словами, строительная машина объемной печати – самодостаточный механизм, который способен создать готовое здание, используя электроэнергию. Основными составляющими 3D-машины являются рама, на которой смонтировано устройство, перемещающееся линейно в плане по направляющим, установленным вдоль здания, а также устройства для передвижения сопла и поднятия конструкции принтера. Таким образом, движение осуществляется в трех взаимно перпендикулярных направлениях – по осям x, y, z.

Сама система для печати с помощью 3D-принтера содержит следующие элементы:

- систему движения (козловые краны или роботизированный манипулятор);
- систему экструзии (печатающая головка с насадкой);
- портативную смесительную установку (просеивание и смешивание компонентов);
- систему накачки (контролируется электроникой);
- блок управления (электроника, позиционирование и система управления);
- систему мониторинга (камеры/мониторы слежения за процессом печати);
- систему безопасности (автоматически выключает систему при необходимости).

В основу принципа работы 3D принтера заложен принцип постепенного (последнего) создания твердой модели, которая как бы «выращивается» из определённого материала. Как известно, главное отличие 3D D-принтера от любого другого промышленного робота заключается в способе создания продукции [1,2]. В частности, строительный 3D D-принтер имеет сопло или экструдер и выдавливает из него быстротвердеющую рабочую смесь. Поверхность, на которой создается объемное изделие (рабочая зона), имеет размеры, задаваемые величиной хода сопла. При этом возведение опалубки не требуется. То есть, строительная машина объемной печати декларируется как самодостаточный механизм, способный, при подключении электроэнергии, буквально на голом месте создать готовое здание.

Известно о трех способах создания объемной конструкции:

Таблица 1

Основные методы 3D-печати

| | | |
|--|---|--|
| Метод спекания (селективное спекание) | Метод послойного экструдирования рабочей смеси | Метод напыления (компонентной склейки, стереолитография) |
|--|---|--|

Из перечисленных способов формирования объема, внимание строителей привлекает в первую очередь, метод послойного экструдирования во многом потому, что уже сейчас созданы достаточно большие несущие поверхности и даже настоящие дома. В этом случае из рабочего «сопла» выдавливается, подобно зубной пасте из тюбика, «сметанообразная смесь» бетона с добавками [5].

Особенность технологии заключается в подключении дополнительного инструмента машины — манипулятора устанавливающего в проектное положение несущие и поддерживающие элементы конструкции, инженерные коммуникации (перемычки, балки перекрытия/покрытия, элементы стропильной конструкции, лотки, дымоходы, вент. каналы и т.д.). Строительный материал для возведения несущих элементов конструкции (стен, перекрытий) это быстротвердеющий реакционно-порошковый бетон, армированный стальной или полимерной микрофиброй. Особенность реакционно-порошкового бетона является отсутствие крупного заполнителя без потери в соотношении вяжущая/твердая составляющая, а также высочайшие эксплуатационные характеристики. Так же может быть использованы более дешевые виды бетонов, такие как мелкозернистый и песчаный бетон, модифицированный добавками. Преимущество технологии заключается в скорости строительства – машина может построить за 24 часа жилой дом площадью 150 м².

Но вместе и с положительными сторонами имеется множество тонких вопросов, касающихся самой технологии возведения зданий. В частности, 3D-принтеры строят дома путем нанесения слоя бетонной смеси на ранее выложенный слой [4]. При этом ничего не говорится о применении в строительстве арматуры – вертикальная арматура просто помещает принтеру свободно перемещаться над слоями на нужной высоте [3].

Гораздо больше вопросов вызывают состав рабочей смеси. Как ни странно, к бетонам для печати нет смысла предъявлять особые требования по прочности. То, что печатает принтер – всего лишь несъемная опалубка – внешняя оболочка, которая в большинстве случаев должна быть всего лишь достаточно влагонепроницаемой. Но также рабочая смесь должна обладать тиксотропными и адгезионными свойствами, она должна быть удобоукладываемой принтером и в то же время не растекаться под воздействием последующих слоев.

Каждый разработчик 3D-принтера представляет свою смесь, не раскрывая ее состава. Одни указывают, что новый раствор обеспечивает 95% от прочности обычного бетона, но при этом обладает нужной вязкостью и пластичностью, для сохранения заданной формы в процессе печати. Другие в качестве материала предлагают использовать смесь, состоящую из цемента, стеклопластика, песка, специального отвердителя и стекловолокна, выполняющего роль арматуры [6]. Третьи в качестве расходного материала используют различные каменные породы, измельченные до консистенции песка, а «склеивание» материала осуществляется с помощью специального раствора [7]. Часто для производства такого «бетона» широко применяют строительные и промышленные отходы, а для усиления конструкции – стекловолокно, базальт и даже волокна конопли. Однако «печатный материал» не ограничивается только композициями на основе цемента. Для строительства домов предлагают использовать глинистый раствор – смесь глины, песка и натуральных волокон; смесь водостойкого гипсового вяжущего с измельченными отходами полимеров, картона, стекла и бумаги.

Литература

1. Кулебякин А.А. Новые технологии. Развитие 3D-печати: перспективы и последствия // Молодеж. науч.-техн. вестник. – 2015. – № 3.
2. Лысыч М.Н., Шабанов М.Л., Воронцов Р.В. Материалы, доступные в рамках различных технологий 3D-печати // Современные наукоемкие технологии. – 2015. – № 5.
3. Обзорная статья по 3D-строительным технологиям [Электронный ресурс]. – URL: <http://geektimes.ru/post/224299>
4. Печать домов на 3D-принтере [Электронный ресурс]. – URL: <http://make-3d.ru/articles/3d-printer-dlya-pechatidomov>
5. Рудяк К.А., Чернышев Ю.О. Возведение зданий методом послойного экструдирования // Современные концепции развития науки: материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Казань, 2016. – С. 147–151.
6. Светашков А.А. и др. Об одной модификации эффективных модулей двухкомпонентного изотропного композита [Электронный ресурс] // Известия вузов. Физика научный журнал: . — 2013 . — Т. 56, № 7-3 . — [С. 209-211].
7. Светашков А.А. и др. Модификации эффективных модулей типа Хашина–Штрикмана для двухкомпонентного изотропного композита = Modification of effective moduli of Hashin-Shtrikman type for two-component isotropic composite [Электронный ресурс] // Физическая мезомеханика / Российская академия наук (РАН), Сибирское отделение (СО), Институт физики прочности и материаловедения (ИФПМ) . — 2015 . — Т. 18, № 6 . — [С. 57-65].

ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ. ПОДЗЕМНЫЙ ШАРОВОЙ КРАН. УСТРОЙСТВО, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, СИСТЕМА СМАЗКИ И.С. Хорохордин

Научный руководитель - доцент К.К. Манабаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Многолетний опыт эксплуатации запорной арматуры на магистральных газопроводах показывает, что надежное и безопасное ее функционирование в течение всего срока эксплуатации магистрального газопровода возможно только на основе неукоснительного соблюдения норм системы технического обслуживания и ремонта.

Недопущение неустранимой негерметичности по затвору (в противном случае – вырезке крана из газопровода) возможно при его регулярном диагностировании и набивке высоковязкой уплотнительной пасты в уплотнительную систему крана.

Актуальность. В процессе открытия-закрытия крана при отсутствии смазки возникают повреждения на его затворе в виде царапин и износа мягких уплотнений. Возникающая потеря герметичности однозначно связана с отсутствием технического обслуживания, важной частью которого является подача смазки в сопрягаемые детали уплотнения крана. При регулярной подаче смазки в набивочную систему крана арматуры уменьшается риск загрязнения и износа деталей затвора, что способствует увеличению срока службы арматуры. В зимнее же время при низких температурах появляется проблема затвердевания пасты.

Назначение, принцип работы, виды шаровых кранов. Шаровой кран – это разновидность трубопроводного крана, запирающий или регулирующий элемент, которого имеет сферическую форму.

Устройства такого назначения изготавливаются из чугуна, стали или латуни. Они размещаются над и под землей. В виде запорной арматуры на газопроводных магистралях применяются краны с ручным, пневматическим, электрическим и гидравлическим приводом.

Особенности шаровых кранов для газопровода – способность выдерживать высокие показатели давления и температуры газа, который транспортируется по трубам, а также устойчивость к коррозии и эрозии, вызываемых наличием примесей (диэтиленгликоль, метанол) в газе.

Краны шаровые для природного газа предназначены для установки на трубопроводах, ёмкостях и другом оборудовании промышленных и газосборных пунктов, газоперерабатывающих заводов, подземных хранилищ газа, линейной части магистральных газопроводов, технологических обвязок компрессорных, дожимных, газораспределительных и газоизмерительных станций. [1]

По типу присоединения шаровые краны могут быть: фланцевые, под приварку, муфтовые и комбинированные. Фланцевые шаровые краны применяются на трубопроводах, которые предусматривают частичную разборку/сборку, а также помещениях в которых запрещена сварка. Краны с типом соединения под приварку используют на особо ответственных или труднодоступных участках трубопроводов, за счет полной герметичности перекрытия и прочности соединения. Краны с муфтовым соединением имеют внутреннюю коническую или цилиндрическую резьбу. В основном применяются в коммунальном хозяйстве. Шаровые краны с комбинированным присоединением, являются универсальными и применяются в различных трубопроводных системах (соединение резьба/сварка, фланец/сварка и т.д.) [3].

Кроме вышесказанного шаровые краны имеют ряд других достоинств, среди которых:

- простота конструкции;
- высокая и надёжная герметичность;
- небольшие габариты;
- простая форма проточной части и отсутствие в ней застойных зон;
- удобное управление;
- малое время, затрачиваемое на поворот.

Запорный элемент и корпус за счет сферической формы имеют малые габариты и вес, а также они более прочные и жесткие. В шаровых кранах нет необходимости в ребрах жесткости, которые лишь усложняют технологию отливки и увеличивают массу всей конструкции.

К недостатку подземных шаровых кранов стоит отнести сложности с подачей смазки при низких температурах, что приводит к потере герметичности в затворе. [2]

Разрабатываемая модель. Система смазки подземного шарового крана состоит из набивочного штуцера и подведенным к нему трубкам, расположенным вдоль штока крана. По этим трубкам с поверхности земли, смазка подается к штуцеру, а затем к седлу крана (рис. 2).

Схема набивочного штуцера представлена на рис. 1.



Рис. 1 Узел уплотнения надземного шарового крана и подача к нему смазки

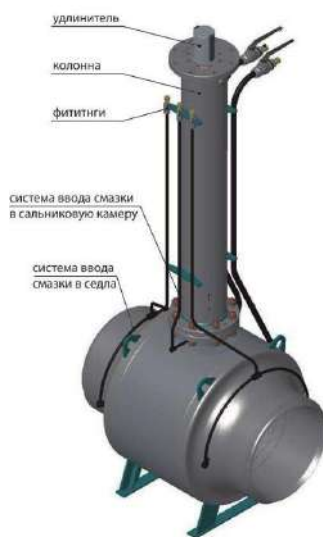


Рис. 2 Система подвода смазки к седлам и в сальниковую камеру

Важнейшим технологическим параметром запорной арматуры, как указано выше, является герметичность затвора, которая и определяет реальный эксплуатационный ресурс арматуры на магистральном газопроводе. Это по существу является основным технологическим и экономическим требованием к надежности функционирования трубопроводной запорной арматуры на магистральном газопроводе.

Чтобы нивелировать вышеперечисленные проблемы, было предложено сделать систему смазки с подогревом для подземного шарового крана, которая выглядит так (рис. 3).

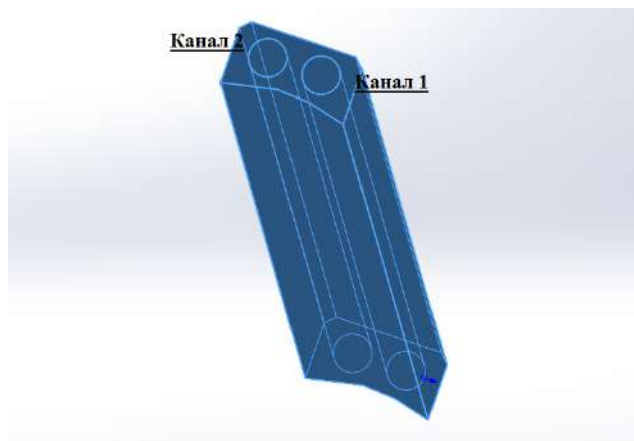


Рис. 3 Предложенная модель системы смазки с подогревом для подземного шарового крана

Данная модель предполагает подогрев смазки, которая подается через канал 1, посредством греющего кабеля, находящегося в канале 2.

Таким образом, чтобы определить вид и мощность греющего кабеля нужно провести термический расчет. Он, также, поможет определить правильность предложенной модели.

Выводы. В данной работе были рассмотрены назначение, виды, принцип работы шаровых кранов. Предложена модель подачи смазки с подогревом к седлам шарового крана. Расчетным путем представляется возможным провести термический расчет для определения правильности предложенной модели и подбора мощности греющего кабеля.

Литература

1. Колотовский А.Н. Эксплуатация запорной арматуры на объектах магистральных газопроводов ОАО «Газпром». Арматуростроение № 2, 2006.
2. Захаров А.В., Сухолитко А.А. Герметичность – основной параметр при оценке технического состояния трубопроводной арматуры. Территория нефтегаз, № 12, 2013.
3. Колотовский А.Н., Топилин А.В. и др. Основные критерии вывода ГРС в капитальный ремонт и техническое обслуживание ТПА на объектах транспорта газа. Газовая промышленность. Спецвыпуск. Надежность и ремонт объектов ГТС.(720/2015)с.23-26.

УТОЧНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ КИНЕМАТИКИ ЛИТОСФЕРНЫХ ПЛИТ

В.А. Чистогова

Научный руководитель - старший преподаватель Е.С. Богданец
Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия

Планета Земля постоянно испытывает воздействие возмущающих факторов самой различной природы, которые непрерывно деформируют ее поверхность. Внешняя оболочка Земли состоит из нескольких жестких литосферных плит, которые движутся относительно друг друга. Скорости абсолютного и относительно движения плит составляют от миллиметров до нескольких сантиметров в год. [2]

В наши дни разработанная технология GNSS измерений способна фиксировать скорости движения с точностью до 0,5 мм/год. Скорости определяются относительно заданной системы отсчета – фрейма. В настоящее время наиболее точной является ITRF (International Terrestrial Reference Frame – Международная земная система отсчета). Она представляет собой набор физических точек с точно определёнными координатами в некоторой координатной системе. Параметры данной системы постоянно уточняются. [1]

Ни одна из существующих кинематических моделей не является совершенной, они отличаются количеством плит и оценками скоростей движения. В геофизических моделях исходными данными служили сведения об относительных скоростях движения плит, в геодезической модели – абсолютные скорости плит. Но современных данных космической геодезии пока еще не хватает для того, чтобы рассчитать движения всех выделяемых плит. Поэтому большой популярностью пользуются геофизические модели, которые уточняются с помощью данных космической геодезии.

В геодинамике движения литосферных плит описываются геолого-геофизическими моделями типа NUVEL-1 и NUVEL-1A. Определение ориентировки поля скоростей системы ITRF проводится при NNR условии, т.е. при отсутствии общего вращения литосферных плит. Данные модели включают только 14 литосферных плит и отражают движения пластин, усредненные за миллионы лет. Таким образом, необходимо, чтобы данные были представлены современной моделью движения и деформаций земной коры (например, ARKIM 2005, созданную в 2009 году).

Таким образом, целью данного исследования является уточнение параметров кинематики литосферных плит в исследуемом регионе.

Для исследования использовались данные наблюдений с трех базовых станций в период с 2013 по 2018 гг. Интервал между наблюдениями составил примерно 30 дней. Рассматриваемые базовые станции находятся в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа.

Обработка данных выполнялась с помощью канадского онлайн сервиса CSRS-PPP. Результаты CSRS-PPP приходят в электронном письме, отправленном пользователю после завершения обработки. Они включают всесторонние графические и текстовые результаты.

После обработки данных были построены графики (временные ряды) смещения базовых станций по координатам XYZ в зависимости от времени в системе ITRF (Рис. 1). Во всех рядах каждый отчет соответствовал конкретным суткам и представлял собой усредненной за данные сутки значение соответствующей координаты.

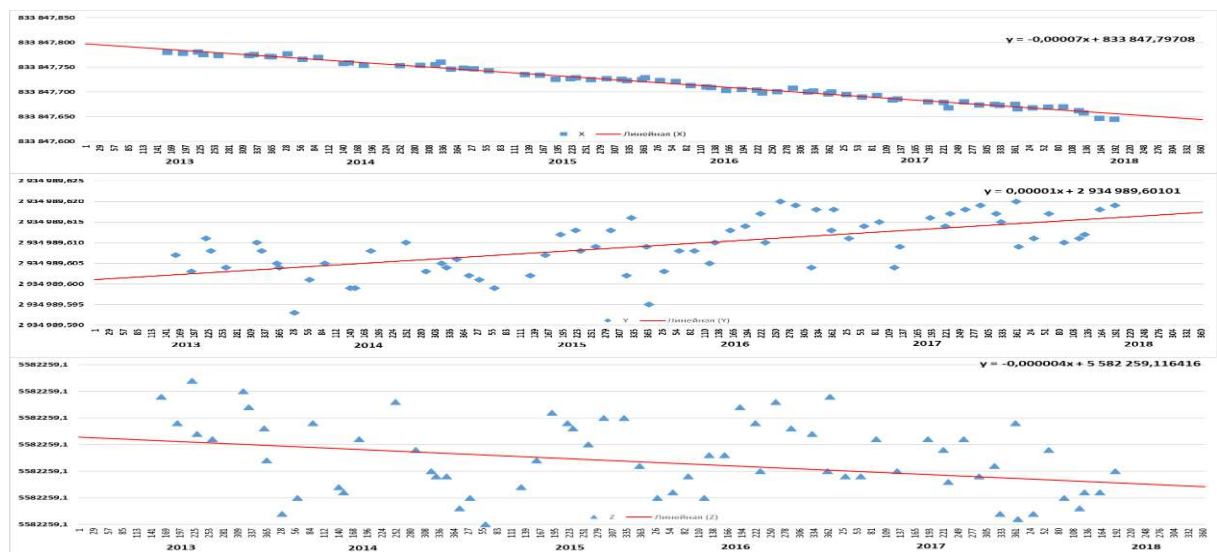


Рис. 1 Временные ряды для координат X,Y и Z станции KD01R в системе ITRF и их тренды

СЕКЦИЯ 16. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Существование континентального дрейфа должно привести к существованию линейных трендов во всех этих рядах. Поэтому задача обнаружения дрейфа свелась к вычислению параметров линейных трендов для рядов координат X, Y и Z.

Если представить тренды для рядов координат X, Y и Z в виде выражений мы получим:

$$X(t) = k_x t + b_x, Y(t) = k_y t + b_y, Z(t) = k_z t + b_z,$$

где X, Y и Z значения временных рядов для соответствующих координат для суток с номером t имеют размерность в метрах. В этом случае скорость изменения координат со временем выражается коэффициентами k_x , k_y и k_z соответственно и измеряется в метрах в сутки.

Для каждой базовой станции были определены коэффициенты параметров линейного тренда и вычислены скорости перемещения базовых станций по результатам обработки GNSS измерений (Табл. 1)

Таблица 1

Скорости перемещения базовых станций по результатам обработки GNSS измерений за 2013-2018 гг., мм/год

| Базовые станции | Vx | Vy | Vz |
|-----------------|--------|------|-------|
| FD11F | -25,50 | 2,60 | -5,05 |
| FUVSZ | -24,29 | 4,38 | -0,05 |
| KD01R | -25,53 | 2,73 | -1,55 |

Также были рассчитаны скорости движения земной коры в точках расположения рассматриваемых базовых станций. Для расчётов использовался сервис Plate Motion Calculator сервиса UNAVCO. Данный сервис рассчитывает скорость движений земной коры с использованием одной или нескольких моделей. В нашем исследовании были рассмотрены все доступные для расчета 18 моделей

Далее для выбора наиболее оптимальной геолого-геофизической модели проводилась оценка результатов по методу наименьших квадратов на основании разностей. Вследствие чего были выделены модели, которые наилучшим образом характеризуют кинематику литосферных плит в рассматриваемом регионе. (Табл. 2)

Таблица 2

Скорости горизонтальных смещений по экспериментальным данным и по модельным расчетам, мм/год

| Базовые станции | Измеренные смещения | | | Рассчитанные смещения по геолого-геофизическим моделям | | | | | | | | |
|-----------------|---------------------|------|-------|--|------|------|----------------|------|------|----------|------|-------|
| | | | | АРКИМ2000 | | | АРКИМ2005-DGFI | | | ITRF2008 | | |
| | Vx | Vy | Vz | Vx | Vy | Vz | Vx | Vy | Vz | Vx | Vy | Vz |
| FD11F | -25,50 | 2,60 | -5,05 | -24,41 | 4,98 | 1,20 | -25,14 | 4,99 | 1,31 | -25,02 | 5,40 | 1,08 |
| FUVSZ | -24,29 | 4,38 | -0,05 | -24,50 | 5,06 | 1,25 | -25,22 | 5,06 | 1,36 | -25,10 | 5,48 | 1,120 |
| KD01R | -25,53 | 2,73 | -1,55 | -24,52 | 4,85 | 1,11 | -25,24 | 4,86 | 1,22 | -25,12 | 5,28 | 0,98 |

В результате анализа лучший результат показала модель АРКИМ 2000. Так же наименьшие отклонения были получены в моделях АРКИМ 2005-DGFI, ITRF 2008. Но стоит отметить, что перемещения базовых станций и как следствие измеренные скорости не могут характеризовать только кинематику литосферной плиты. Это обусловлено тем, что все базовые станции располагаются на территории месторождений и существует вероятность техногенного воздействия на участок земной поверхности в результате добычи нефти. Кроме того, возможно перемещение более мелких фрагментов земной коры.

Литература

1. Бойко Е.В. Вращение и деформации земной коры по данным космической геодезии: Дис Вращение и деформации земной коры по данным космической геодезии канд. физ.-матем. наук. – Новосибирск, 2012 г. – 19 с.
2. Спесивцев А.А. Разработка методики учета сезонных геодинимических эффектов с использованием данных о гравитационном поле Земли: Дис канд. техн. наук. – Москва, 2017г. – 110 с.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЦЕНКЕ ГАЗОНОСНОСТИ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК ПОРОД НА РУДНИКЕ ГРЕМЯЧИНСКОГО ГОКА**

Р.Р. Шарафутдинов

Научный руководитель - доцент О.В. Иванов

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия*

Мировая практика показывает, что одна из основных проблем на калийных рудниках это - газовыделения и газодинамические явления различных видов. Газодинамические явления при разработке сильвинитовых пластов представляют собой быстротекущие процессы разрушения приконтурной части массива и выноса раздробленной породы потоком расширяющегося газа в горную выработку. Все это усугубляет безопасность ведения горных работ, представляет угрозу жизни шахтерам, а также приводит к дополнительным сложностям при проходке горных выработок. В настоящее время применяется целый ряд способов для предотвращения газодинамических явлений в подготовительных и очистных выработках. [1]

Гремячинское месторождение расположено вблизи города Котельниково Волгоградской области. Это относительно новое месторождение и было разведано в 1978-1983 году. По сложности геологического строения месторождение относится к I категории. Первой компанией, начавшей разработку месторождения, является ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий». В настоящее время ведется строительство рудника, осуществляется проходка околовольного двора, главных проходческих штреков, а также выработок главного водоотлива по породам базального доломит-ангидрит-галитового пласта, пластам перекрывающей каменной соли, сильвинитового и карналлит-галитового пласта калийно-магниевых солей, газоносность по свободным и связанным которых до настоящего времени была не изучена [4]. В этой связи изучение газоносности горных пород в забоях данных горных выработок является актуальной задачей. Учитывая преобладающую роль свободного газа в развитии и протекании газодинамических явлений различного вида, необходимо получить количественную оценку газоносности и газодинамические характеристики для возможной последующей корректировки объемов и параметров профилактических мероприятий. Для этого, при участии Горного института УрО РАН, прошло множество этапов шахтных и лабораторных исследований.

Методика исследований.

Методика проведения экспериментальных исследований газоносности и газодинамических характеристик пород базального доломит-ангидрит-галитового пласта, пластов перекрывающей каменной соли и калийно-магниевых солей в условиях Гремячинского ГОКа включала: определение газоносности пород по свободным газам и определение компонентного состава свободных газов при условии их истечения из исследовательских шпуров, а также лабораторные исследования образцов пород из выработок на связанные газы.

Шахтные экспериментальные исследования газоносности пород по свободным газам реализованы путем наблюдений за выделением газа из пробуренных поинтервально шпуров диаметром 42мм. Шпуры герметизируются на расстоянии 0,5 м. от забоя с помощью герметизатора. Так же одновременно производится отбор проб газа пластиковым шприцом (150 мл.) для дальнейшего изучения компонентного состава. Газ, выделяющийся со стенок и забоя загерметизированной части шпура, поступает в газоотводящий штуцер, к которому подключается прецизионный портативный цифровой манометр DPI-740, предназначенный для работы в лабораторных и «полевых» условиях.[2] Наличие и состав связанных газов определяется в лабораторных условиях при помощи следующего оборудования: щековая дробилка ВВ 51 «Retsch», планетарная шаровая мельница РМ 100 «Retsch» с размольным стаканом емкостью 500 мл, система измерения давления и температуры РМGrindControl«Retsch», весы электронные настольные МК-15.2-А22, настольный компьютер, программное обеспечение РМGrindControl. Методика определения газоносности пород по связанным газам заключается в замеры объема выделившихся газов при сухой механической дезинтеграции образцов пород с постоянным контролем давления и температуры в изолированном от атмосферы сосуде, а также в отборе и хроматографическом анализе компонентного состава газов.

Анализ компонентного состава свободных и связанных газов, отобранных из соляных пород, проводится в соответствии с ГОСТ 23781-87 «Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава». [4]

Результаты исследований

Исследования газоносности и газодинамических характеристик пород базального доломит-ангидрит-галитового пласта проводились в выработках околовольного двора (обходная выработка, северный вентиляционный и транспортные уклоны). В результате бурения 24 шпуров на длину 3м и интервалом 0,5м (стенки, кровля, почва) в забоях выработок было произведено около 96 замеров.

В результате было установлено, что газоносность по свободным газам доломитовых, ангидритовых и ангидрит-галитовых пород базального доломит-ангидрит-галитового пласта не превышает $0,05 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что практически на порядок ниже значения повышенной газоносности ($0,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и в 100 раз ниже газоносности соляных пород, опасных по газодинамическим явлениям. Максимальное начальное давление свободных газов в массиве не превышает атмосферное, начальная скорость газовой выделения менее $0,03 \text{ л/мин}$, что также почти в 100 раз ниже начальной скорости газовой выделения в газоносных и выбросоопасных соляных породах. Химический анализ компонентного состава свободных газов показал отсутствие в составе выделившихся газов горючих компонентов. Также были произведены исследования на связанные газы. Исследование газоносности и газодинамических характеристик пород пластов перекрывающей каменной соли и калийно-магниевых солей проводились в забоях вспомогательного транспортного уклона № 1 и камеры навески исполнительного органа.

В результате выполненных шахтных исследований установлено, что газоносность по свободным газам каменной соли не превышает $0,20 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что в два раза ниже значения повышенной газоносности ($0,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и в 5 раз ниже газоносности соляных пород, опасных по газодинамическим явлениям. Максимальное начальное давление свободных газов в массиве не превышает $0,191 \text{ МПа}$, начальная скорость газовой выделению менее $0,05 \text{ л/мин}$, что также в десятки раз ниже начальной скорости газовой выделению в газоносных и выбросоопасных соляных породах.

Газоносность по свободным газам карналлитовых пород в забое вспомогательного транспортного уклона № 1 изменяется от $0,15 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $1,16 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при среднем значении $0,30 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Максимальное начальное давление свободных газов в массиве составило $0,207 \text{ МПа}$, начальная скорость газовой выделению при этом составила $0,44 \text{ л/мин}$. Компонентные составы свободного и связанного газов схожи: $\text{CH}_4 - 32,31\%$; $\text{H}_2 - 4,69\%$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 0,436\%$; $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,020\%$; $i\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,001\%$; $n\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,005\%$; $\text{N}_2 - 62,51\%$; CO_2 и другие газы – $0,02$

Газоносность по свободным газам карналлит-галитовых пород изменяется от $0,02 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $0,32 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при среднем значении $0,17 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Максимальное начальное давление свободных газов в массиве составило $0,193 \text{ МПа}$, начальная скорость газовой выделению при этом составила $0,21 \text{ л/мин}$.

Газоносность по свободным газам сильвинитовых пород в забое камеры навески исполнительного органа изменяется от $0,02 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $2,12 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при среднем значении $0,31 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Компонентные составы свободного и связанного газов схожи: $\text{CH}_4 - 20,99\%$; $\text{H}_2 - 6,48\%$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 0,493\%$; $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,077\%$; $i\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,040\%$; $n\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,117\%$; $i\text{C}_5\text{H}_{12} - 0,114\%$; $n\text{C}_5\text{H}_{12} - 0,082\%$; $n\text{C}_6\text{H}_{14} - 0,028\%$; $\text{N}_2 - 71,52\%$; CO_2 и другие газы – $0,05\%$. Максимальное начальное давление свободных газов в массиве составило $0,225 \text{ МПа}$, начальная скорость газовой выделению при этом составила $1,09 \text{ л/мин}$.

Исследование газоносности и газодинамических характеристик пород пласта калийно-магниевого солей проводилось в забоях проходческих транспортных штреков № 2, № 3 и сбойки № 6-р в условиях рудника Гремячинского ГОКа. В результате выполненных шахтных исследований установлено, что газоносность по свободным газам сильвинитовых пород данных выработках изменяется от $0,02 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $0,88 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при среднем значении $0,18 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Максимальное начальное давление свободных газов в массиве составило $0,202 \text{ МПа}$, начальная скорость газовой выделению при этом составила $1,84 \text{ л/мин}$. Компонентные составы свободного и связанного газов схожи: $\text{CH}_4 - 29,83\%$; $\text{H}_2 - 4,07\%$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 1,016\%$; $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,059\%$; $i\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,003\%$; $n\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,006\%$; $\text{N}_2 - 64,96\%$; CO_2 и другие газы – $0,05\%$. Средняя газоносность по условному метану составляет $0,08 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Суммарное содержание горючих газов (метан + водород) составляет $29,83\%$. Суммарное содержание углеводородов метанового ряда – $1,085\%$.

По результатам лабораторных исследований на связанные газы установлено, что доломитовые, ангидритовые и ангидрит-галитовые породы базального доломит-ангидрит-галитового пласта и галитовые породы пласта перекрывающей каменной соли в выработках околоствольного двора и уклонах малогазоносны по связанным газам. Сильвинитовые и карналлитовые породы пласта калийно-магниевого солей в выработках околоствольного двора и уклонах рудника газоносны по связанным газам. Результаты приведены в таблице 2.

Так же установлено, что породы пласта перекрывающей каменной соли в выработках околоствольного двора и уклонах, вскрывающих продуктивный пласт малогазоносны по свободным газам. Карналлитовые, карналлит-галитовые и сильвинитовые породы пласта калийно-магниевого солей весьма газоносны, при этом значения газоносности их в отдельных замерах достигают значений в выбросоопасных соляных породах. Данные исследования служат заключением для внесения изменений в спец. мероприятия при проходке выработок Гремячинского ГОКа.

Литература

1. Андрейко, С.С. Газодинамические явления в калийных рудниках: методы прогноза и способы предотвращения / – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007
2. Иванов О.В. Методика, оборудование и результаты исследований по изучению газоносности продуктивных пластов на вновь вводимых в эксплуатацию участках шахтных полей калийных рудников. / Материалы научной сессии Горного института УрО РАН по результатам НИР в 2000 году 9-13 апреля 2001 г. – Пермь: 2001. с.88-91
3. Иванов О.В. Научно-учебный измерительный комплекс для изучения газоносности горных пород по связанным газам // Стратегия и процессы освоения георесурсов. Сборник научных трудов. Вып. 10. –Пермь: ГИ УрО РАН, – 2012.– С. 223-225.
4. План развития горных работ «Гремячинского ГОКа» на 2018 год.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАГЛУШЕК ПРИ ДОБЫЧЕ УРАНА МЕТОДОМ СКВАЖИННОГО ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

А.Э. Шрайнер

Научный руководитель - профессор М.Д. Носков

Северский технологический институт НИЯУ МИФИ, г. Северск, Россия

Скважинное подземное выщелачивание (СПВ) является одним из самых перспективных способов разработки месторождений урана, который проводится посредством системы технологических скважин. Через закачные скважины происходит нагнетание в продуктивный горизонт выщелачивающих растворов. В результате взаимодействия выщелачивающих растворов с рудой происходит перевод полезных компонентов в раствор, который извлекается через откачные скважины [1,2]. С помощью данного способа можно разрабатывать бедные и глубокозалегающие месторождения, характеризующимися сложными гидрогеологическими и горно-

технологическими условиями. При вскрытии залежи используются рядные и ячеистые схемы расположения технологических скважин. Рядные схемы состоят из чередующихся рядов закачных и откачных скважин. В ячеистых схемах закачные скважины образуют регулярную сеть правильных многоугольников, в центре которых располагаются откачные скважины.

В некоторых случаях при обработке месторождения рядной схемой недостаточно эффективно прорабатывается область у крайних скважин откачного ряда, так как данные скважины подтягивают пластовые воды из-за пределов контура блока. Для повышения эффективности обработки блока по краям откачного ряда устанавливаются дополнительные закачные скважины, которые называются заглушками.

Исследования проводились методом математического моделирования с использованием специализированного программного обеспечения "Курс", разработанного в СТИ НИЯУ МИФИ [3-4]. Программное обеспечение "Курс" позволяет создавать цифровые модели эксплуатационных блоков, включающие в себя модели геологической среды и технологических объектов, а также проводить моделирование процесса СПВ урана. Работа программы основана на математической модели, описывающей физико-химические процессы, происходящие в продуктивном горизонте при сернокислотном выщелачивании урана: распределение давления, фильтрацию жидкости и связанный с ней массоперенос, гидродинамическую дисперсию, растворение и образование минералов, гомогенные и гетерогенные окислительно-восстановительные и кислотно-основные процессы, комплексообразование и др. Геотехнологические расчеты проводятся с учетом гидрологических и геологических особенностей строения продуктивного горизонта, режимов работы технологических скважин и составов нагнетаемых растворов.

Эффективность применения заглушек проводилась на примере модельного блока, состоящего из трех рядов откачных и четырех рядов закачных скважин. Были рассмотрены 4 варианта схем вскрытия рудного тела. На рисунке 1 представлены расположения технологических скважин на карте распределения продуктивности для различных вариантов схем вскрытия.

В первом варианте представлена схема без заглушек, во втором варианте в каждый откачной ряд было добавлено по две нагнетательные скважины. В третьем варианте было произведено удаление крайних нагнетательных скважины в закачных рядах, что позволило сократить количество скважин на 8. Четвертый проект отличается от третьего увеличенным расстоянием между нагнетательными скважинами в закачных рядах. Следует отметить, что вследствие изменения контуров эксплуатационных блоков горнорудная масса (ГРМ), площадь и запас урана для рассмотренных вариантов отличаются. Суммарный дебит откачки принимался равным $60 \text{ м}^3/\text{ч}$ для варианта без заглушек. Для технологических скважинных схем с использованием заглушек суммарный дебит откачных скважин был несколько выше. Суммарный дебит нагнетательных скважин всегда равнялся суммарному дебиту откачных.

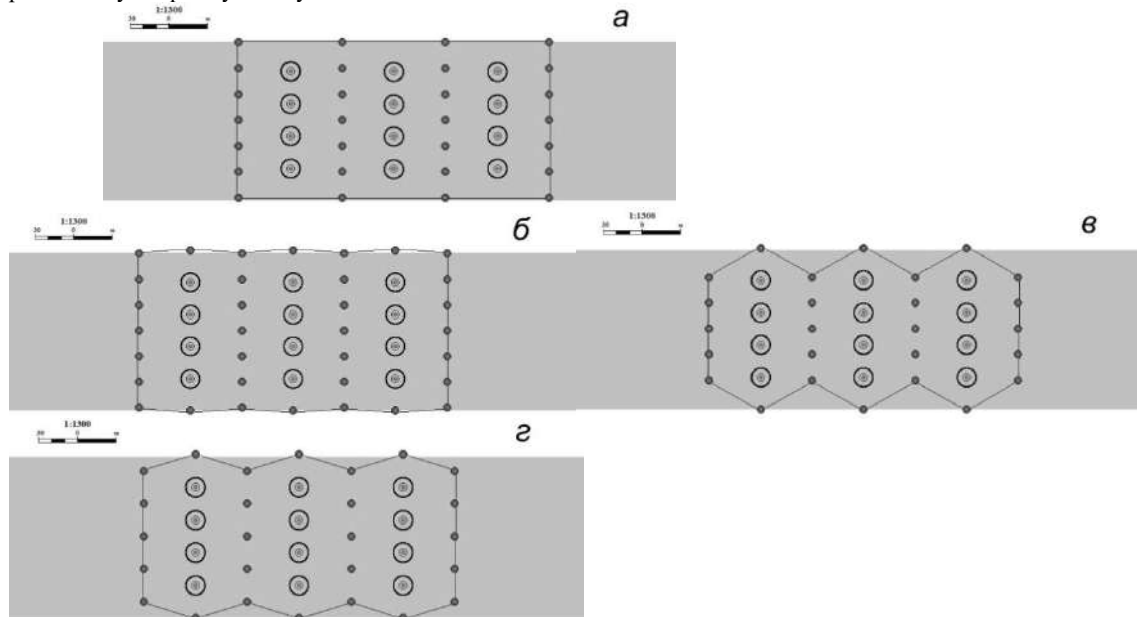


Рис. 1 Варианты расположения технологических скважин: а) без заглушек в откачных рядах; б) с использованием заглушек в откачных рядах; в) с заглушками и уменьшенным числом скважин в закачных рядах; г) с использованием заглушек и увеличенным расстоянием между нагнетательными скважинами в закачных рядах. \odot – откачная скважина, \bullet – нагнетательная скважина

Моделирование обработки проводилось до момента достижения степени извлечения урана 80% из контура эксплуатационного блока. Для всех вариантов схем вскрытия средняя концентрация кислоты в выщелачивающих растворах составляла 12 г/л. Результаты моделирования обработки блока различными схемами скважин на момент 80% извлечения урана из контура эксплуатационного блока представлены на рисунках 2, 3.

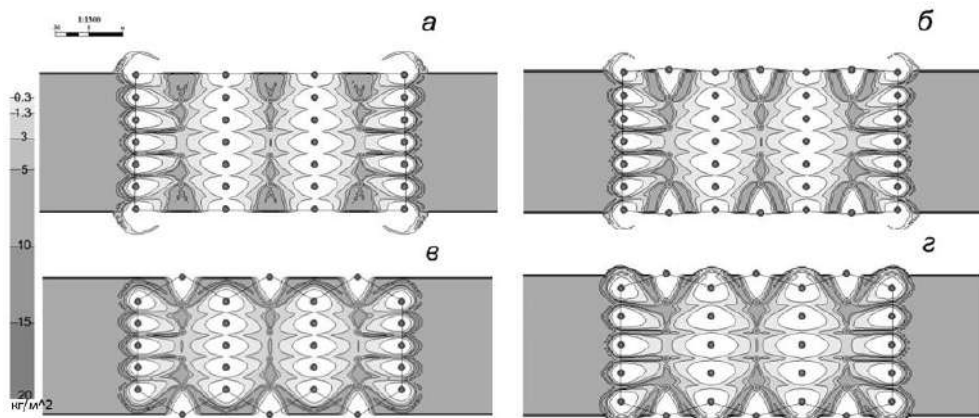


Рис. 2 Карты распределения продуктивности на момент 80% извлечения урана: а) без заглушек в откачных рядах; б) с использованием заглушек в откачных рядах; в) с заглушками и уменьшенным числом скважин в закачных рядах; г) с использованием заглушек и увеличенным расстоянием между нагнетательными скважинами в закачных рядах.

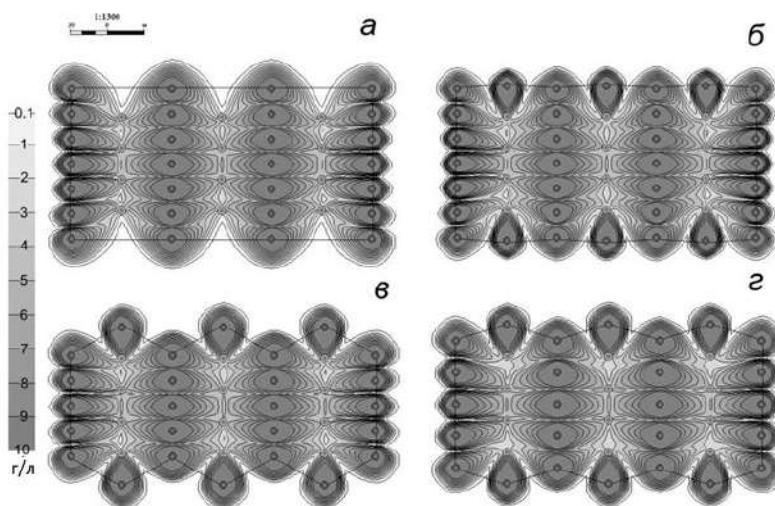


Рис. 3 Карты распределения концентрации серной кислоты на момент 80% извлечения урана для различных вариантов расположения технологических скважин: без заглушек в откачных рядах (а), с использованием заглушек в откачных рядах (б), с заглушками и уменьшенным числом скважин в закачных рядах (в), с использованием заглушек и увеличенным расстоянием между нагнетательными скважинами в закачных рядах (г)

Таким образом, математическое моделирование является эффективным инструментом для оптимизации схем вскрытия технологических блоков. При оптимальном расположении технологических скважин применение заглушек позволяет увеличить темп добычи урана, уменьшить расход кислоты и время отработки блока, а также снизить себестоимость добычи единицы продукции.

Литература

1. Аренс В.Ж., Гридин О.М., Крейнин Е.В. и др. Физико-химическая геотехнология. – М.: Изд-во МГГУ, 2010. – 575 с.
2. Белецкий В.И., Богатков Л.К., Волков Н.И. и др. Справочник по геотехнологии урана. – М.: ЭнергATOMиздат, 1997- 672 с.
3. Кеслер А.Г., Жиганов А.Н., Истомин А.Д., Носков М.Д., Носкова С.Н., Челюков А.А. Применение геотехнологического информационно-моделирующего комплекса для оптимизации разработки блоков месторождений урана методом скважинного подземного выщелачивания // Учебное пособие. - Северск: Изд. СТИ НИЯУ МИФИ, 2009. – С.96.
4. Носков М.Д., Гуцул М.В., Истомин А.Д., Кеслер А.Г., Носкова С.Н. Применение математического моделирования для решения геотехнологических и экологических задач при добыче урана способом подземного выщелачивания // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2012. - № 7. – С. 361-366.

Секция 17

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА НАПРАВЛЕНИЕ «СОВРЕМЕННЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА»

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

К.А. Абдрасулов, Е.С. Терентьев

Научный руководитель - доцент В.Г.Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатационные характеристики и надежность трубопроводной запорной арматуры, в том числе шаровых кранов, имеющих трибосопряжение «шар-седло», оказывают значительное влияние на эффективность технологических процессов в различных производствах. Например, в горной металлургии в технологических линиях при переработке руды и транспортировке абразивосодержащей пульпы затворы подвергаются интенсивному износу и быстро теряют работоспособность. В нефтехимпереработке при каталитическом крекинге углеводородного сырья запорная арматура эксплуатируется в еще более жестких условиях, связанных с дополнительным воздействием высоких (до 700 °С) температур и вибронагрузок из-за больших скоростей жидких и газовых потоков, содержащих алюмосиликатные абразивные частицы, что предопределяет их низкий ресурс [3].

Известно, что одной из главных основ экономики России является добыча, переработка и транспортировка нефти и газа. Важным звеном нефтегазового комплекса является трубопроводный транспорт, который с каждым годом увеличивает свою протяженность и требует большого внимания к разработке и изготовлению устройств, называемых трубопроводной арматурой, для управления потоками транспортируемых рабочих сред.

Из общего объема продуктов, теряемого при авариях нефте- и газопроводов, от 17 до 20 % непосредственно связаны с недостаточной надежностью запорной арматуры. Запорная арматура нефтегазопроводов относится, как правило, к первому и второму классам герметичности. При этом считается, что отказ арматуры (потеря герметичности сверх устанавливаемых норм) не должен происходить за весь срок службы трубопровода. Однако фактически сроки службы трубопровода и арматуры не являются когерентными, что значительно повышает эксплуатационный риск возможного неоправданного эколого-экономического ущерба. Нормативный срок службы запорной арматуры в среднем в 2–2,5 раза меньше, чем у трубопровода (при прочих равных условиях), а фактически может быть даже еще ниже.

Одним из наиболее перспективных материалов для работы в указанных условиях является керамика-металлический композиционный материал (кермет) с жаропрочной металлической связкой, в котором достигается уникальный комплекс служебных характеристик за счет твердости и износостойкости тугоплавкого и пластичности металлического компонентов [1].

Керамика сопровождает человечество на протяжении вот уже нескольких тысяч лет. Ряд ее свойств хорошо известен: тонкий и ультратонкий размер зерна, гарантирующий отменную полировку поверхности; высочайшая твердость; минимальная пористость; повышенная износостойкость и стойкость к истиранию; термостойкость; химическая инертность. Свойства эти означают следующее: использование керамических запорных элементов в трубопроводной арматуре демонстрирует меньший коэффициент трения, повышенную коррозионную стойкость, долговечность. Кроме того, применение оксидной керамики устраняет явление «схватывания» запорных элементов, снижает усилие открывания–закрывания, повышает надежность арматуры в разы [4].

В настоящий момент недостатка в производителях керамических изделий нет. Одной из причин этого является присутствие на российском рынке крупных зарубежных компаний. Да, Rauschert и MorganMatros гарантируют качество, но по установившимся на мировом рынке ценам, недоступным многим российским покупателям комплектующих. Кроме того, весьма значительная доля продукции, импортируемой в Россию под известными торговыми марками западных производителей, изготавливается в Китае, Малайзии, Сингапуре. Культура производства в этих странах сопоставима с российской [5].

Шаровые краны с узлом затвора из технической керамики, встроенным в металлический корпус, имеют ряд преимуществ по отношению к стальным шаровым кранам, задвижкам, клапанам и заслонкам (табл. 1, 2).

Технологическая линия должна быть остановлена на 2–3 часа, на стадии замены клапана из нержавеющей стали. В результате, общее время простоя составит 8–9 часов [4].

Таблица 1

Сравнительные характеристики стальной запорной арматуры и запорной арматуры с керамическим узлом затвора (по данным Компании «НЭВЗ-КЕРАМИКС») [2]

| Показатель | Характеристики | |
|-------------------------------------|--|---|
| | Стальная арматура | С керамическим узлом затвора |
| нефтяной трубопроводный транспорт | Давление в трубопроводе до 16 МПа | Давление в трубопроводе до 40 МПа |
| элементы нефтегазового оборудования | Наработка на отказ до 350 циклов | Наработка на отказ до 2000 циклов |
| химическое производство; | Рабочая температура от минус 40 до плюс 200 °С. | Рабочая температура от минус 200 до плюс 810 °С. |
| целлюлозно-бумажное производство | Износостойкость (до 2000 циклов "открыто-закрыто") | Износостойкость (до 50000 циклов "открыто-закрыто") |

Таблица 2

Сравнение керамических и стальных кранов из нержавеющей стали через один производственный год (по данным компании FujikinValves, Япония)

| Материал узла затвора крана | Цена за одну единицу (евро) | Число замен | Общее время простоя | Общие затраты (евро) |
|-----------------------------|-----------------------------|-------------|---------------------|----------------------|
| Сталь | 700 | 4 | 36 часов | 12000 |
| Техническая керамика | 2100 | 0 | нет | 2100 |

Меньшее количество замен приводит к сокращению времени простоя, что приводит к значительной экономии. В России керамика в трубопроводной арматуре пока еще не имеет широкого применения, этот материал достоин внимания производителей и потребителей трубопроводной арматуры.

Литература

1. Бурков П.В. Структурообразование, фазовый состав и свойства композиционных материалов на основе карбида титана. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 190 с.
2. Гуревич Д.Ф. Расчет и конструирование трубопроводной арматуры. Расчет трубопроводной арматуры. – М.: Изд-во ЛКИ, 2008. – 480 с.
3. Камалетдинова Р.Р. Повышение эффективности применения керметов на основе карбида титана в запорной арматуре: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.04 защищена 19.12.16 / Камалетдинова Регина Рамилевна. – Уфа: Рост. гос. ун-т путей сообщ., 2016. – 168 с.
4. Мамлеев Р.Ф. Износостойкие керметы на основе карбида титана – материал для затворов трубопроводной арматуры и других высокоресурсных изделий // Арматуростроение. – 2014. – № 6(93). – С. 47–52.
5. Новое хорошо забытое старое? Керамика в конструкциях трубопроводной арматуре. – Режим доступа <http://www.allceramic.ru> (дата обращения: 18.01.2019).

РАЗРАБОТКА МОБИЛЬНЫХ ПЛОТИН ДЛЯ ГИДРОИЗОЛЯЦИИ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ПРОВЕДЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ НА УЧАСТКАХ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА БОЛОТАХ III ТИПА

Р.А. Азизов

Научный руководитель - доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время трубопроводы, эксплуатирующиеся на протяжении многих лет, подвержены множеству неблагоприятных факторов, как внешних, так и внутренних. В результате воздействия всех этих факторов могут возникнуть различные виды дефектов (деградация материала, коррозионные повреждения) [1].

Во избежание опасных последствий при усилении дефектов необходимо применять специальные технологии обследования трубопроводов без их повреждения. Таковыми будут являться неразрушающие методы контроля трубопроводов. Неразрушающий контроль, по сути, является технологией контроля надежности главных рабочих свойств и параметров трубопровода без остановки перекачки нефтепродуктов или без демонтажа трубопровода. В последние несколько лет методы неразрушающего контроля, применяемые на магистральных трубопроводах, обрели большое распространение. Данные методы необходимы для нахождения многих нарушений: нарушения герметичности, контроля напряженного состояния, контроля качества и состояния сварных соединений, контроля протечек и других параметров, ответственных за эксплуатационную надежность трубопроводов. При выявлении дефекта одним из методов неразрушающего контроля необходимо уточнить его существование с помощью дополнительного дефектоскопического контроля.

Дополнительный дефектоскопический контроль проводят в различных климатических и географических условиях. Одними из наиболее подверженных к проявлению дефектов участков являются переходы через болота, в частности болота III типа. Сложность проведения дополнительного дефектоскопического контроля на данном типе болот заключается в наличии труднопроходимой местности (избыточное увлажнение, слабый напочвенный покров) для техники и людей. Поэтому необходима гидроизоляция местности для проведения дополнительного дефектоскопического контроля. Применение мобильных плотин помогает решить данную проблему. Данная технология не распространена, поэтому существует необходимость создания конструкции мобильных плотин.

Мобильная плотина в общем смысле представляет собой конструкцию, которая будет в кратчайшие сроки развернута на месте проведения дополнительного дефектоскопического контроля для защиты от проникновения в нее влаги. В данной статье будут рассмотрены две наиболее подходящие технологии гидроизоляции.

Для гидроизоляции места проведения дополнительного дефектоскопического контроля на болотах III типа часто применяют специальные герметичные камеры. Конструктивная схема герметичной камеры представлена на рис. 1 [2].

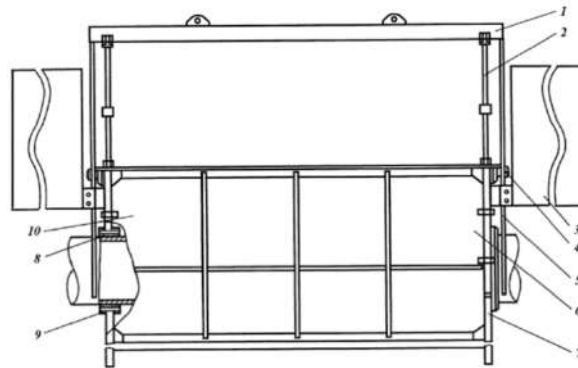


Рис. 1 Конструкция герметичной камеры: 1 – подвеска; 2 – гидроцилиндр; 3 – груз; 4 – шарнир; 5 – направляющая штанга; 6 – левая челюсть; 7 – анкерная стойка; 8 – маслостойкая штанга; 9 – узел герметизации; 10 – правая челюсть

Данный вид герметичной камеры предназначен для гидроизоляции места проведения дополнительного дефектоскопического контроля на нефтепроводах с различными диаметрами (530 мм, 720 мм, 820 мм, 1020 мм и 1220 мм), расположенных на болотах всех трех типов. Она представляет собой конструкцию с гидравлическим приводом, которая устанавливается на нефтепроводе с дефектом с помощью кранов. Корпус камеры состоит из двух челюстей, соединенных шарнирно. Челюсти смыкаются с помощью гидроцилиндров, тем самым они обхватывают нефтепровод торцами и образуют герметичную часть, открытую сверху. На камере установлены анкерные стойки, которые предназначены для придания конструкции устойчивости относительно нефтепровода, а также для противодействия выталкивающей силе, создаваемой находящейся снаружи жидкостью. Откачку воды и торфа из внутренней части камеры производят с помощью коллекторов с приямками. Данная камера также оборудована специальными непотопляемыми санями, предназначенными для доставки камеры к месту проведения гидроизоляции.

Было установлено, что бригада из пяти человек подготовит камеру к установке из транспортного положения за 2 часа и демонтирует за то же время. Также испытаниями было установлено, что данная герметичная камера позволяет гидроизолировать рабочую зону на глубину заложения нефтепровода до 2,2 м.

Следующей рассмотренной технологией является применение кессонов. Кессон в общем случае является конструкцией для образования под водой или в водонасыщенном грунте рабочей зоны, свободной от воды. Рассмотрим один из новейших способов установки кессонов. Конструкция данного вида кессона представлена на рис. 2 [3].

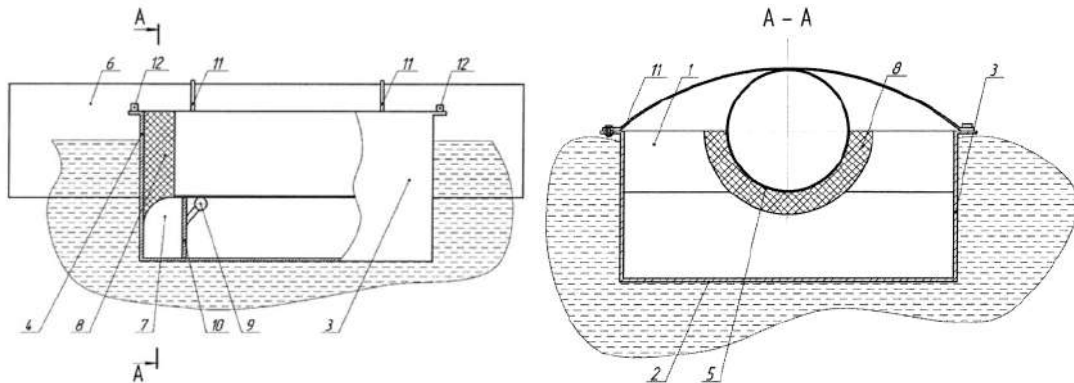


Рис. 2 Конструкция кессона

Кессон включает цельнометаллическую прямоугольную камеру (1) с дном (2), двумя боковыми (3) и двумя торцевыми (4) стенками. На торцевых стенках (4) камеры выполнены сквозные дугообразные проемы (5) с радиусом дуги, соответствующим радиусу трубы (6), с обеспечением возможности прилегания камеры (1) к наружной поверхности трубы. Внутри камеры (1) со стороны обеих торцевых стенок (4) выполнены шлюзы (7) для сбора и откачки воды и гидрозатворы (8), которые расположены по краю дугообразных проемов (5). Приспособление для центрирования кессона на трубе выполнено в виде опорных роликов (9), закрепленных на стенках (10) шлюзов (7). К боковым стенкам (3) камеры прикреплен ремень (11) для фиксации кессона на трубе (6), а на торцевой стенке (4) камеры установлено крепежное приспособление (12) с возможностью сопряжения с транспортировочной лебедкой.

Монтаж колонны кессонов производят следующим образом. Ремонтную колонну кессонов размещают вдоль нефтепровода большого диаметра. Затем кессоны доставляют на место выборочного ремонта, монтируют последовательно первый, второй, третий и четвертый кессоны на трубу вверх дном посредством опорных роликов и фиксируют их на трубе ремнем. После этого кессоны устанавливают в рабочее положение поворотом их посредством лебедки на 180°, откачивают насосом воду из шлюзов кессонов и рабочего пространства камер кессонов. Затем в первом кессоне производят очистку участка трубы от старой изоляции посредством машины локального ремонта, перемещают колонну кессонов вдоль трубы с обеспечением перекрытия участка трубы, обработанного в первом кессоне, повторяют очистку следующего участка трубы от старой изоляции в первом кессоне и одновременно во втором кессоне удаляют очаги коррозии. Вместе с этим производят мелкий ремонт поверхности трубы и производят дефектоскопию участка трубы, перемещают далее колонну кессонов вдоль трубы, повторяют очистку следующего участка трубы от старой изоляции в первом кессоне и одновременно во втором кессоне удаляют очаги коррозии, производят мелкий ремонт поверхности трубы и производят дефектоскопию очередного очищенного участка трубы, перемещают далее колонну кессонов вдоль трубы, повторяют очистку очередного участка трубы от старой изоляции в первом кессоне, одновременно во втором кессоне удаляют очаги коррозии, производят мелкий ремонт поверхности трубы и производят дефектоскопию следующего участка трубы, также одновременно в третьем кессоне производят обдувку и сушку первого участка трубы и наносят на него защитное покрытие, перемещают далее колонну кессонов вдоль трубы и последовательно повторяют работы на участках трубы в первом, втором и третьем кессонах, при этом одновременно осуществляют в четвертом кессоне выходной контроль качества покрытия, производят двойную обдувку и сушку обработанного участка трубы, затем перемещают колонну кессонов и повторяют описанный цикл работ на следующем участке трубы в первом, втором, третьем и четвертом кессонах до устранения дефектов по всему трубопроводу, после чего производят демонтаж кессонов.

Стоит отметить, что данные кессоны устанавливаются на месте проведения дополнительного дефектоскопического контроля довольно долго. Тем самым их стоит применять в крайних случаях.

В завершении стоит добавить, что технология мобильных плотин слабо изучена. В дальнейшем будет разработана новая конструкция мобильной плотины и предложена технология ее установки на месте проведения дополнительного дефектоскопического контроля.

Литература

1. Афанасьев В. Б., Чернова Н. В. Современные методы неразрушающего контроля // Успехи современного естествознания. – 2011. – № 7 — С. 73 – 74.
2. Пат. 2527926 Россия МПК С2 F16L55/18. Способ монтажа герметичной камеры для проведения ремонтных работ на трубопроводе Казаков С.Н. Заявлено. 30.11.2012; Оpubл. 10.09.2014, Бюл. №25. – 7 с.: ил.
3. Пат. 2631473 Россия МПК С1 F16L1/26. Способ ремонта трубопровода в обводненной местности и кессон для его осуществления Черкасов Н.М., Мельников М.О., Лебедев А.Н. Заявлено. 07.04.2016; Оpubл. 22.09.2017, Бюл. №27. – 13 с.: ил.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДА, ПОКРЫТОЙ ЖИДКОЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЕЙ, В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

А.Э. Волков, А.А. Марина

Научный руководитель - доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтегазовой отрасли связано с сооружением объектов добычи и транспорта нефти и газа в суровых климатических и геокриологических условиях Крайнего Севера.

Главным фактором, сопровождающим строительство магистральных и промысловых трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах, является нарушение устойчивого положения северных промысловых и магистральных трубопроводов из-за значительного снижения несущей способности многолетнемерзлого грунта при оттаивании, что приводит к просадке или всплыванию опор трубопровода [2].

Актуальность работы обусловлена тем, что в настоящее время проблема обеспечения несущей способности и устойчивости трубопровода стоит наиболее остро. Вследствие теплового взаимодействия с трубопроводом происходит оттаивание грунтов, окружающих нефтегазопровод, и формирование ореола оттаивания вокруг трубопровода.

Опоры являются одной из самых ответственных частей трубопроводных систем, так как на них приходится основное усилие от трубопровода, которое затем передается несущим конструкциям или грунту,

поэтому строение опор играет важную роль. К конструкциям опор и техническим решениям оснований предъявляют высокие требования в связи с особенностями эксплуатации нефтегазопроводов в экстремальных природно-климатических условиях Крайнего Севера. На данный момент рассматриваемая проблема не широко освещена в литературе [3]. В нормативной документации не учитывается ряд факторов, которые влияют на механическое и тепловое взаимодействие опор и трубопровода с грунтами. При надземной прокладке трубопроводов к таким факторам относятся: нагрев поверхности грунта излучением от опоры и солнечным излучением; влияние на тепловой режим грунтов основания опоры теплопередачи по материалу опоры и сваям [2].

В данной работе рассмотрен способ теплоизоляции опоры трубопровода с применением жидкой теплоизоляции. Жидкая теплоизоляция представляет собой теплокраску, играющую роль температурного барьера. Эти свойства обеспечиваются за счет состава, куда обязательно входят микрокапсулы из стекла, полимеров или керамики, внутри которых находится разреженный воздух, полимерный связующий элемент (латекс или акрил). Наличие такой теплоизоляции на опорах трубопровода не создает неудобств при обслуживании и ремонте, также жидкая теплоизоляция не подвергается разрушениям при воздействии ультрафиолетового излучения.

В процессе исследования в программном комплексе SolidWorks было проведено моделирование нефтегазопровода, установленного на двухстоечную опору, в качестве стоек приняты сваи-трубы. Температура перекачиваемого флюида по трубопроводу составляет 45 °С. Задачей исследования было определение температурного поля многолетнемерзлого грунта, в который установлена опора трубопровода из стали марки 09Г2ФБ. Теплопроводность грунта принята равной 2,0 Вт/(м·°С).

На рис. 1 представлена модель нефтегазопровода на двухстоечной опоре. Из полученных результатов моделирования можно сделать вывод о том, что в исследуемом случае при теплоизоляции трубопровода слоем пенополистирола 12 см тепловое излучение транспортируемого продукта не передается обшивке трубопровода, тем самым исключается тепловое воздействие трубопровода на грунт и опору.

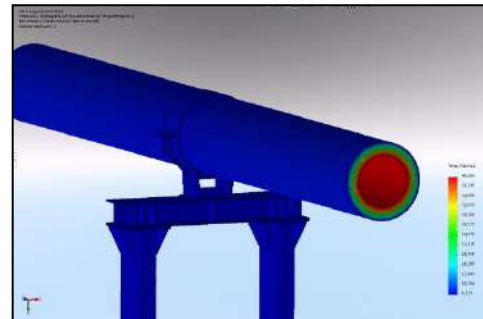


Рис. 1 Модель нефтегазопровода на двухстоечной опоре

Таким образом, исследование можно упростить до моделирования сваи-трубы, установленной в грунт и рассматривать только их взаимодействие.

На рисунках 2–5 представлено распределение температуры в грунте и свае. В процессе моделирования было рассмотрено несколько случаев: смоделирована свая без нанесения жидкой теплоизоляции, свая с нанесенной жидкой теплоизоляции слоем в 1 мм, свая с нанесенной жидкой теплоизоляции слоем в 2 мм (рис. 2 – 5). Также было рассмотрено распределение температуры в грунте и свае зимой и летом.

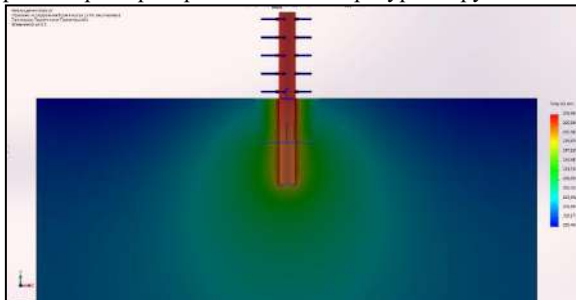


Рис. 2 Распределение температуры в грунте и свае в зимний период

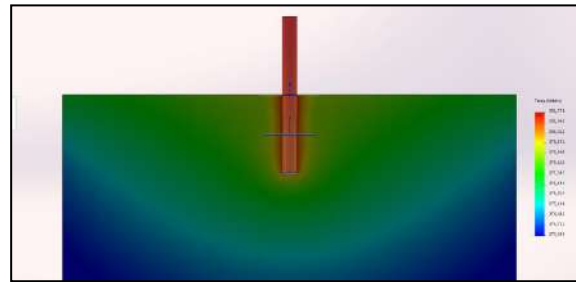


Рис. 3 Распределение температуры в грунте и свае в летний период без применения жидкой теплоизоляции

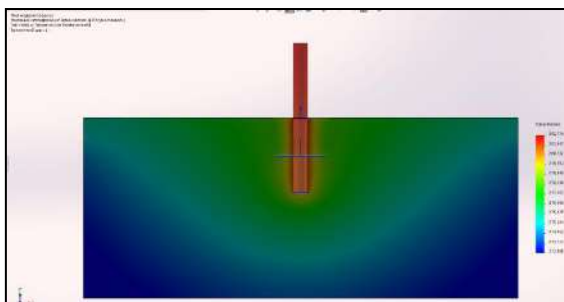


Рис. 4 Распределение температуры в грунте и свае в летний период с применения жидкой теплоизоляции, толщина слоя изоляции 1 мм

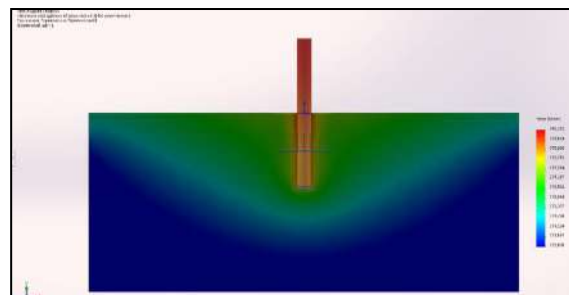


Рис. 5 Распределение температуры в грунте и свае в летний период с применения жидкой теплоизоляции, толщина слоя изоляции 2 мм

Для моделирования распределения температуры в грунте в разных случаях использовалась средняя температура окружающего воздуха в летний и зимний периоды. Так как перепад температур между сваями и многолетнемерзлым грунтом в летний период значительно больше, результаты моделирования с температурой воздуха в летний период являются более наглядными. Далее было проведено сравнение температурных полей грунта с установленной сваяй без теплоизоляции и с теплоизолированной сваяй. Из рисунков 4 и 5 следует, что применение теплоизоляции снижает тепловое воздействие сваи на многолетнемерзлый грунт, следовательно, снижается вероятность оттаивания грунта. Применение жидкой изоляции слоем 2 мм более эффективно по сравнению с применением изоляции в 1 мм.

Литература

1. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. – М.: Недра, 1985. – 224 с.
2. Иванов Н.С. К вопросу о моделировании тепловых процессов в почвах и горных породах. В сб. "Тепло- и массообмен в мерзлых почвах и горных породах". – М.: АН СССР, 1961.
3. Исследования взаимодействия трубопроводов с окружающей средой. Сб. научных трудов. – М.: ВНИИСТ, 1979. – 217 с.

УКРЕПЛЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ ГРУНТОВ МЕТОДОМ ПРИМЕНЕНИЯ СОСТАВОВ КРИОГЕЛЕЙ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

И.Е. Данилов^{1,2,3}

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков⁴

¹Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

²Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Москва, Россия

³Алданское линейное производственное управление магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск, Россия

⁴Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Освоение природных ресурсов Дальнего Востока и территорий с вечной мерзлотой является одной из первоочередных государственных задач, решение которой осложняется экстремальными климатическими условиями. В связи с этим, вопросы проектирования и обустройства нефтегазовых месторождений в северных регионах РФ имеют стратегическую значимость.

Территория Республики Саха (Якутия) характеризуется сложными и неоднородными природно-климатическими условиями, и с точки зрения региональных инженерно-строительных особенностей, до настоящего времени недостаточно изучена. Основными особенностями являются неблагоприятные природные процессы и явления: наличие многолетнемерзлых грунтов, сложный рельеф и сложная геология.

В местах строительства объектов линейной части магистральных газопроводов на участках с курумными слоями с целью перераспределения силовых воздействий на траншею, возникающих при движении толщи пород организовываются мероприятия, предотвращающие сползание курумов с применением метода устройства защитного слоя из глины. Данный метод препятствует тектоническим движениям, возникающим на поверхности зеркала скольжения при применении глинистых заполнителей [3].

В связи с этим в данном исследовании поставлена цель изучения и анализа способа укрепления глинистых грунтов в условиях Крайнего Севера. С целью укрепления и повышения предела прочности глинистых грунтов мы предлагаем применение составов криогелей. Объектом исследования является глинистый грунт с различным содержанием песчано-гравийной смеси.

Состав криогеля представляет собой водный раствор поливинилового спирта, который обладает специфическим свойством переходить из вязкого состояния в структурированные гели (упругие тела). Изменение агрегатного состояния происходит после перехода геля в область отрицательных температур (ниже 0 °С) и последующего оттаивания образца в области положительных температур [2].

Слой грунта, скрепленный криогелеобразующей композицией, защищает слои грунта от смещений друг относительно друга, а также служит гидроизоляцией в ходе сезонных колебаний температур [1].

Установлено, что показатели предела прочности на сжатие, а также значение модуля упругости снижаются в зависимости от концентрации криогеля и воды. В связи с тем, что исследуемый криогель состоит из 5 % водного раствора поливинилового спирта в соответствии с техническими условиями, мы приходим к выводу, что процентное содержание криогеля (полимера) было снижено в результате смешивания полимера с водой, содержащейся в грунте (10 % H₂O – 22 г). На основании вышеизложенного для дальнейших испытаний было исключено содержание воды в исследуемых образцах (таблица).

Таблица

Соотношение глинистого грунта с криогелем

| Испытуемый грунт | Среднее значение предела прочности на сжатие | Среднее значение модуля упругости |
|-------------------------|--|-----------------------------------|
| Глина+криогель (5 %) | 8,449 | 74,561 |
| Глина + криогель (10 %) | 3,64 | 66,623 |
| Глина + криогель (20 %) | 2,263 | 51,637 |
| Глина + криогель (40 %) | 0,77 | 3,867 |

Исходя из таблицы можно сделать вывод, что с увеличением процентного содержания криогеля в грунте, среднее значение предела прочности и среднее значение модуля упругости снижаются. Но при этом физико-механические показатели смесей соответствуют ГОСТ 30491-2012 (показатель предела прочности на сжатие выше значения 1.4 МПа, кроме образца с процентным содержанием криогеля 40 %).

Практическая значимость работы состоит в том, что применение композиционных материалов на основе криогелей позволит решить важные технические задачи, присутствующие на Крайнем Севере.

Литература

1. Васильев Н. К. и др. Укрепление мерзлых грунтов методом криотропного гелеобразования // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. – 2009. – Т. 253. – С. 49 – 53.
2. Манжай В.Н., Фуфаева М.С. Изготовление криогелей на основе поливинилового спирта как способ рациональной утилизации отработанных масел // Химия и технология топлив масел. – 2015. – № 5. – С. 14 – 16;
3. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением № 1).

КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНЫЙ ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ КЛИНОВОЙ ЗАДВИЖКИ ЗКЛ2 100-16 В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

А.А. Ибрагимов

Научный руководитель - доцент К.В. Сызранцева

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Для регулирования потока перекачиваемой среды в качестве запорной арматуры в нефтегазовой промышленности применяются задвижки разнообразных конструкций. Задвижки являются одним из среди часто используемых видов запорной трубопроводной арматуры, устанавливаемой на магистральных технологических трубопроводах и применяются для полного перекрытия потока рабочей среды. Запирающий элемент в корпусах задвижек перемещается возвратно-поступательно, перпендикулярно движению потока рабочей среды и включает два крайних рабочих положения – "открыто" и "закрыто".

На сегодняшний день выпускается множество конструктивных разновидностей задвижек, имеющих отличия по типу привода, конструкции запирающего элемента (затвора), способу монтажа.

Из многообразия видов высокой герметичностью, невысоким гидравлическим сопротивлением и простотой конструкции можно выделить класс клиновых задвижек. К недостаткам клиновых задвижек следует отнести невысокую ремонтпригодность при износе уплотнительных материалов.

Отличными эксплуатационными свойствами зарекомендовала себя задвижка стальная ЗКЛ2 100-16. Это обусловлено в первую очередь её конструктивными особенностями и использованием современных высококачественных материалов. Особенность данной модели - равноценная возможность установки в вертикальном и наклонном положении.

Для оценки работоспособности необходимо определить критерии герметичности и прочности.

Поскольку корпус задвижки имеет сложную геометрическую форму, то он не может быть рассчитан методами сопротивления материалов.

Поэтому данную задачу целесообразно решать численными методами теории упругости. Существует три метода, реализующих численное решение задач механики деформируемого твердого тела: метод конечных элементов, метод конечных разностей, метод граничных элементов [2]. Метод конечных элементов (МКЭ) оказался настолько универсальным, что в настоящее время большинство программных продуктов, предназначенных для выполнения самых различных расчетов, содержат хотя бы одну из реализаций МКЭ, не говоря уже о специализированных системах, ориентированных на решение сложных научных задач. Сфера применения МКЭ весьма обширна и включает абсолютно все физические задачи, описываемые дифференциальными уравнениями. Эффективность и универсальность МКЭ, обеспечившие его распространение, связаны с рядом преимуществ МКЭ по сравнению с другими численными методами [3, 4, 6].

Основное уравнение метода конечных элементов является системой линейных уравнений, неизвестными которой являются узловые перемещения [2]:

$$[K]\{U\} = [F].$$

Из всех существующих на данный момент промышленных пакетов наиболее точным и универсальным является ANSYS [5].

Конечно-элементный анализ состоит из пяти этапов.

1. Построение геометрии в SolidWorks.

Импортирование модели через формат ACIS.

2. Построение конечно-элементной сетки.

Для разбивки был выбран конечный квадратичный элемент SOLID186, поскольку он хорошо описывает криволинейные поверхности. Параметры материала были заданы следующими. Чтобы обеспечить достаточное качество сетки размер элемента был выбран 10 мм.

3. Задание граничных условий.

Поскольку модель является симметричной относительно двух плоскостей, то анализу подверглась только 1/4 модели. На плоскостях разреза были указаны условия симметрии. Опора задвижки жестко заделана. По всей внутренней поверхности корпуса задвижки указано внутреннее давление 1,6 МПа.

4. Для реализации обозначенной задачи применялся прямой решатель SPARSE SOLVER, употребляющийся в ANSYS по умолчанию.
5. Анализ результатов.

Оценка качества конечно-элементной сетки осуществлялась по формуле:

$$\Delta = \frac{ESOL - NSOL}{ESOL} \times 100\% = \frac{73.58 - 67.08}{73.58} \times 100\% = 8,3\% < 10\%.$$

Поскольку значение Δ меньше 10 %, то качество сетки можно считать удовлетворительной.

На рис.1 представлены картины распределения суммарных перемещений ЗКЛ100. Для наглядности деформация завышена в 500 раз.

На рис. 2 показаны распределения эквивалентных напряжений по Мизесу. Максимальное значение составляет 67,083 МПа, что не превышает предел текучести материала 275 МПа [1], чем обеспечивается прочность детали.

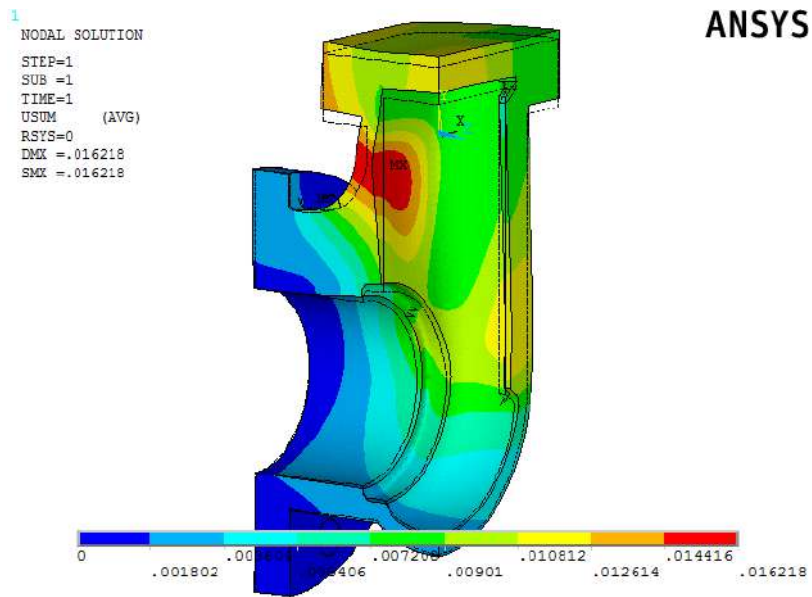


Рис. 1 Распределение суммарных перемещений

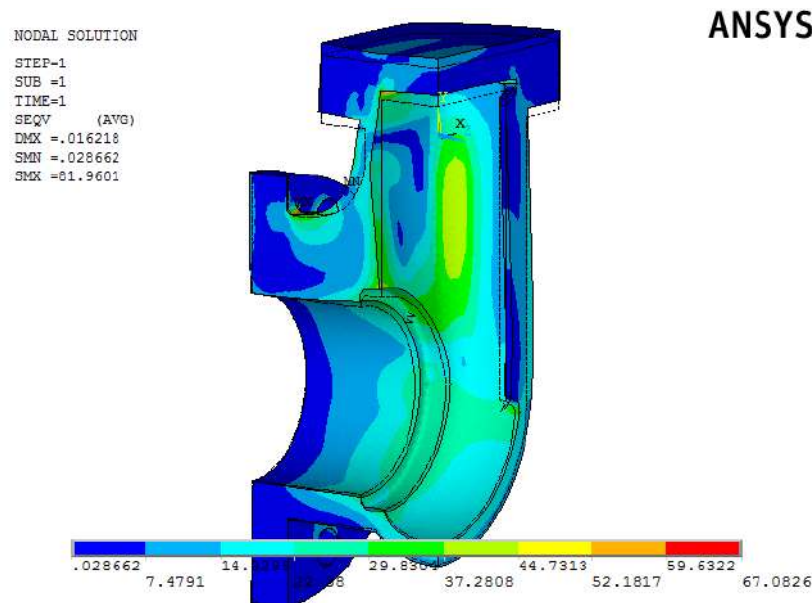


Рис. 2 Распределение эквивалентных напряжений по Мизесу

Литература

1. Марочник сталей и сплавов / В. Г. Сорокин, А. В. Волосникова, С. А. Вяткин и др; Под общ. ред. В. Г. Сорокина. – М.: Машиностроение, 1989. – 640 с.
2. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов : пер. с англ. / Сегерлинд Л. ; под ред. Б.Е. Победри. – М.: Мир, 1979. – 392 с.
3. Сызранцев В.Н. Использование метода конечных элементов для расчета напряженно-деформированного состояния корпусных деталей клиновых задвижек / В.Н. Сызранцев, А.В. Белобородов, К.В. Сызранцева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 4. – С. 38 – 43.
4. Сызранцева К.В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2009 – 124 с.
5. Чигарев А.В. ANSYS для инженеров: справ. пособие / А.В. Чигарев, А.С. Кравчук, А.Ф. Смалюк. – М.: Машиностроение-1, 2004 – 512 с.
6. Syzrantseva K. Reliability estimation of machine parts with complicated geometry on a base of methods of nonparametric statistics /K. Syzrantseva, V. Syzrantsev // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2016. – Vol.11. – Iss.2. – Pp. 204 –209. DOI: 0.3923/jeasci.2016.204.209.

МАТЕРИАЛ ДЛЯ РЕМОНТА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В СЕВЕРНЫХ РАЙОНАХ
Е.С. Кашлач¹, М.С. Фуфаева²

Научный руководитель - профессор В.Н. Манжай²

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

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Наиболее крупные нефте- и газодобывающие объекты РФ расположены на территории северной части Сибири, в частности, на полуострове Ямал. Арктическая зона материка обладает рядом особенностей, затрудняющих разработку и обустройство месторождений. Перспективным материалом для применения новых технологий обустройства и ремонта добывающих скважин, у которых при выходе на поверхность теплой нефти образуются приустьевые воронки (провалы грунта вследствие оттаивания вечномерзлых пород) являются криогели.

Если провести цикл криогенного воздействия на водный раствор поливинилового спирта (ПВС), то вязкий раствор перейдет в упругое тело, так называемые криогели, напоминающее по своей структуре резину. Таки образом. наблюдается переход двухкомпонентного раствора полимера из жидкого агрегатного состояния в твердообразное состояние без использования «сшивающих» химических реагентов [1, 3]. Стадии получения криогелей представлены на рис. 1.



Порошок ПВС



Водный раствор ПВС



Криогель на основе ПВС

Рис. 1 Стадии получения криогелей

Криогели, плавятся при достаточно высокой температуре (выше 70 °С), которая на несколько десятков градусов выше температуры структурирования водных растворов ПВС ($T \leq 0$ °С). Вследствие своей нетоксичности и экологической безопасности криогели на основе ПВС получили широкое применение в медицине, биотехнологиях и пищевой промышленности [1], а также из-за наличия специфических свойств востребованы в строительной индустрии в качестве конструкционного или водоизолирующего материала.

Для разработки метода формирования криогелей с желаемыми свойствами вначале нужно исследовать молекулярные характеристики и реологические свойства водных растворов ПВС. С помощью капиллярной и ротационной вискозиметрии были исследованы вязкие свойства растворов ПВС разной концентрации.

Для приготовления криогелей использовались два образца ПВС с молекулярной массой $M_1 = 240 \cdot 10^3$ и в полтора раза меньшей $M_2 = 150 \cdot 10^3$. Молекулярные массы образцов были рассчитаны по уравнению Марка–Куна–Хаувинка $M = [\eta]^{1/\alpha} / K$ после экспериментального определения характеристической вязкости $[\eta]$ методом капиллярной вискозиметрии (рис. 2). В последнем уравнении величины K и α – константы для системы «поливиниловый спирт – вода» равны $K = 8,86 \cdot 10^{-4}$ и $\alpha = 0,72$ при температуре полимерного раствора 20 °С.

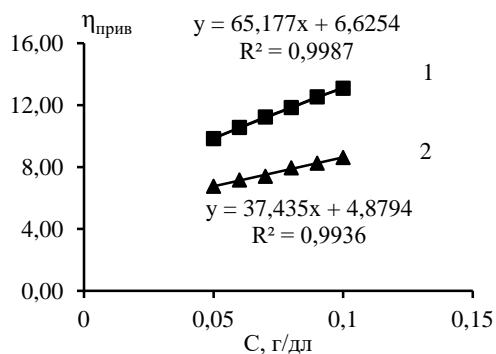


Рис.2 Зависимость приведенной вязкости от концентрации раствора ПВС разных марок: 1 – ПВС марки М1799; 2 – ПВС марки М1099

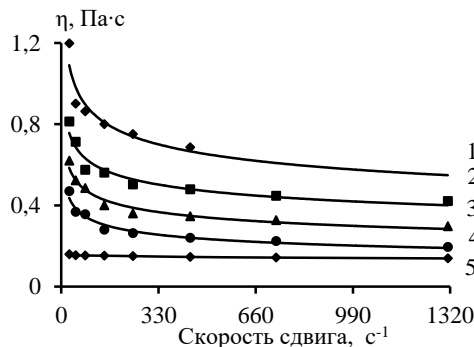


Рис. 3 Зависимость динамической вязкости водного раствора ПВС ($M_1 = 240 \cdot 10^3$; $C_{ПВС} = 10\%$ масс.) от скорости сдвига при разной температуре: 1 – 20 °С; 2 – 30 °С; 3 – 40 °С; 4 – 50 °С; 5 – 60 °С

Методом ротационной вискозиметрии были проведены исследования вязкости ПВС при разных скоростях сдвига и различных концентрациях в интервале (от 5 до 10 % масс.) в интервале температур от 10 °С до 60 °С. Из рис. 3 следует, что исследуемые растворы ПВС проявляют свойства неньютоновских (псевдопластичных) жидкостей, вязкость которых зависит (уменьшается) от скорости сдвига.

После цикла криогенного воздействия на водный раствор ПВС, из водных растворов ПВС раной концентраций и молекулярной массы получали образцы упругих криогелей. Исследовали упругие свойства криогелей на лабораторной установке, которая основана на реологической модели Максвелла $\tau = \tau_0 \cdot \exp(-t/\theta)$. Используя формулу Гука $G = \tau_0/\gamma$ (при $\gamma = const$), рассчитали модули упругости двухкомпонентных (ПВС – вода) криогелей. Из рисунка следует, что при увеличении концентрации ПВС модуль упругости криогелей возрастает (рис. 4). Увеличение молекулярной массы ПВС способствует получению более жестких криогелей, т.е модуль упругости возрастает.

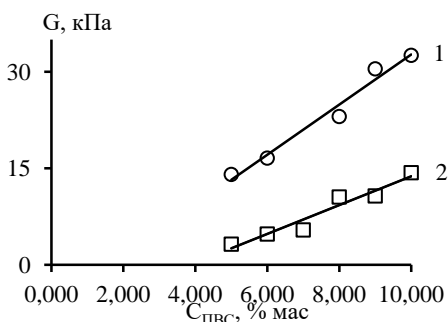


Рис. 4 Зависимость модуля упругости криогелей от концентрации полимера ПВС при постоянной относительной деформации ($\gamma = 0,1$), задаваемой сжатием образцов: 1 – $M_1 = 240 \cdot 10^3$; 2 – $M_2 = 150 \cdot 10^3$

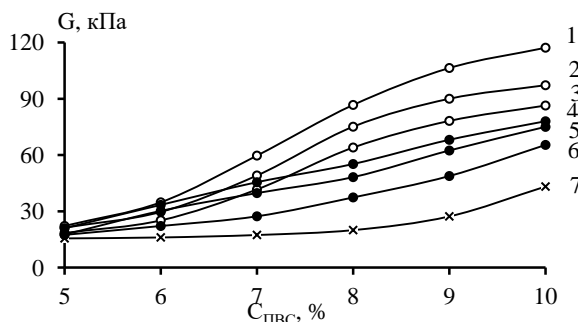


Рис. 5 Зависимость модуля упругости криогелей, полученных их эмульсии водный раствор ПВС – минеральное масло, от концентрации ПВС:
1 – $M_1 = 240 \cdot 10^3$, МТ (30 % масс.); 2 – $M_1 = 240 \cdot 10^3$, МТ (20 % масс.); 3 – $M_1 = 240 \cdot 10^3$, МТ (10% масс.);
4 – $M_2 = 150 \cdot 10^3$, МИ (30% масс.); 5 – $M_2 = 150 \cdot 10^3$, МИ (20 % масс.); 6 – $M_1 = 150 \cdot 10^3$, ИМ (10 % масс.); 7 – криогели ПВС без масла

Введением в водный раствор ПВС дополнительных ингредиентов (нефти или нефтепродуктов) можно в значительно улучшить физико-механические свойства криогелей. Например, введение трансформаторного (МТ) или индустриального (МИ) масла в полимерный раствор сопровождается образованием системы из двух несмешивающихся жидкостей. Но после интенсивного перемешивания системы в присутствии дополнительно введенных ПАВ получают эмульсию и из неё путем проведения цикла замораживания-размораживания получают еще более упругие криогели (рис. 5), которые приобретают гидрофобные (водоотталкивающие) свойства [2].

Предварительное введение в матрицу криогеля твердых мелкодисперсных наполнителей (песок и глина) вместе с небольшими добавками нефти приводит к образованию прочных образцов (таблица), обладающих высокими значениями модулей упругости (G) и малыми коэффициентами теплопроводности (λ). Разработанные составы можно применять для укрепления грунта на нефтяных месторождениях. Например, их можно применять

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

для ликвидации приустьевой воронки нефтедобывающей скважины или в дорожном строительстве с целью создания промежуточного гидроизоляционного слоя, предотвращающего разрушение асфальтового полотна.

Таблица

Свойства криогелей, в матрице которых содержится нефть и сыпучие компоненты

| Состав исходного раствора и сыпучего вещества для формирования криогеля, % | Свойства криогелей | | |
|--|--------------------|----------------------|-----------------------|
| | G, кПа | λ , Вт/(К·м) | T _{пл.} , °C |
| Водный раствор ПВС 5 % | 17 | 0.33 | 70 |
| Водный раствор ПВС 5 %; Нефть 10 % | 20 | 0.33 | 67 |
| Водный раствор ПВС 5 %; Песок + Нефть 10 % | 150 | 0.35 | 67 |
| Водный раствор ПВС 5 %; Глина + Нефть 10 % | 145 | 0.34 | 67 |

Литература

1. Лозинский В.И. Криотропное гелеобразование растворов поливинилового спирта // Успехи химии. – 1998. – Т. 67. – № 7. – С. 641 – 655.
2. Манжай В.Н., Фуфаева М.С. Рациональная утилизация отработанных масел с помощью криогелей на основе поливинилового спирта // Химия и технология топлив и масел. – 2015. – № 5. – С. 38 – 41.
3. Утяганова В.Р., Фуфаева М.С., Манжай В.Н. Изучение реологических свойств трехкомпонентных криогелей // Вестник Томского государственного университета. Химия. – 2016. – № 4. – С. 50–59.

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАСОСНЫМ АГРЕГАТОМ, МАКСИМИЗИРУЮЩАЯ КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ

А.А. Кузнецов

Научный руководитель - доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Транспортировка нефти и нефтепродуктов характеризуется существенными затратами на электроэнергию. «Транснефть» – очень крупный потребитель электричества, ежегодно компания потребляет более 14 миллиардов кВт/ч, что составляет более одного процента от всей расходуемой в России электроэнергии. Из годового отчета показатель затрат компании на электроэнергию в 2017 году равен 41 718 млн. рублей, что составляет 8,8 % от общих затрат и является вторым по величине в списке операционных расходов компании после расходов на оплату труда. Согласно целям ПАО «Транснефть» до 2022 года должно поддерживаться ежегодное снижение потребления электроэнергии на 0,5 %. Одним из мероприятий, вошедших в программу энергосбережения организации, является увеличение коэффициента полезного действия в целях оптимизации процессов транспортировки нефти, а также использование частотно-регулируемых приводов (ЧРП) на магистральных насосных агрегатах (МНА).

Производительность магистрального нефтепровода непостоянна, она меняется в силу ряда факторов, в том числе связанных с работой насосных агрегатов. На различие в нагрузке рабочего колеса центробежного насоса главным образом сказываются: неравномерность во времени поставок нефти и её приёма потребителями; изменения вязкости и плотности продукта; сужение внутреннего диаметра в результате образования парафиновых отложений; ремонтные работы; внесение изменений в схему включения насосов [3]. Поэтому использование МНА в некоторых условиях без изменений может быть нецелесообразно. Так, например, необходимость экономии энергии обуславливает наличие нижней границы снижения коэффициента полезного действия (КПД) центробежного насоса (ЦН) МНА (Р 50-605-91-94).

На этапе проектирования магистрального нефтепровода (МН) из соображений экономической эффективности и целесообразности принимают способ регулирования режима работы нефтепровода. Для МН, способы регулирования классифицируются на методы ступенчатого и плавного регулирования. Ступенчатыми являются: изменение числа работающих насосов нефтеперекачивающей станции (НПС), изменение вида схемы соединения насосов на НПС, замена роторов насосов, изменение диаметра рабочего колеса насосов. К методам плавного регулирования: дросселирование, байпасирование, использование противотурбулентных присадок, регулирование изменением частоты вращения вала насоса.

Регулирование изменением частоты вращения вала насоса – современный метод, отличающийся своей значительной эффективностью. Изменение напорной характеристики ЦН влечет изменение характеристики КПД. Это определяет максимальный экономический эффект метод. Однако препятствием для внедрения данной технологии являются существенные дополнительные расходы на покупку и монтаж требуемого для изменения частоты вращения рабочего органа оборудования. Преимуществами данного метода являются: плавный пуск и остановка, то есть отсутствует импульсный характер нагрузки на электросети, МНА, запорно-регулирующую аппаратуру и трубопроводную обвязку; увеличение остаточного ресурса МН (в результате плавного выхода на режим); значительная целесообразность при большой неравномерности перекачки; если говорить в сравнении с методом дросселирования – отсутствие узла дросселирования (и большая экономическая выгода).

Для обоснования применения метода регулирования изменением частотой вращения рассмотрим зависимости характеристик ЦН и трубопровода. При помощи метода приближения (аппроксимации) КПД

центробежного насоса можно представить в виде зависимости, представляющей собой полином третьей степени. При отсутствии гидравлических и объемных потерь (при нулевой подаче) свободный член обращается в ноль.

$$\eta_H = c_1 Q + c_2 Q^2 + c_3 Q^3.$$

Иследуем данную зависимость для того, чтобы определить показатели расхода и напора, соответствующие значению η_{\max} . То есть:

$$\frac{d\eta}{dQ} = f'(c_1 Q + c_2 Q^2 + c_3 Q^3) = 0 \Rightarrow \eta \rightarrow \max$$

Тогда для определения $Q_{\eta_{\max}}$ и $H_{\eta_{\max}}$ требуется решить систему уравнений (a, b – постоянные коэффициенты характеристики насоса, c_1 – коэффициенты аппроксимации)[2]:

$$\begin{cases} Q_{\eta_{\max}} = \frac{-c_2 - \sqrt{c_2^2 - 3c_1 c_3}}{3c_3} \\ H_{\eta_{\max}} = a - bQ_{\eta_{\max}}^2 \\ \eta_{\max} = c_1 + c_2 Q_{\eta_{\max}}^2 + c_3 Q_{\eta_{\max}}^3 \end{cases}$$

В результате частота вращения, характеризующая работу с максимально возможным КПД, определяется выражением:

$$n = n_0 \sqrt{\frac{d_0(H_{\eta_{\max}} + bQ_{\eta_{\max}}^2)}{a(H_{\eta_{\max}} - d_2 Q_{\eta_{\max}}^2)'}}$$

где коэффициент d_0 определяется геодезическим перепадом, подпором и остаточным напором в трубопроводе, d_2 определяется гидравлическим уклоном при единичном расходе.

Для повышения экономического эффекта от использования частотного регулирования предлагается рассмотреть патент «Система автоматического управления турбоагрегатом» [1]. В данном патенте представлена схема системы автоматического управления (рис.), максимизирующая КПД в непрерывном автоматическом режиме. Сама она представляет систему датчиков и блоков, с помощью которых автоматически вычисляются коэффициенты по форме характеристик КПД и по форме напорной характеристики. Исходя из них и параметров, снимаемых датчиками, на блоках вычисляются параметры, соответствующие максимальному значению КПД и фактические параметры, учитывающие гидравлическую характеристику. На блоке переключения сигналов частот формируется сигнал рабочей частоты, поступающий на систему преобразования частоты. Далее сигнал поступает на электродвигатель.

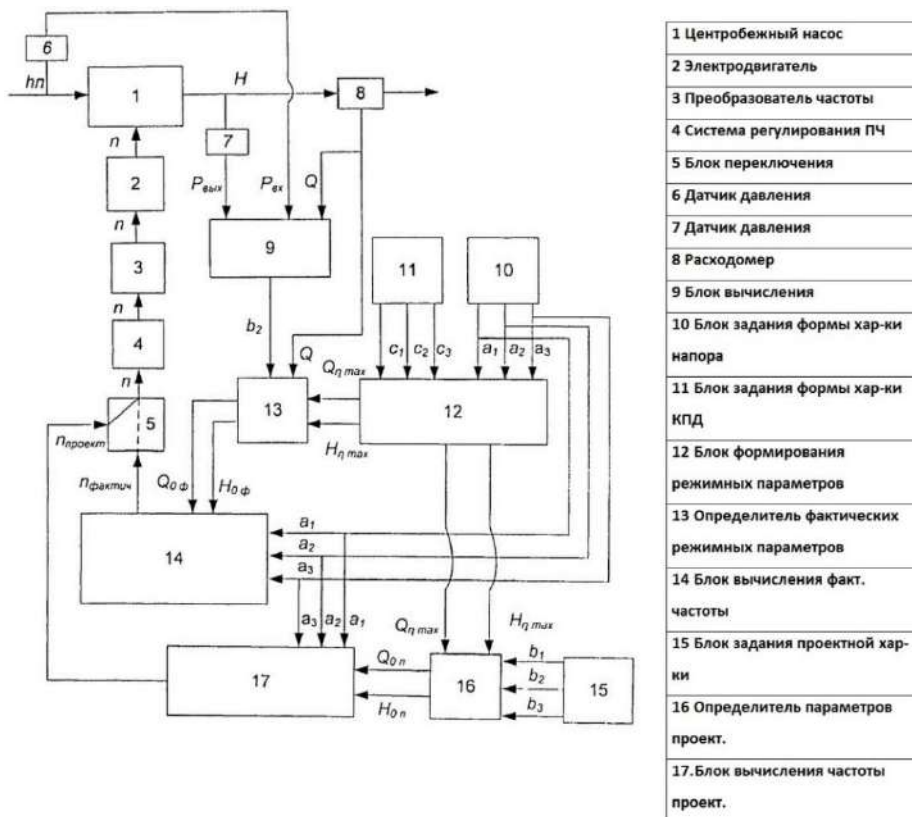


Рис. Схема системы автоматического управления

Даже незначительные колебания некоторых параметров могут существенно сказаться на удельном расходе энергии на перекачку. Повышение вязкости продукта от 3,7 % может привести к повышению потребляемой насосом мощности на 2 %. Уменьшение эффективного диаметра в районе 0,2 % приведёт к такому же эффекту, согласно ОР-75.180.00-КТН-018-10 допустимое уменьшение эффективного диаметра составляет 1 %, что ведёт к увеличению потерь на трение на 4,75 %. Поэтому правильное и своевременное регулирование определяет экономии энергии и увеличение остаточного ресурса оборудования и трубопровода.

При использовании ЧРП экономический эффект от внедрения добивается за счёт снижения затрат на электроэнергию, ремонт насоса и трубопровода. Без проведения анализа нельзя однозначно сказать, что оказывает большее влияние на срок окупаемости. Эффект от ЧРП рассматривается в множестве критериев, поэтому необходимо проводить оценку затрат на оплату электроэнергии, оценку изменения межремонтных интервалов и числа пусков насосов, оценку увеличения межремонтного интервала трубопровода [4]. Так, например, по расчётам «Транснефть-Урал» на участке «Бердуяшк-Нурлино» снижение затрат на ремонт труб составляет 74 % общего эффекта, а для участка «Торгили-Чаши» ключевым будет снижение потребления энергии, 55 % от общего эффекта. Представленная система является значительным дополнением для участков, оборудованным ЧРП, на которых решающим экономическим фактором является снижение затрат на электроэнергию.

Литература

1. Пат. 2498116 Россия МПК F04D15/00. Система автоматического управления турбоагрегатом Кабанов О.В., Самоленков С.В. Заявлено. 08.10.2012; Опубл. 10.11.2013, Бюл.№ 31. – 2 с.: ил.
2. Самоленков С.В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом: Автореф. ... дис. канд. техн. наук. – СПб., 2014г. – 21 с.
3. Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19: защищена 21.10.11 / Федоров Павел Владимирович. – Ухта, 2011. – 130 с.
4. Шабанов В.А., Калимгулов А.Р., Ревель-Муроз П.А. Методика многокритериальной оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – Москва, 2016. – № 2. – с. 11 – 17

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ

Д.Д. Кундич, Д.В. Казак

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Продуктивные пласты многих нефтяных месторождений сложены слабосцементированными песчаниками. Данное обстоятельство усложняет процесс разработки из-за возникновения на забое и призабойной зоне скважин песчаных пробок, что ведет к быстрому износу скважинного оборудования и сепараторов. Также это приводит к изменению фильтрационно-емкостных параметров разрабатываемых пластов из-за массопереноса мелких механических частиц. Это может привести как к увеличению эффективной проницаемости и пористости коллекторов, так и их снижению из-за массопереноса механических частиц к призабойной зоне скважины, с последующим снижением депрессии [1].

На основании решения Дьячкова [2], дебит скважины, осложненной песчаной пробкой, равен:

$$Q_{\Pi} = \frac{2\pi K_2 h (P_K - P_C)}{\mu b h \ln \frac{R_K}{r_c}} \text{th}(bh),$$

где $b = \frac{2K_2}{r_c^2 \ln \frac{R_K}{r_c}}$ радиус скважины; P_K - давление на контуре; P_C - забойное давление; p - вязкость нефти.

Расчет дебита совершенной скважины можно произвести по формуле Дюпюи [1]:

$$Q_o = \frac{2\pi K_2 h (P_K - P_C)}{\mu b h \ln \frac{R_K}{r_c}}.$$

Исходя из (1) и (2), находим

$$\frac{Q_{\Pi}}{Q_o} = \frac{\text{th}(bh)}{bh}.$$

Для месторождения X при $r_c = 0,1$ м, $R_K = 200$ м, $h = 10$ м, получаем $b = 5,13\sqrt{b}$, ($\delta = \frac{K_2}{K_1}$).

В таблице представлены результаты расчетов по формуле (3) для различных параметров.

Таблица

Зависимость производительности скважины от высоты песчаной пробки и проницаемости (при $K_2/K_1=0,1$)

| | | | | | | | |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $\delta = K_2/K_1$ | 0.01 | 0.1 | 0.2 | 0.4 | 0.6 | 0.8 | 1.0 |
| Q_{Π}/Q_0 | 0.195 | 0.060 | 0.044 | 0.031 | 0.025 | 0.022 | 0.019 |
| h1, м | 1 | 2 | 3 | 5 | 6 | 8 | 10 |
| Q_{h1}/Q_h | 0.96 | 0.86 | 0.66 | 0.56 | 0.47 | 0.26 | 0.06 |

По результатам расчетов можно сделать вывод, что дебит скважины относительно идеальной снижается до 19,5 %, даже при превышении проницаемости песчаной пробки над проницаемостью пласта в 100 раз.

В случае, если проницаемость пробки не превышает проницаемость коллектора, а равна ей, то дебит такой скважины составит всего 2,0 % от дебита совершенной скважины.

При $K_1=\infty$ (для совершенной скважины) $\delta=0$ и $b=0$. Тогда $\lim_{bh} \frac{th(bh)}{bh} = 1$, т.е. $\frac{Q_{\Pi}}{Q_0} = 1$. Если допустить, что часть пласта толщиной h_1 фильтрует нефть в песчаную пробку в количестве Q_{h1} , а часть пласта толщиной $(h-h_1)$ работает на совершенную скважину с той же толщиной $(h-h_1)$ и, поступая аналогично решению предыдущей задачи, было получено следующее выражение для отношения дебитов:

$$\frac{Q_{h1}}{Q_0} = \frac{th(bh_1)}{bh} + \frac{h-h_1}{h}$$

В таблице также приведены результаты расчетов по формуле (4) для различных высот песчаных пробок. На рисунке показаны зависимости дебитов от высот песчаных пробок. Также здесь представлено графическое изображение влияния отношений проницаемости (δ) в зависимости от величин Q_{h1}/Q_0 .

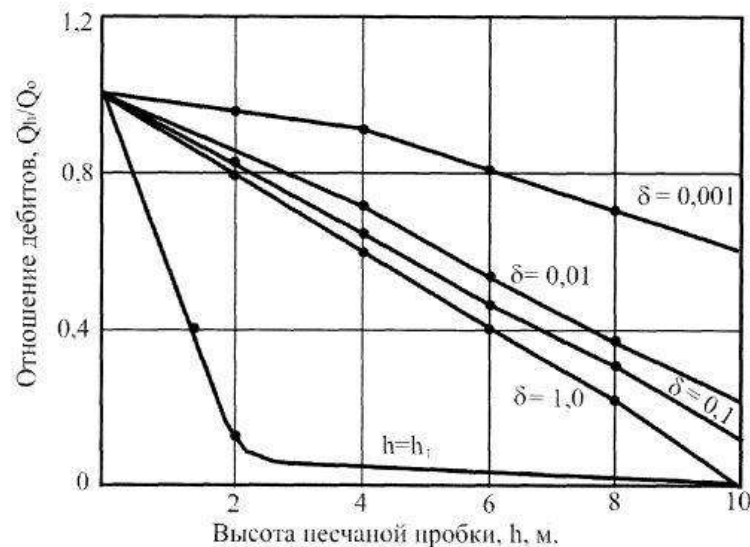


Рис. 1 Отношение дебитов скважины с песчаной пробкой (Q_{h1}) и совершенной скважины (Q_0) в зависимости от высоты песчаной пробки и отношения проницаемостей (K_2/K_1) [2]

На основании графического представления данных зависимостей можно сделать вывод, что проницаемость оказывает большее влияние на дебит скважины, чем высота пробок.

Превышение высоты песчаной пробки над толщиной пласта всего на один метр приводит к существенному снижению дебита – разница между дебитом совершенной скважины и осложненной пескопроявлениями составляет 38 % (в условии одинаковых забойных давлений) [2].

Исходя из изложенного, превентивные меры, направленные на сокращение выноса песка из пласта, носят весомый характер при выборе составляющих компоновки труб в ходе бурения, освоения и эксплуатации скважин. Для предотвращения пескопроявлений с различной эффективностью применяются такие методы воздействия на пласт как механические, химические, физико-химические и другие [3].

Литература

1. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис... канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 21.03.12 / Гилаев Артем Ганиевич. – Москва, Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН, 2012 – 219 с.
2. Дьячков В.Н. Исследование и разработка методов предупреждения выноса песка при строительстве и освоении водозаборных скважин (на примере месторождений Сургутского района): дисс. канд. техн. наук: 05.15.10: защищена 17.06.00 / Дьячков Владимир Николаевич. - Тюмень, ТюмГНГУ, 2000. – 152 с.
3. Нескин В.А. Разработка и исследование композиций на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: дисс. ... канд. техн. наук: 02.00.11: защищена 15.09.16 / Нескин Вадим Алексеевич. – Москва, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016 – 132 с.

**НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА,
ПРОЛОЖЕННОГО В КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ**

Ле Тхи Тху Тхуи

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Подводные морские трубопроводы для транспортировки нефти и газа являются важной составляющей комплекса сооружений для разработки морских нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе. В соответствии с данными [4], специфические особенности проектирования и сооружения морских трубопроводов связаны с многообразием природных условий морского шельфа. К таким особенностям относят следующие факторы: рельеф морского дна; донные грунты; ограниченные возможности подготовки и контроля трассы; достаточно агрессивная морская среда; воздействия морского волнения, ветра и течений; сейсмичность и другие геологические опасности.

Помимо природных факторов существуют и антропогенные факторы (рыболовство, судовые якоря, военные аспекты), которые должны учитывать при проектировании и строительстве морских трубопроводов.

С целью повышения надежности морских трубопроводов рекомендуется заглублять трубопроводы грунтом на дне моря небольшой глубины. Расчетная глубина заглубления зависит от возможных деформаций трубопровода, топографии морского дна и прибрежной зоны. Неопределенности, связанные с взаимодействием «трубы-грунт», часто трудно поддаются количественной оценке, и требуется достаточное количество технических решений.

Целью данной работы является исследование напряженно-деформированного состояния участка морского трубопровода, проложенного в шельфовых условиях социалистических Республики Вьетнам. Основные данные для расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные параметры участка трубопровода и свойства грунта

| | Параметры | | Единица измерения | Значение |
|---------------------------------------|--------------------------------------|------------------------|-------------------|------------|
| Общие данные | Наружный диаметр, D_H | | мм | 325 |
| | Толщина стенки, δ | | мм | 14 |
| | Длина участка трубопровода, L | | м | 12 |
| | Транспортируемая среда | | - | нефть |
| | Плотность нефти, ρ_n | | кг/м ³ | 813 |
| | Рабочее давление, P | | МПа | 6 |
| | Рабочая температура, t_n | | °С | 55 |
| | Стальные трубы | | - | API 5L X65 |
| | Плотность стали, $\rho_{ст}$ | | кг/м ³ | 7850 |
| | Предел текучести стали, σ_m | | МПа | 450 |
| Предел прочности стали, $\sigma_{вр}$ | | МПа | 535 | |
| Покрытие | Изоляция | Толщина, $\delta_{из}$ | мм | 5 |
| | | Плотность, $\rho_{из}$ | кг/м ³ | 940 |
| | Бетон | Толщина, $\delta_{из}$ | мм | 40 |
| | | Плотность, $\rho_{б}$ | кг/м ³ | 3044 |
| Воды моря | Глубина, H | | м | 50 |
| | Плотность, $\rho_в$ | | кг/м ³ | 1025 |
| | Температура, $t_в$ | | °С | 25 |
| Грунт | Тип | | - | песок |
| | Коэффициент сопротивления, C | | - | 0,7 |
| | Удельный вес, $\gamma_{сп}$ | | Н/м ³ | 13500 |
| | Угол внутреннего грунта, $\phi_{сп}$ | | град. | 30 |
| | Сцепление грунта, $c_{сп}$ | | кПа | 5,66 |

На участок морского трубопровода действуют следующие нагрузки и воздействия [1]:

- собственный вес трубопровода;
- вес изоляционного покрытия;
- вес бетонного покрытия;
- нагрузка от веса нефти;
- выталкивающая сила воды;
- внутреннее давление;
- давление воды над морским трубопроводом;
- сила реакции грунта поперечным вертикальным вверх перемещениям трубы.

Результаты определения величины выше перечисленных нагрузок и воздействий представлены в таблице 2 для разных высот засыпки.

Расчет напряженно-деформированного состояния участка морского трубопровода проводится методом конечных элементов, реализованном в программном комплексе ANSYS. При этом принимаются допущения, что в начале и конце морского трубопровода отсутствуют перемещения.

Таблица 2

Нагрузки и воздействия на трубопровод

| Высота засыпки, м | Собственный вес трубы, Н | Вес изоляционного покрытия, Н | Вес бетонного покрытия, Н | Нагрузка от веса нефти, Н | Выталкивающая сила воды, Н | Давление воды, МПа | Сопротивление грунта, Н |
|-------------------|--------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------|-------------------------|
| 0,25 | 13897,3 | 630,6 | 1892,5 | 6227,1 | 16313,2 | 0,5 | 22246,4 |
| 0,5 | | | | | | | 42177,9 |
| 0,75 | | | | | | | 65010,4 |
| 1,0 | | | | | | | 90743,9 |
| 1,25 | | | | | | | 119378,4 |

На рисунках 1 и 2 показан результат расчета напряжений и деформаций трубопровода для высоты засыпки 1,25 м.

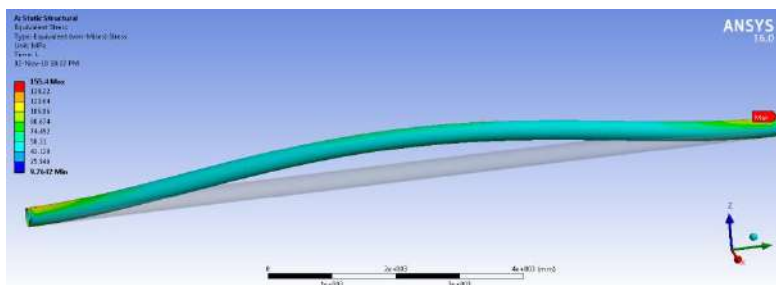


Рис. 1 Напряжения по Мизесу участка морского трубопровода

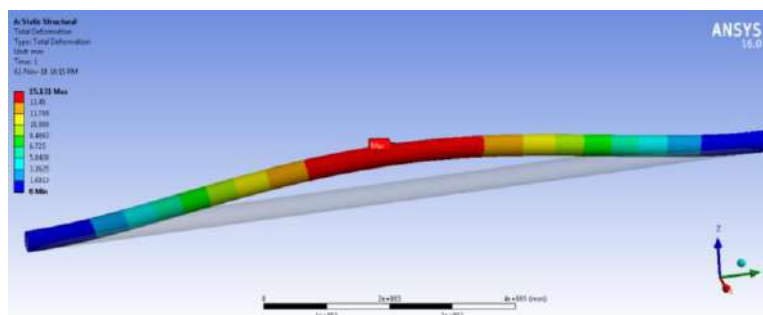


Рис. 2 Деформация участка морского трубопровода

Для всех значений засыпки морского трубопровода результаты вычислений с помощью программного комплекса ANSYS представлены в таблице 3.

Таблица 3

Основные результаты

| Высота засыпки, м | Максимальные напряжения по Мизесу, МПа | Общее выпучивание, м |
|-------------------|--|----------------------|
| 0,25 | 77,56 | 0,0022 |
| 0,5 | 85,77 | 0,0048 |
| 0,75 | 97,04 | 0,0079 |
| 1,0 | 124,64 | 0,0113 |
| 1,25 | 155,40 | 0,0151 |

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- с ростом высоты засыпки трубопровода, общие выпучивания и максимальные напряжения увеличиваются;
- значение максимального напряжения $155,4 < 450$ МПа;
- изменение условий взаимодействия трубы с грунтом усложняют процессы деформации, что вызывает необходимость более детального исследования напряженно-деформированного состояния нефтепровода с учетом различных физико-механических свойств грунта.

Литература

1. DNV-OS-F101-2000. Submarine pipeline systems. – Høvik: Det Norske Veritas, January 2000.
2. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 200 с.
3. Нгуен Ван Шон. Обоснование теории и технологии строительства глубоководных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама: дисс. ...канд. техн. наук: 25.00.18: защищена 27.06.07 / Нгуен Ван Шон. – Москва, 2007. - 220 с.
4. СП 378.1325800.2017. Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства. – М.: Стандартинформ, 2018. – 51 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОПОРШНЕВЫХ И ГАЗОТУРБИННЫХ ПРИВODOV ДЛЯ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

С.Э. Макаров, А.В. Беккер

Научный руководитель - главный инженер проектов А.С. Орехов
ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

В настоящее время увеличивается количество зрелых месторождений, на которых нефть имеет высокую обводненность, вследствие чего возникает потребность в строительстве и расширении кустовых насосных станции для утилизации воды путем закачки в пласт без значительного увеличения потребности в электроэнергии.

Главная задача данной работы – рассмотреть возможность применения газовых приводов на кустовых насосных станциях с точки зрения экономической и технической эффективности в зависимости от условий конкретного месторождения.

Основным потребителем электроэнергии на кустовых насосных станциях является блок основных насосов, а именно электродвигатели, которые служат приводами для насосов. Насосные установки кустовых насосных станций в основном комплектуются многоступенчатыми секционными центробежными насосами типа ЦНС с асинхронными или синхронными электроприводами мощностью от 250 кВт до 5000 кВт. К основным достоинствам электроприводов относятся низкая цена и, относительно, малые габариты.

Основным недостатком применения электропривода для насосной установки можно считать стоимость потребляемой электрической энергии, которая с течением времени только увеличивается.

Одним из концептуальных вариантов оптимизации затрат на электрическую энергию является применение газовых приводов для насосных установок в системе поддержания пластового давления. Все оборудование изготавливается с учетом того, что насосные агрегаты устанавливаются на открытой площадке, и поэтому соответствуют климатическим характеристикам конкретного объекта.

Применение на кустовых насосных станциях установок с газовым приводом позволит:

- сократить объемы потребляемой электроэнергии;
- исключить необходимость комплектации частотно-регулирующий преобразователей для управления частотой вращения вала электропривода;
- полезно утилизировать попутный нефтяной газ с начала эксплуатации нефтегазового месторождения;
- повысить эффективность добычи нефти путем закачки в пласт водяного пара или нагрева, закачиваемой в пласт, воды.

Необходимо отметить, что в странах ближнего и дальнего зарубежья данная технология широко применяется на магистральных нефтепроводах в труднодоступных районах. В частности, производители газотурбинных и газопоршневых установок, которые известны своей деятельностью и на территории Российской Федерации, поставляли готовые установки, функционирующие по данной технологии, на нефтепроводы Колумбии, Алжира, Аляски и Сахалина. На одном из месторождений Казахстана данная технология применяется в системе поддержания пластового давления, где приводами на кустовой насосной станции служат газопоршневые двигатели.

При выборе привода для насосной установки на кустовой насосной станции на первом этапе необходимо провести оценку нагрузок проектируемой кустовой насосной станции, после чего оценивается наличие источников электроэнергии и природного газа, проводится анализ доступности природного газа и возможности его утилизации. На следующем этапе проектирования кустовой насосной станции оценивается доля утилизации попутного нефтяного газа на месторождении. Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации № 1448 от 08.11.2012 г. (с изменениями на 17.12.2016 г.) [1] предельное допустимое значение

показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа должно быть в размере не более 5 % от объема добытого попутного нефтяного газа.

Для рационального использования теплоты уходящих, температура которых достигает 500 °С можно использовать паровые, либо водогрейные котлы-утилизаторы. Таким образом можно получать тепловую энергию в виде горячей воды, либо водяного пара с последующей закачкой в пласт. Также, при установке паровой турбины, появляется возможность в дополнительной генерации электрической энергии на месторождении.

Исходные данные для расчета экономической эффективности приведены в таблице.

Таблица

Исходные данные для расчета экономической эффективности

| № | Тип установки | Стоимость, млн. руб. | Количество агрегатов, шт. |
|---|-------------------------|----------------------|---------------------------|
| 1 | Газопоршневой двигатель | 116,0 | 3 |
| 2 | Газотурбинный агрегат | 40,3 | 3 |
| 3 | Электродвигатель | 12,4 | 3 |

Экономическая эффективность рассчитывалась для следующих условий:

- 1) попутный нефтяной газ подготавливается для подачи в магистральный газопровод;
- 2) стоимость реализации попутного нефтяного газа – 2334 руб./тыс. м³;
- 3) стоимость единицы электрической энергии – 3,61 руб./кВт*ч;
- 4) количество насосных агрегатов – 3 шт. (2 раб.+1 рез.);
- 5) суммарная мощность кустовой насосной станции – 8 МВт.

Чистые приведенные затраты (NPC) при применении каждого привода представлен на рисунке.

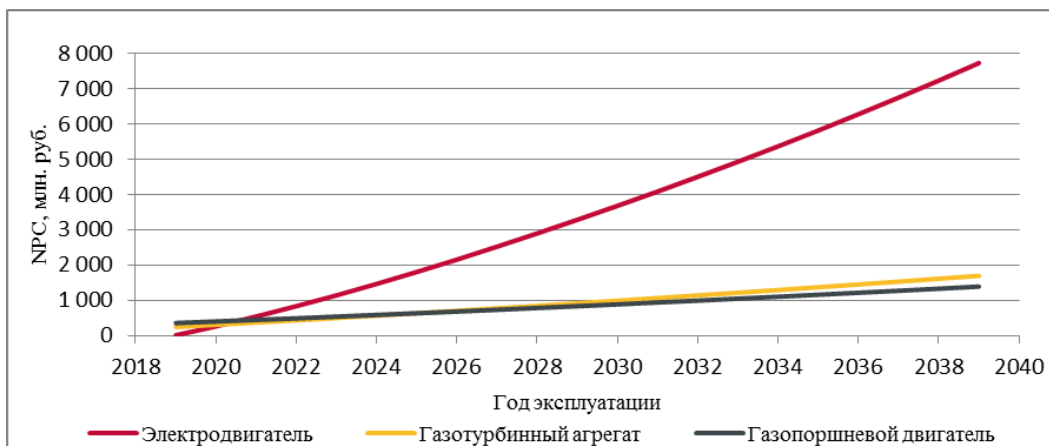


Рис. Чистые приведенные затраты

Таким образом, на основании результатов, полученных в процессе рассмотрения применения различных приводов, можно сделать выводы о том, что:

- 1) применение газотурбинных и газопоршневых приводов для насосных установок – конкурентоспособное решение;
- 2) выбор того или иного привода должен обосновываться технико-экономическими расчетами в каждом конкретном случае;
- 3) технологию применения газовых приводов для насосных установок необходимо рассматривать как одно из мероприятий по повышению энергоэффективности, которое основано на зарубежном и отечественном опыте нефтегазодобывающей отрасли;
- 4) в рассмотренном примере, для варианта с электроприводом насосной установки, чистые приведенные затраты выше двух остальных вариантов, начиная с третьего года эксплуатации;
- 5) использование природного/попутного газа в качестве топлива для приводов насосных установок позволит обеспечить требуемый уровень полезного использования газа на месторождениях.

Литература

1. Постановление Правительства РФ № 1448 от 08.11.2012 г. (с изменениями на 17.12.2016 г.).

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ТЕХНИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ С ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Д. А. Нечаев

Научный руководитель - доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день вопросам техносферной безопасности в нефтегазовом секторе страны придают все большее и большее внимание [6, 7], так как аварийные ситуации (отказы, инциденты, аварии и т. д.) влекут за собой потери нефти и нефтепродуктов, которые, в свою очередь, негативно воздействуют на экологическое состояние окружающей среды и биоты [2, 4]. Объекты нефтегазового комплекса, находящиеся в акваториях или непосредственной близости к водным объектам нефтегазового комплекса (подводные переходы трубопроводов, плавающие платформы, нефтеналивные терминалы и т. д.), представляют особую опасность [2, 6]. Даже незначительные повреждения таких объектов, которые будут сопровождаться выходом нефтепродукта на акваторию водного объекта, могут вызвать масштабные трудноудаляемые загрязнения водной поверхности [2-3, 7-8]. Ликвидация и очистка такого рода загрязнений требует комплексного подхода с применением немалого количества техники и персонала [1, 2, 9]. Таким образом, создание новых методик и устройств, позволяющих усовершенствовать процесс ликвидации, сократить время очистки, минимизировать риски является приоритетным и актуальным на сегодняшний день.

Целью работы является разработка модели технического устройства, принцип работы которого основан на применении комбинации существующих методов (механического сбора основного разлива нефти и последующей зачисткой остаточного загрязнения при помощи химических веществ) для проведения ликвидационных мероприятий.

Пример модели такого технического устройства представлен на рисунке.

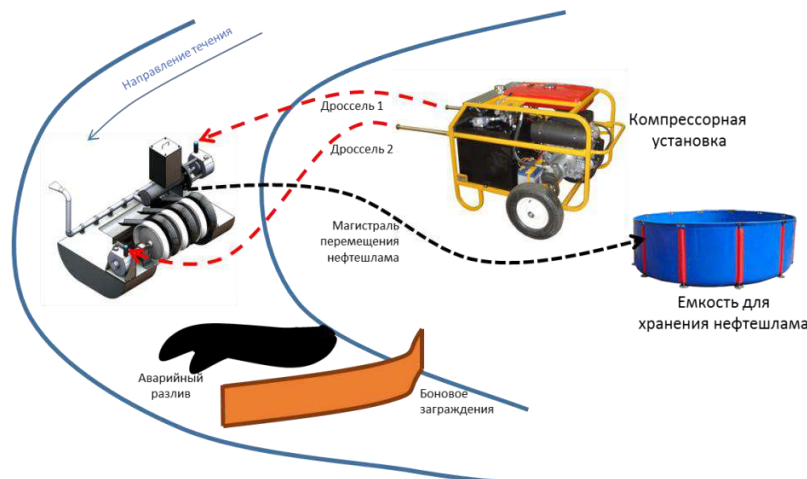


Рис. Пример устройства комбинированного типа ликвидации разлива нефти с водной поверхности реки

Рабочий модуль устройства (включающий модуль механического сбора и модуль распыления сорбента) устанавливается на водной поверхности, а модуль управления (компрессорная станция, емкости-шламонакопители и др.) устанавливается на суше или на поверхности судна [5]. Подробное описание модулей их дислокация и основные составные части представлены в таблице.

Таблица

Модули устройства комбинированного типа ликвидации разлива нефти с водной поверхности реки

| № п/п | Место установки модуля | Наименование модуля | Основные составные части и принцип работы |
|-------|------------------------|-----------------------------|---|
| 1 | На водной поверхности | модуль сбора нефтепродуктов | Основная часть – заборное устройство барабанного типа, состоящее из набора тареловидных насадок с олеофильной поверхностью (для сбора основной толщи нефтепродукта) и рифленной поверхностью (для сбора отработанного сорбтива). Заборное устройство установлено на вращающемся валу, который приводит в движение пневмомотор |

| | | | |
|---|-------------------------------|----------------------------|--|
| 2 | На водной поверхности | модуль распыления сорбента | Система, представляющая собой совокупность магистралей высокого давления (по которым происходит перемещение сорбента), распылительных насадок и пневмомотора |
| 3 | Стационарно на суше или судне | модуль управления | Включает компрессорную установку (при помощи которой осуществляется подача сжатого воздуха в рабочие модули), пульт управления и систему емкостей-шламонакопителей |

Предполагаемая разработка позволяет за счет комбинации нескольких методов ликвидации значительно сократить время проведения ликвидационных мероприятий, минимизировать взаимодействие персонала с вредными загрязнениями нефти и нефтепродуктов и в значительной мере уменьшить влияние аварийного разлива на окружающую среду.

Литература

1. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта / Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. – Ижевск: Научно-издательский центр "Регулярная и хаотическая динамика", 2006. – 528 с.
2. Ликвидация аварийных разливов нефти в ледовых морях / Под общ. ред. М.Н. Мансурова. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 423 с.
3. Лобачев М.П. Влияние изменения вязкости нефти на характеристики ее разливов в холодной морской среде / Лобачев М.П., Сазонов К.Е. // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 1. – С. 96 – 103.
4. Чухарева Н.В. Определение факторов техногенных событий при эксплуатации объектов ТЭК / Н.В. Чухарева, Ю.А. Краус, А.М. Ревазов // Neftegaz.RU. – 2018. – № 6. – С.114 – 120.
5. Чухарева Н. В., Нечаев Д. А. Оптимизация технологии ликвидации аварийного разлива нефти при разрушении нефте- и продуктопроводов // Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы II Всероссийской научно-практической конференции, Омск, 30 Октября 2018. – Омск: ОмГТУ, 2018 – С. 186 – 192
6. ФЗ 116. О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 7 марта 2017 года) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> свободный – (15.07.2018).
7. ISGOTT International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals. Fifth Edition. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.idgca.org/doc/app2_290115.pdf – (28.08.2018).
8. Allen A. The use of controlled burning during the Gulf of Mexico Deepwater Horizon MC-252 oil spill response/ A.A. Alan, J. Drew, J. Nere et al. // International Oil Spill Conference Proceedings (IOSC). – American Petroleum Institute. – 2011. – Vol. 2011. – № 1. – pp. 194.
9. Dave D. Responding to Oil Spill Disasters. Spills: A Critical Review and Comparative Analysis/ D. Dave, A.E. Ghaly // American Journal of Environmental Sciences – 2011. – № 7 (5). – pp. 423 – 440.
10. Fay J.A. Physical Process in the Spreading of Oil Water Surface Prevention and Control of Oil Spills. API: Washington, 1970. – 347 p.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ НА НИХ НАГРУЗКИ

Р.М. Павлов

Научный руководитель - доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Особое место в системе транспорта углеводородов занимают технологические трубопроводы нефтеперекачивающих станций, характеризующиеся большим разнообразием влияющих на них силовых факторов и воздействий, что объясняет практически постоянную неопределённость уровня их технического состояния. При производстве, транспортировке труб, выполнении монтажных и ремонтных работ, возникает предварительная пластическая деформация, ускоряющая процесс деформационного старения металла. В процессе эксплуатации трубопроводов повреждение металла происходит в локальных местах конструктивных элементов с дефектами различного происхождения, а сложности, возникающие при осмотре и приборном обследовании, увеличивают вероятность возникновения отказов. Поэтому для повышения надежности технологических трубопроводов необходим точный анализ их напряженно-деформированного состояния [2, 3].

Целью данной работы является анализ влияния статических и динамических нагрузок на напряженно-деформированное состояние технологического трубопровода, а также определение наиболее нагруженных участков трубопровода.

Объект исследования – технологический трубопровод нефтеперекачивающей станции «Раскино», проложенный в подземном исполнении в суглинистой почве с глубиной заложения до верха трубы 1,1 м. Он установлен на железобетонных опорах и подсоединён сваркой к насосному агрегату НМ – 10000-210. Материал

трубопровода – сталь 09Г2С с пределом прочности, равным 490 МПа [1]. Толщина стенки – 12 мм. Рабочее давление в трубопроводе принято 5,5 МПа. Технологический трубопровод состоит из следующих составных частей: стальная труба с наружным диаметром 1020 мм и длиной 10 м, конический сварной переход на 820 мм 1020х12, два отвода 820х12, стальная труба с наружным диаметром 820 мм. Насосный цех показан на рис. 1.

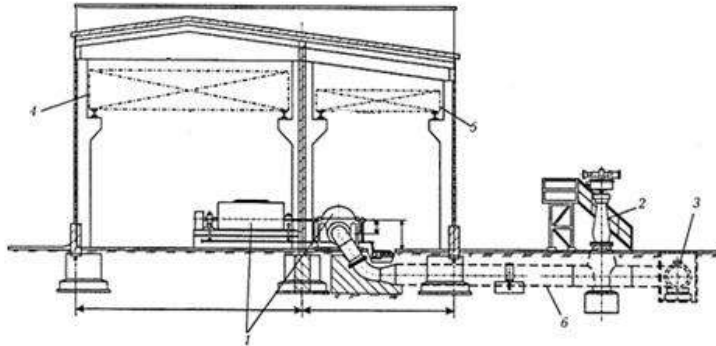


Рис. 1 Насосный цех, оборудованный насосными агрегатами НМ-10000-210: 1 – насос с электродвигателем; 2 – задвижка с электроприводом; 3 – клапан обратный; 4 – кран мостовой ручной двухбалочный; 5 – кран ручной мостовой однобалочный; 6 – технологический трубопровод

Математическая модель технологического трубопровода и нагрузки, воздействующие на него, показаны на рис. 2. К статическим нагрузкам относятся: силы, действующие со стороны железобетонных опор (А); собственный вес трубопровода и изоляционного покрытия (В); давление грунта (С, D); рабочее давление в трубопроводе (Е); силы, действующие со стороны задвижки (F); вес перекачиваемой нефти (J). Динамическими нагрузками являются силы, действующие со стороны насосного оборудования на трубопровод (G, H, I).

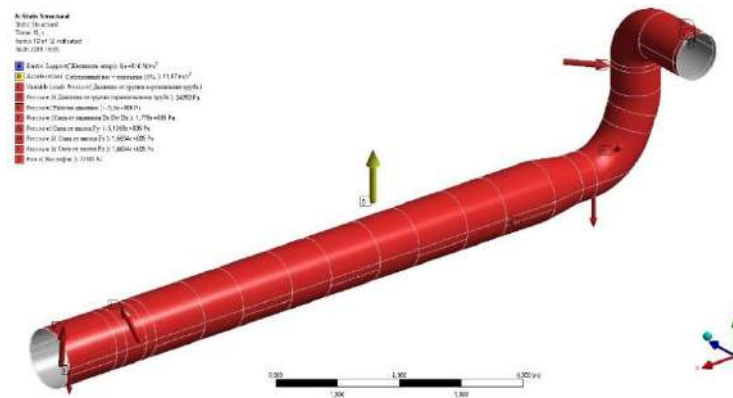


Рис. 2 Нагрузки, воздействующие на трубопровод

После учета нагрузок был произведен расчет напряжений и деформаций в программном пакете «ANSYS». Распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса приведено на рис. 3 и 4. Деформации, возникающие в трубопроводе, изображены на рис. 5.

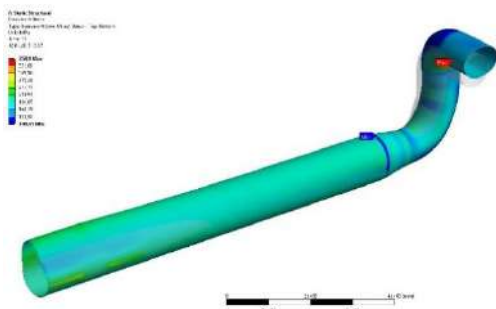


Рис. 3 Напряжения, возникающие в трубопроводе

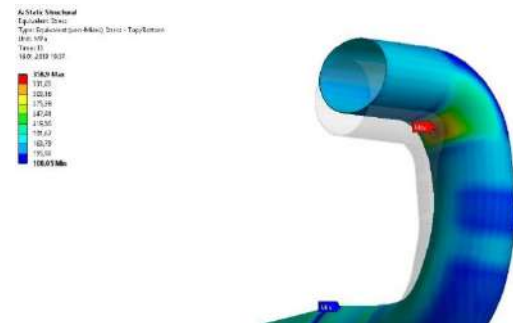


Рис. 4 Локализация максимальных напряжений на трубопроводе

Максимальные напряжения составляют 358,9 МПа и располагаются по нижней образующей отвода, присоединенного к насосу. Также достаточно большими напряжениями в диапазоне от 250 до 280 МПа характеризуются: участок конического перехода; участок по верхней образующей, находящийся вблизи запорной арматуры. Большим деформациям подвергается вертикальный трубопровод диаметром 820 мм, особенно в

места поворота, перемещения достигают 2,5–2,9 мм. Максимальные же перемещения 3,2 мм происходят на месте расположения задвижки по верхней образующей.

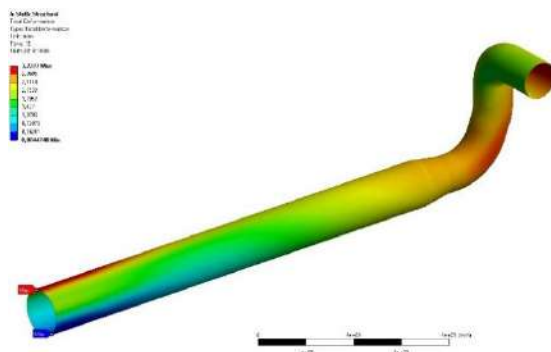


Рис. 5. Деформации, возникающие в трубопроводе

Таким образом, на основании полученных результатов при анализе напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода в программном комплексе «ANSYS» были выявлены следующие наиболее опасные его участки: места изменения направления вертикального трубопровода диаметром 820 мм, особенно нижняя образующая отвода, ближайшего к насосу; участок расположения запорной арматуры по верхней образующей. Полученная в ходе исследования информация может служить основой для разработки технологии по снижению нагрузки с технологических трубопроводов нефтеперекачивающей станции, что в конечном итоге позволит снизить количество отказов и повысить их надежность.

Литература

1. ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия. Дата введения 1982-01-01. Введен 01.01.1982 г. – М.: Стандартинформ, 2005. – 10 с.
2. Рудаченко А.В., Саруев А.Л. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136 с.
3. Технологические трубопроводы и трубопроводная арматура: учебное пособие / В.В. Филиппов. – Самара: Изд-во Самарского государственного технического университета, 2012. – 66 с.

ПОВЫШЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.С. Рыбин

Научный руководитель - доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из важнейших проблем эксплуатации трубопроводного транспорта является повышение работоспособного состояния его линейной части. Нефтепромысловые системы находятся под непрерывным влиянием перекачиваемых сред с высокой кислотностью, обводненностью и концентрацией химически активных ионов [1–3]. Совокупность действия данных параметров является одной из самых распространённых причин аварийных разливов сырой нефти – коррозии внутренней поверхности стенки трубопровода. В связи с тем, что активнее всего данные факторы действуют при застойных скоплениях технологической воды, пониженные участки трубопроводов относят к категории «аварийно потенциально опасных».

Коррозия нижней образующей стенки нефтепровода обусловлена скоплением жидкости в заниженных участках. Это явление происходит из-за низкой скорости потока жидкости в нефтепроводе (уравнение 1):

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (1)$$

где Q – является объёмом общей перекачиваемой продукции, $\text{м}^3/\text{с}$; d – является диаметром трубопровода за вычетом его толщины стенки, мм.

Выше приведённое значение необходимо сопоставить со скоростью потока, которое будет обеспечивать вынос скопившейся жидкости из нижней образующей трубопровода (уравнение 2):

$$W_n = 0,1 \cdot v_0^{0,36} \cdot (\sin \alpha_n)^{0,17} \cdot \sqrt{\frac{2g(\rho_c - \rho_{ж})}{\lambda \rho_{ж}}}, \quad (2)$$

где v_0 – коэффициент кинематической вязкости, $\text{мм}^2/\text{с}$; ρ_c и $\rho_{ж}$ – плотность скопления и перекачиваемой жидкости соответственно, $\text{кг}/\text{м}^3$; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; $\sin(\alpha_n) =$

$\frac{z_{i+1}-z_i}{\Delta x}$, где z_i – высотные отметки контрольных сечений профиля трассы, м; Δx – расстояние между контрольными сечениями, м.

Исходя из сказанного выше, условие необходимое для безаварийной работы нефтепровода выглядит следующим образом (уравнение 3):

$$v \leq W_n \quad (3)$$

Снижение аварийности на потенциально опасных участках возможно при уменьшении диаметра проходного сечения трубопровода до такой степени, пока не будет удовлетворяться условие (3). Для осуществления данного условия на таких участках предлагается применять метод вставки.

В качестве объекта исследования выбран трубопровод диаметром 159 мм, территориально расположенный в пределах Васюганской группы месторождений. Исходя из условия (3) подобран достаточный диаметр 114 мм, обеспечивающий необходимую скорость потока жидкости. Методом компьютерного моделирования в программном комплексе ANSYS R18.2 исследовано влияния вставки на скорость потока жидкости в трубопроводе: задача изотермическая, симметричная, модель турбулентности – ламинарная. Скорость потока жидкости на входе 0,166 м/с. Число расчетных операций 200. Полученные результаты представлены на рисунках (рис. 1, 2).

Как видно из рисунков 1, 2 вставка увеличивает скорость потока перекачиваемой среды почти в два раза, что обеспечивает необходимые условия для выноса скопления жидкости из нижней образующей трубопровода. При этом перепад давления также увеличивается (рис. 3, 4). Однако повышение данного параметра незначительно и в целом никак не повлияет на работу нефтепромысловых трубопроводных систем.

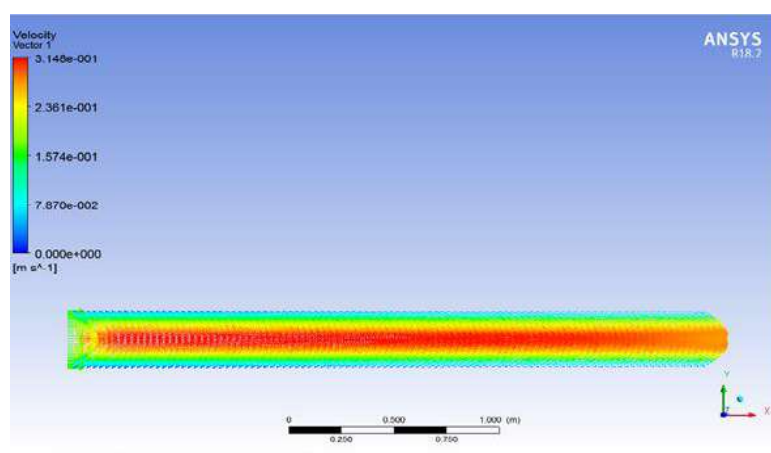


Рис. 1 Векторное поле скоростей трубопровода без вставки

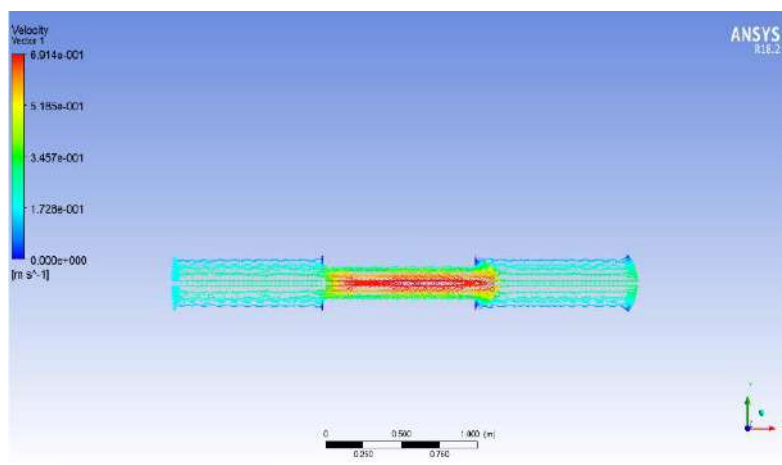


Рис. 2 Векторное поле скоростей трубопровода с вставкой

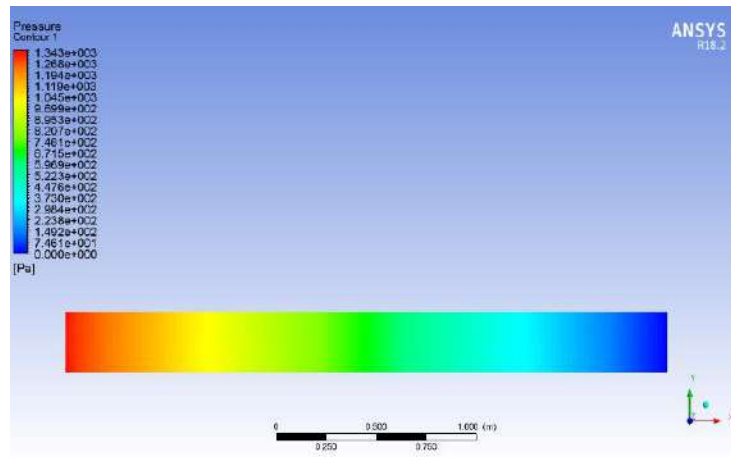


Рис. 3 Контур давления в трубопроводе без вставки

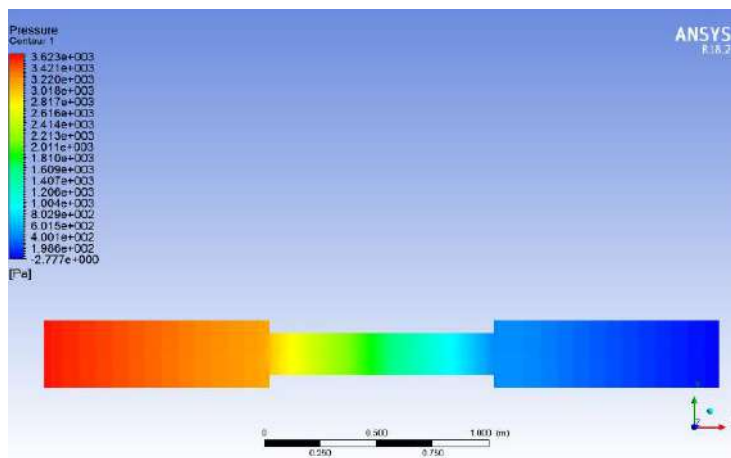


Рис. 4 Контур давления в трубопроводе с вставкой

Литература

1. Китаев С.В., Смородова О.В., Талхин С.Р. Экспериментальная оценка энергоэффективности оборудования нефтегазовой отрасли // Трубопроводный транспорт 2007: Материалы Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. – Уфа, 2007. – С.164 – 165.
2. Неганов Д.А. Варшицкий В.М., Козырев О.А. Анализ несущей способности трубопровода при действии эксплуатационных нагрузок // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 7. – С. 95 – 98.
3. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики / Под ред. А.К. Галлямова. – Уфа: УГНТУ, 1997. – 597 с.

**ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НЕФТЕГАЗПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НАБИЛЬ**

Д.В. Семченко

Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов очень часто возникают техногенные события различного уровня, которые приводят к потере добываемых углеводородов, интенсивному загрязнению окружающей среды и как следствие дополнительным капитальным вложениям.

По данным В.В. Кирсанова следует, что до 95 % отказов на промысловых трубопроводах происходит вследствие коррозионных повреждений [3]. Ввиду этого необходимо принять меры по повышению долговечности и надежности промысловых трубопроводов. Проведем расчет остаточного ресурса промыслового трубопровода по критерию допустимого коррозионного износа, производимый по минимальной вероятной толщине стенки в соответствии с действующими нормативно-техническими документами на нефтегазовом месторождении Набиль (Сахалинская область) [4].

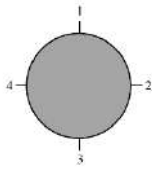


Рис. Расположение мест замеров

В 2019 году была проведена диагностика технического состояния промыслового трубопровода, наружный диаметр которого 114 мм, давление 0,8 МПа и толщина стенки 6 мм. Трубопровод из коррозионностойкой стали 13ХФА находится в эксплуатации с 2009 года. Замеры были проведены в четырех точках (рис.) через каждые 2 метра. Протяженность участка составляла 40 метров. В результате чего были получены данные по остаточной толщине стенки промыслового трубопровода, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1

Замеры толщины стенок труб по результатам диагностики

| № замеряемого места | Фактическая толщина стенки, мм | | | |
|---------------------|--------------------------------|-----|-----|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 3,1 | 3,1 | 3,2 | 3,0 |
| 2 | 3,0 | 2,9 | 3,0 | 2,9 |
| 3 | 3,2 | 3,1 | 3,3 | 3,3 |
| 4 | 3,3 | 3,4 | 3,6 | 3,7 |
| 5 | 3,5 | 3,3 | 3,4 | 3,5 |
| 6 | 2,9 | 2,8 | 2,8 | 2,9 |
| 7 | 3,3 | 3,8 | 3,5 | 3,8 |
| 8 | 3,5 | 3,7 | 3,8 | 3,7 |
| 9 | 3,5 | 3,6 | 3,6 | 3,5 |
| 10 | 3,6 | 3,7 | 4,0 | 3,6 |
| 11 | 3,7 | 3,5 | 3,7 | 3,5 |
| 12 | 3,5 | 3,3 | 3,2 | 3,3 |
| 13 | 3,1 | 3,0 | 2,9 | 3,1 |
| 14 | 3,2 | 3,3 | 3,3 | 3,1 |
| 15 | 3,5 | 3,6 | 3,5 | 3,3 |
| 16 | 3,6 | 3,7 | 3,6 | 3,5 |
| 17 | 3,6 | 4,0 | 3,5 | 3,8 |
| 18 | 3,5 | 3,7 | 3,7 | 3,4 |
| 19 | 3,3 | 3,4 | 3,6 | 3,3 |
| 20 | 3,0 | 3,6 | 3,5 | 3,2 |

Минимальный параметр утонения стенки трубы характерен для пояса № 6 и составляет 2,8 мм, максимальный же параметр находится в поясах № 10 и № 17 и составляет 4,0 мм. Это говорит нам о том, что эксплуатация данного трубопровода возможна, так как отбракованная толщина стенки трубы составляет 2,2 мм.

Исходя из расчетов можно сказать, что при заданных условиях эксплуатации и исходных характеристиках промыслового трубопровода средняя скорость коррозии в результате коррозионного износа тела трубы составляет 0,268 мм в год. Также в результате полученных данных по скорости коррозии определил остаточный ресурс промыслового трубопровода, которая составляет 2,32 года, что меньше заявленного срока

эксплуатации. В следствии этого необходимо принять меры по повышению эксплуатационной надежности промышленного трубопровода.

В промышленных условиях можно рекомендовать следующие основные методы борьбы с коррозией:

- 1) пассивная и активная защита трубопроводов от коррозии;
- 2) нанесение на трубопроводы защитных покрытий;
- 3) применение ингибиторов коррозии;
- 4) применение труб из композитных материалов, не подверженных коррозии [5].

Проведем сравнительный анализ экономической эффективности среди методов борьбы с коррозией на промышленных трубопроводах за 30 лет эксплуатации.

Согласно А.Л. Бушковскому [1] гарантированный срок эксплуатации стальных трубопроводов – 10 лет, труб из коррозионностойкой стали – 15 лет, стальных трубопроводов с ингибиторной защитой – 20 лет, трубопроводов с противокоррозионным покрытием – 25 лет, труб из композитных материалов – 50 лет.

Таблица 2

Суммарная стоимость эксплуатации методов защиты от коррозии трубопровода

| Способы защиты трубопровода от коррозии | Суммарная стоимость эксплуатации трубопровода, тыс. руб. в зависимости от срока эксплуатации в г. | | | |
|---|---|--------|--------|--------|
| | 1 | 10 | 20 | 30 |
| Стальные трубы | 2058,2 | 4116,4 | 6174,6 | 8232,9 |
| Трубы из коррозионностойкой стали | 3250,6 | 3250,6 | 6501,2 | 9751,8 |
| Ингибиторная защита трубопроводов | 3369,8 | 3369,8 | 6739,7 | 6739,7 |
| Внутреннее противокоррозионные покрытия | 3876,8 | 3876,8 | 3876,8 | 7753,6 |
| Применение труб из композитных материалов | 2301,7 | 2301,7 | 2301,7 | 2301,7 |

Анализируя данные из таблицы можно сделать вывод, что эффективным методом защиты промышленного трубопровода от коррозии является применение труб из композитных материалов. Следует отметить, что на месторождении используются трубы из коррозионностойкой стали, которые, как мы видим из таблицы, дороже труб из композитных материалов. В следствии этого, можно сказать, что наиболее эффективным методом повышения долговечности и надежности промышленных трубопроводов на данном месторождении является применение композитных труб, которые обладают рядом преимуществ:

1. долговечность (не подвержены коррозии и не откладывают осадка внутри трубы);
2. легкость (простота транспортировки и монтажа);
3. надежность (выдерживают высокие нагрузки и большие перепады температур);
4. дешевизна (использование пластика с учетом временного фактора не идет ни в какое сравнение с металлопрокатом) [2].

Применение неметаллических труб взамен дорогостоящих труб из нержавеющей сталей является эффективным средством повышения долговечности и надежности промышленных трубопроводов. Также наряду с повышением долговечности и надежности снижаются и капитальные затраты на сооружение трубопроводов, поскольку использование труб из композитных материалов с учетом временного фактора окажется дешевле использования труб из коррозионностойкой стали.

Использование труб из композитных материалов гарантирует экономию металла, снижение гидравлических сопротивлений, сокращение числа техногенных событий, что в свою очередь минимизирует финансовые потери, а также увеличение срока службы и надежности промышленных трубопроводов. Также следует учесть тот факт, что применяемые средства защиты часто оказываются непродуктивными и лишь замедляют скорость коррозии, а не избавляют от нее.

Наиболее широкое распространение в России и мире получили трубопроводы: полипропиленовые, полиэтиленовые и стеклопластиковые. В данный момент рынок неметаллических труб активно развивается и, по всем прогнозам, спрос на них будет только расти.

Литература

1. Бушковский А.Л. и др. Техничко-экономическое обоснование выбора толщины стенки и материала труб для строительства, ремонта и реконструкции промышленных трубопроводов // нефтяное хозяйство. – 2006. - № 8 – С. 90 – 93.
2. Гизатуллина Р.Ф., Емельянова Е. Д. Способы борьбы с коррозией трубопроводов // Международная научно-практическая конференция – Уфа, 2017. - № 4 – С. 29 – 33.
3. Кирсанов В.В. и др. Промышленная безопасность трубопроводных систем // НефтьГазПромышленность. – 2006. - № 6. – С. 17 – 28.
4. ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений. Дата введения 2002-10-01. Введен 10.01.2001 г. – М., 2002. – 57 с.
5. Хамитова Г.И. и др. Методы борьбы с коррозией трубопроводов // Международная научно-практическая конференция. – Уфа, 2017. – №2 - С. 87 – 90.

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА ПУТЕМ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРУБ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ**

С.О. Стрюк

Научный руководитель - ассистент Бурков В.П.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт на сегодняшний день является одним из самых доступных и эффективных способов транспортировки жидких и газообразных углеводородных сред. По трубопроводам осуществляется доставка нефти, продуктов её переработки и природного газа как на большие расстояния, так и в пределах территории предприятий, занимающейся добычей, хранением и переработкой. Значительная доля капиталовложений при обустройстве промысла приходится на сооружения сбора и транспорта скважинной продукции. Ежегодно по промышленным трубопроводам транспортируются миллионы кубометров продукции скважин и технологических жидкостей, содержащие значительное количество коррозионно-активных компонентов. В результате транспортировки агрессивной среды возникает основная проблема эксплуатации трубопроводов – коррозия.

Порывы трубопроводов в 90 % случаев обусловлены снижением срока службы из-за внутренней и внешней коррозии. Каждый год на нефтепромысловых трубопроводах Западной Сибири случается 25–30 тысяч отказов, из-за которых существенно сокращается срок их службы (по статистике 38 % промышленных трубопроводов не выдерживают и четырех лет эксплуатации, а 14 % – двух лет). На ежегодную замену только промышленных трубопроводов расходуют до 3 тысяч километров стальных труб. Помимо этого, значительный рост обводненности продукции скважин и высокая степень минерализации пластовых вод на месторождениях Западной Сибири повышают коррозионную активность добываемых флюидов [9].

Порывы выкидных линий, напорных трубопроводов для поддержания пластового давления, нефтесборных и магистральных трубопроводов влекут за собой загрязнение окружающей среды, падение добычи нефти и газа, а также дополнительные материальные расходы на капитальный ремонт трубопроводов и экологические мероприятия.

В связи с этим остро встает вопрос применения новых высокопрочных коррозионностойких конструкционных материалов, которые в будущем могли бы стать достойной заменой традиционным стальным трубам. К таким материалам относят полимерные композиты, имеющих в составе армирующий материал (волокна) и связующую матрицу. Одними из наиболее перспективных таких композитов являются стекло-базальтоволоконные трубы. Они обладают рядом преимуществ перед стальными трубами, самыми существенными из которых являются: высокая коррозионная и адгезионная стойкость, низкая теплопроводность, а также простота монтажа и эксплуатации. В настоящее время российский рынок в области стекло-базальтоволоконных труб не велик, что в первую очередь обусловлено необходимостью развития нормативной базы для их проектирования и внедрения, разработкой новых методов и технологий для контроля и мониторинга композитных изделий, а в связи с этим и недостаточной осведомленностью нефтегазодобывающих предприятий о возможностях применения стекло-базальтоволоконных материалов в нефтегазовой отрасли.

В нефтегазодобывающей промышленности стекло-базальтоволоконные трубы применяют так как они обладают высокой коррозионной стойкостью в агрессивных средах по сравнению со сталью. Этими агрессивными средами являются: сырая нефть, пластовые воды, буровые и технологические растворы [4].

Стекло-базальтоволоконные трубы обладают высокой удельной прочностью по сравнению с термопластичными полимерами. Так же они обладают очень низкой теплопроводностью, что приводит к сокращению тепловых потерь из трубопроводов.

В настоящее время из стекловолокна, базальтоволокна изготавливают трубы нефтесборных трубопроводов диаметром до 300 мм с рабочим давлением до 5 МПа и насосно-компрессорные трубы способные выдерживать еще большее давление. Так же применяются в агрессивных средах при утилизации отходов переработки, закачки минерализованной воды, добычи углеводородного сырья, в том числе при высоких концентрациях углекислого газа CO₂, сероводорода H₂S и агрессивных жидкостей [8].

Применение стекло-базальтоволоконных труб имеет значительное преимущество по сравнению с традиционным применением стальных труб. Материалы для композитных труб производят из высокопрочных стеклянных или базальтовых волокон, пропитанных эпоксидным или полиэфирным связующим. Он обладает уникальными физико-механическими характеристиками и высокой стойкостью к агрессивным средам. Стекловолоконные и базальтоволоконные трубы в пять раз легче стальных труб и обладают низким гидравлическим сопротивлением за счет гладкой внутренней поверхности [3]. Эквивалентные внутренние диаметры стекло-базальтоволоконных труб, вследствие отсутствия коррозии и малой шероховатости, можно определить соотношением:

$$D_{сбв} = 0,77 D_{ст},$$

где: $D_{сбв}$ – внутренний диаметр стекло-базальтоволоконной трубы;

$D_{ст}$ – внутренний диаметр стальной трубы.

Таким образом, расчетный внутренний диаметр применяемых стекло-базальтоволоконных труб может быть уменьшен на 23 % по отношению к стальному [5].

Выбор как стальных, так и композитных волоконных труб зависит от различных факторов: свойств транспортируемой среды, природно-климатических условий, рабочей температуры и давления, срока предполагаемой эксплуатации, технологических возможностей монтажа на данном объекте и пр. [1].

Общими преимуществами стекло-базальтоволоконных труб являются:

- отсутствие коррозии;
- высокоэффективная теплоизоляция исключает тепловые потери;
- трубы и соединения выдерживают повышение температур до 130 °С;
- имеют малую массу, что существенно снижает затраты при монтаже и транспортировке;
- особо гладкая внутренняя поверхность, что позволяет использовать в трубопроводах меньший диаметр;
- высокая термическая стабильность, коэффициент температурного расширения намного меньше, чем у труб из термопластов;
- соединение труб не требует сварки и контроля сварных швов.

Сегодня применение стекло-базальтоволоконных труб в российской нефтегазовой отрасли сильно ограничено, а их внедрение связано с проблемами отсутствия нужной нормативной базы, отработанных в этой области технологий и квалифицированных специалистов. Спрос на стекло-базальтоволоконные трубы в России только начинает формироваться, в результате возникает необходимость дополнительных исследований и разработок. Однако трубы из этого материала уже находят широкое применение за счет своей низкой теплопроводности, высокой коррозионной стойкости, а также простоты монтажа и эксплуатации [7].

Существуют два вида стекло-базальтоволоконных труб по типу связующей основы – трубы на полиэфирном связующем (GRP) и трубы на эпоксидном связующем (GRE).

Стенки труб на полиэфирном связующем формируются из термореактивных полиэфирных смол, укрепленных стекловолокном и песчаными добавками. Используемые полимеры обладают важными качествами:

- низкая токсичность;
- отверждение в условиях комнатного температурного режима;
- надежная сцепка с волокнами стекла;
- химическая инертность.

Трубы на основе полиэфирных смол устойчивы к коррозии и к не очень агрессивным средам [5]. Они более дешевы, а потому имеют широкую область применения: в ЖКХ, водоснабжении, сельском хозяйстве, очистных сооружениях. Недостатком таких труб является то, что они не могут применяться при температурах транспортируемой среды выше 90 °С и при давлении выше 32 атм.

Для транспортировки высокотемпературных сред и при высоком давлении используют стекло-базальтоволоконные трубы на эпоксидном связующем [6]. Такие трубы рассчитаны на эксплуатацию при температуре транспортируемой среды до 130 °С и давлении до 240 атм. GRE-трубы имеют низкую теплопроводность, что уменьшает потери тепла из системы трубопроводов. GRE-трубы производят диаметром от 5 до 600 мм. Такие трубы можно использовать не только для систем водоснабжения, но и для транспорта скважинной продукции, пластовой воды, буровых растворов. По данным производителей минимальный срок их службы в условиях высокого давления и температур оценивается в 25 лет, что во много превышает срок службы традиционных стальных труб. Таким образом, использование стекло-базальтоволоконных труб может повысить надежность и срок службы промысловых трубопроводов, уменьшить затраты на их строительство [2].

Литература

1. Базальтоволокно. Компания «Каменный Век» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://basfiber.com> свободный – (20.12.2018).
2. Виды стеклопластиковых труб. Академия Конъюнктуры Промышленных Рынков [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_id=5382 свободный – (21.12.2018).
3. Волков А.С. Основные проблемы применения стеклопластиковых труб и пути их решения // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2016. – № 10. – С. 108 – 111.
4. Волков А.С. Методы испытаний и диагностики композитных изделий и стеклопластиковых труб // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2017. – № 10. – С. 80 – 86.
5. Грейлих В.И. Стекло-базальтопластиковые теплоизолированные трубы // Сантехника. – 2005. – № 6. – С. 139 – 146.
6. Композитные трубы. Интернет-энциклопедия по обустройству сетей инженерно-технического обеспечения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://sovnet-ingenera.com> свободный – (20.12.2018).
7. Обзор рынка стекло-базальтопластиковых труб России. Исследовательская группа «ИНФОМАЙН» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.infomine.ru> свободный – (21.12.2018).
8. Проблемы внедрения стеклопластиковых труб в нефтяной и газовой промышленности // Отчет компании «Композиты СНГ». – 2015. – 4 с.
9. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: Дело, 2006. – 552 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕПЛОБМЕНА ТРУБОПРОВОДА С МЕРЗЛЫМ ГРУНТОМ
В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

Е.С. Терентьев

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В районах вечной мерзлоты находится порядка 63 % территории России. При этом северные районы играют огромную роль в экономике страны, так как в них сосредоточено более 80 % разведанных запасов нефти и около 70 % природного газа. В связи с этим остро встает вопрос о транспортировке углеводородов в условиях Крайнего Севера.

При освоении регионов с вечномерзлыми грунтами все чаще отдается предпочтение наземному способу прокладки трубопроводов. Но нередко практика показывает неоправданность такого решения.

Строительство и эксплуатация трубопроводов приводят к оттаиванию и промерзанию мерзлых грунтов, что может сопровождаться такими процессами, как пучение, осадка, термокарст, солифлюкция и др. Это сильно осложняет обеспечение проектного положения трубопроводов и самым негативным образом сказываются на техническом состоянии трассы.

Согласно СНиП 2.05.06-85* для магистральных трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов предусматривается не только подземная прокладка трубопроводов, но и при соответствующем обосновании допускаются наземный и надземный способы прокладки. Рассмотрим каждый способ в отдельности.

Подземная прокладка. Опыт строительства на вечномерзлых грунтах показывает, что классические технические решения абсолютно непригодны и даже расточительны в финансовом отношении. В [3] приведено аналитическое решение и экспериментально доказана возможность осуществления перекачки нефти по подземному трубопроводу в мерзлых грунтах при сохранности окружающей среды. Разработан и предложен регламент эксплуатации, ограничивающий тепловое воздействие на мерзлоту и предупреждающий прогрессирующее таяние грунтов под трубопроводом за счёт регулирования режимов перекачки.

При данном способе прокладки трубопроводов возникает необходимость в разработке многолетнемерзлых грунтов. А это очень существенный недостаток, так как надёжность и долговечность сооружений тем выше, чем меньше нарушено природное мерзлотно-грунтовое состояние основания сооружения.

Наземная прокладка. Этот способ находит все большее применение несмотря на то, что практика эксплуатации наземных трубопроводов в северных регионах, в частности Транс-Аляскинского нефтепровода, показала, что даже высокотехнологичные опоры, снабженные трубчатыми системами промораживания грунтов и рассчитанные с учетом сейсмической активности районов прохождения трассы, не обеспечивают безаварийной эксплуатации трубопровода. Как показывает практика, эксплуатации таких систем и экспериментальные исследования [1], искусственное промораживание грунтов может явиться причиной другого опасного явления – пучения грунтов. Возникают искусственно образованные бугры пучения. Это приводит к изменению положения оси трубопровода, потере устойчивости и авариям.

Наземный способ прокладки. Наземный способ прокладки предельно соответствует принципу наименьшего вторжения в грунтовый массив. Анализ эксплуатации газопровода Соленинское-Месояха-Норильск показал, что вероятность отказов при наземной прокладке значительно ниже, чем при других способах прокладки. К отрицательным моментам наземной прокладки можно отнести:

- необходимость обеспечения безопасности людей и экологии в случае аварии трубопровода, но это в равной степени относится к любому способу прокладки.
- как и в случае надземного способа прокладки необходимо предусматривать места миграции животных и проезда транспорта. Однако вдоль насыпи есть возможность построить вдольтрассовую дорогу [2].

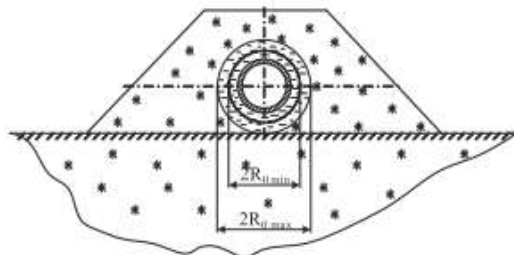


Рис. Схема наземного трубопровода с регулируемым ареолом протаивания

С целью определения предельно безопасных параметров была получена расчетная формула, позволяющая рассчитать температурный режим и регламент эксплуатации нефтепровода, проложенного в насыпи, предупреждающий прогрессирующее протаивание грунта под трубопроводом. На рисунке представлена упрощенная схема прокладки трубопровода без теплоизолирующего экрана, действие которого в решении учтено эквивалентной заменой слоев грунта.

В связи с тем, что температура мерзлого грунта всегда отрицательная, то при перекачке нефти с положительной температурой вокруг трубы образуется «талик». Размеры талой зоны зависят от теплового потока $q_{тр}$, идущего от трубы в грунт. Отсюда следует, что возможно можно подобрать такие температурные режимы перекачки, чтобы величина ореола протаивания R_0 не выходила за допустимые пределы:

$$R_{0min} \leq R_0 \leq R_{0max} \quad (1)$$

Размеры области протаивания зависят не только от геометрических размеров насыпи и положения трубы в ней, но и определяются теплосодержанием самого потока нефти, теплом трения и параметрами теплообмена системы. Из сказанного следует, что теплообменом трубопровода с грунтом можно управлять,

регулируя производительность и температуру перекачки нефти по трубопроводу, которая должна быть положительной.

Для сохранения сбалансированности теплообмена по всей длине трубопровода в условиях Крайнего Севера необходимо, чтобы тепло, теряемое жидкостью, аккумулировалось грунтом и шло на фазовые превращения $q_{ф.п.}$, т.е. необходимо, чтобы выполнялось условие ограничения ореола протаивания.

При соответствующих краевых условиях и общепринятых допущениях баланс тепла на границе «протаивания-промерзания» записывается в виде:

$$\left(\lambda_M \frac{\partial t_M}{\partial r} - \lambda_m \frac{\partial t_m}{\partial r} \right) r = R_0 = q_{ф.п.} = \sigma \rho_0 \frac{W_C - W_H}{W_C} \frac{dR_0}{dt}, \quad (2)$$

где λ_M, λ_m – соответственно коэффициенты теплопроводности мерзлого и талого грунта; $\partial t_M / \partial r, \partial t_m / \partial r$ – градиенты температуры в мерзлом и талом грунте соответственно; σ – удельная теплота плавления льда; ρ_0 – объёмная плотность мерзлого грунта; W_C, W_H – содержание незамерзшей воды и суммарная влажность соответственно.

Правая часть в уравнении (2) известна, так как закон изменения скорости перемещения границы протаивания dR_0/dt задаётся из условия «невыпучивания» [4]. Если $dR_0/dt = 0$, то граница протаивания «остановится». Тогда радиус протаивания будет величиной постоянной: $R_0 = \text{const}$.

Подобная задача уже решалась для случая подземного нефтепровода, проложенного в многолетнемёрзлых грунтах. В [2] показано, что при сбалансированном теплообмене температура нефти по длине трубопровода остается постоянной и поддерживается, за счёт тепла трения, на уровне $t_{бал} > t_0 > t_M$.

Таким образом, задавая величины границы проаивания, в допустимом диапазоне $R_{0min} - R_{0max}$, можно управлять условиями теплообмена.

Условие (2) на границе «протаивания-промерзания» учитывает, что интенсивность теплового потока, идущего от трубы в грунт, будет увеличиваться при увеличении разности температур стенки трубы и грунта. То есть, в ходе естественного изменения климата, смены сезонов будут меняться и условия теплообмена. В летнее время года тепловой поток, идущий от трубы в грунт, будет меньше, чем зимой.

Математическая модель теплового взаимодействия учитывает переменность теплофизических характеристик грунта в расчетном сечении и теплоту фазовых переходов. В результате решения краевой задачи определения температурного поля вокруг трубы и положения нулевой изотермы, получена формула для допустимой температуры грунта, примыкающего к поверхности трубы:

$$t_{уз} - t'_0 = \left[\sigma \rho_0 \frac{W_C - W_H}{W_C + 1} \frac{dR_0}{d\tau} + K_{cp} (t'_0 - t_{cp}) \right] \times \frac{R_0 \ln \frac{R_0}{R_{уз}}}{\lambda_m}, \quad (3)$$

где t'_0 – температура на границе протаивания (нулевой изотермы).

Объективная оценка эффективности наземного способа прокладки может быть получена по результатам эксперимента. Под действием источника тепла мощностью q_0 (трубы с температурой t_0) формируется ореол протаивания с относительным радиусом R_0/R , который в течение пяти циклов не выходит за допустимые пределы, принятые в данном опыте: $R_{0min}/R = 1,5$, и $R_{0max}/R = 3,4$. Как видно, температурный режим перестраивается в соответствии с заданным, а экспериментальные точки вполне соответствуют расчетному режиму.

Длительность данного опыта, состоящего из пяти циклов, соответствующих пяти годам эксплуатации реального нефтепровода, поэтому можно утверждать, что подобное регулирование осуществимо.

Сопоставляя преимущества и недостатки возможных вариантов прокладки трубопроводов по тепловому воздействию на мерзлый грунт, можно сделать следующие выводы:

- процесс теплообмена с мерзлым грунтом может и должен быть регулируемым, с минимальным воздействием на мерзлое основание.
- выбор способа прокладки необходимо делать на основании технико-экономических расчетов и безусловном выполнении требований экологической безопасности.

Литература

1. Гarris Н.А. России Ограничение эффективности ореола случае протаивания Этот мерзлых Соленинское грунтов вокруг трубопровода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://studopedia.ru/10_204624_ogranichenie-oreola-protaivaniya-merzlih-gruntov-vokrug-truboprovoda.html свободный – (25.12.2018).
2. Гarris Н.А., Максимова С.А. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 1. – С. 63 – 64.
3. Кудрявцев В.А. Управление радиационно-тепловым балансом – основа охраны природы в области вечной мерзлоты // Сб. Мерзлотные исследования. – М.: Изд. МГУ, 1999. – Вып. XIX. – С. 3 – 6.

**ОСНАЩЕНИЕ РАБОЧИХ ОРГАНОВ СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕХНИКИ ДАТЧИКАМИ
РАССТОЯНИЯ ДО ТРУБОПРОВОДА, С ЦЕЛЬЮ ИСКЛЮЧЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЯ
ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЗЕМЛЯНЫХ РАБОТ В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ**

В.А. Фисенко

Научный руководитель - доцент В.К. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность рассмотренной проблемы обусловлена высокой частотой аварий при проведении земляных работ. Согласно статистике Ростехнадзора около 6 % инцидентов на магистральном трубопроводе происходит по причине механических повреждений трубопровода при проведении земляных работ. Такие инциденты в последние два года происходят все чаще. Примеры приведены в таблице. По данным ПАО «Транснефть» за последние два года насчитывается 6 инцидентов повреждения трубопровода экскаваторной техникой.

Таблица

Инциденты на магистральных нефтепроводах ПАО «Транснефть»

| Дата | Объект | Краткая информация об инциденте |
|------------|--|--|
| 11.03.2017 | НПС «Раскино» РНУ «Стрежевой» АО «Транснефть- Центральная Сибирь» | При производстве земляных работ по разработке ремонтного котлована в результате механического воздействия ковшом экскаватора был сорван вентиль патрубка недействующего отбора давления. В результате инцидента произошел выход 0,08 м ³ нефти |
| 02.04.2017 | Км 124 МН «Киенгоп-Набережные Челны» Удмуртского РНУ АО «Транснефть-Прикамье» | При производстве земляных работ по подготовке ремонтного котлована ковшом экскаватора был поврежден заглушенный патрубок неиспользуемого отбора давления |
| 01.06.2017 | Км 128,5 Магистрального нефтепродуктопровода «Уфа- Петропавловск» Черкасского НУ АО «Транснефть-Урал» | При производстве земляных работ по вскрытию трубопровода для проведения ДДК сварных присоединений произошло повреждение приварного патрубка с задвижкой. В результате инцидента произошел выход нефти объемом 7,2 м ³ |
| 04.06.2018 | НПС «Покровская» Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга | При проведении земляных работ по разработке траншеи под укладку вновь монтируемого технологического трубопровода, ковшом экскаватора была задета плоская заглушка приварного патрубка с задвижкой, что повлекло выход 0,1 м ³ нефти |
| 06.06.2018 | Км 467 МН «Сургут-Полоцк» Урайского УМН АО «Транснефть-Сибирь» | При производстве работ по вскрытию нефтепровода «Сургут-Полоцк» ковшом экскаватора был поврежден незадействованный отбор давления. В результате инцидента произошел выход нефти в объеме 0,05 м ³ , площадь загрязнения составила 6м ² |

В данной работе рассмотрены несколько систем 2D и 3D нивелирования, выделяются их достоинства и недостатки, а также возможность и степень их применимости при производстве земляных работ, проведен анализ путей решения проблемы механического повреждения трубопровода при проведении земляных работ, дан обзор различных типов существующих датчиков и способов их установки на рабочий орган специальной техники, предложен вариант конструкции для установки датчиков на рабочий орган экскаватора.

Среди существующих средств автоматизации, призванных помочь машинисту экскаватора, можно выделить системы 2D и 3D нивелирования.

Основные функции таких систем: контроль глубины и уклона при разработке котлована; разработка выемки или отсыпка насыпи сложного профиля; задание «мертвой зоны», при достижении которой блокируется гидравлика.

Применение описанных 2D систем для безопасного ведения земляных работ представляется нецелесообразным, так как сложность синхронизации местоположения трубопровода, параметров котлована и местоположения экскаватора не позволяют выполнить поставленную задачу [4].

Применение 3D систем для безопасного ведения земляных работ представляется нецелесообразным ввиду их высокой стоимости (6 млн. руб.), а также необходимости привлечения и предварительного обучения инженерного персонала для разработки цифровой модели [1].

Интересна разработка комплекса для сигнализации приближения ковша к подземным коммуникациям фирмы EZiDiG Италия. Сигнализация осуществляется в режиме реального времени, чувствительный орган прибора крепится на рукояти экскаватора. В базовой комплектации прибор предназначен для поиска сигнальных кабелей и кабелей питания. Но при подключении генератора сигнала, можно контролировать положение других коммуникаций, самостоятельно не генерирующих электромагнитный сигнал.

EZiDIG не представлен на российском рынке, и не имеет отечественных аналогов. Это усложняет внедрение данного оборудования, повышает риски, увеличивает затраты на внедрение и обслуживание.

Другим подходом к решению проблемы может быть использование датчиков для обнаружения трубопровода. Перспективным кажется применение электромагнитных датчиков, используемых в трассоискателях и георадарах.

Главным преимуществом магнитных сенсоров является способность магнитного поля проникать через любые немагнитные материалы, при этом сохраняя уровень точности определения расстояния до исследуемого объекта. Это позволяет, независимо от наличия различных немагнитных видов преград между датчиком и объектом, определять расстояние с очень высокой степенью точности и практически мгновенно. Так же другим не маловажным достоинством магнитных сенсоров является то, что они способны работать в сложных климатических условиях, они невосприимчивы к коррозии.

Применение электромагнитных датчиков осложнено близостью массивных металлических частей самого экскаватора, а также их подвижностью. Очевидны сложности с выбором места установки датчиков. Так для корректной работы в окружении неэкранированного вихревого датчика не должно быть металлических объектов. Подобный недостаток может быть устранен экранированием датчика.

Экранированный датчик в свой состав включает следующие элементы: ферритовый сердечник, катушку и металлический кожух вокруг них. Экранирование позволяет датчику фокусировать электромагнитное поле на свою переднюю часть, что дает возможность установки данных датчиков без изменения диапазона измерений в структуры из металла.

Из всего множества существующих видов датчиков, наиболее перспективно для решения поставленной задачи выглядят магниторезистивные датчики магнитного поля, у которых магниторезистор играет роль чувствительного элемента.

Принцип действия данного вида датчиков состоит в эффекте, при котором происходят изменения омического сопротивления материала в зоне, где действует магнитное поле.



Рис. 1 Движение тока в полупроводнике

Физический смысл данного эффекта заключается в том, что при обнаружении полупроводникового элемента, в котором протекает электрический ток в магнитном поле, электроны подвергаются действию сил Лоренца (рис. 1). Данные силы в свою очередь вызывают отклонения в прямолинейном движении носителей электрического заряда, искривляют (удлиняют) его. А удлинение пути полупроводникового элемента между его

выводами аналогично изменению его сопротивления.

В магнитном поле изменение длины «пути следования» электронов обусловлено взаимным положением векторов намагниченности этого поля и поля протекающего тока. При изменении угла между векторами поля и тока пропорционально изменяется и сопротивление [2].

Место установки датчиков, обеспечивающее безопасность трубопроводу находится у коронок ковша (рис. 2). Установить даже небольшие датчики у коронок сложная задача т.к. на эти места приходится максимум давления и износа во время работы экскаватора. Поэтому достаточно простым вариантом может стать крепление датчиков на раме, закрепленной на рукояти, и повторяющей периметр ковша [3].



Рис. 2 Схема расположения элементов экскаватора

Учитывая распространенность использования магнитных датчиков и существование приборов схожих по принципу действия с проектируемым, разработка прототипа требуемого электронного оборудования не связана с большими рисками и затратами.

Литература

1. Букреев И.А. Системы нивелирования 3D в применении к экскаваторам // Дороги и люди. – Москва, 2012. – № 11. – С. 14 – 16.
2. Лисанов М.В. Анализ риска магистральных нефтепроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности // Безопасность труда в промышленности. – Москва, 2010. – № 3. – С. 58 – 66.
3. Сапоненко У.И. Машинист экскаватора одноковшового. – М.: Академия, 2008. – 66 с.
4. Уставич Г.А. Геодезические работы при строительстве и эксплуатации крупных энергетических объектов. – М.: Недра, 1983. – 130 с.

**ОЦЕНКА ДОПУСТИМОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ СВОБОДНОГО ПРОЛЕТА
ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА
НАПРЯЖЕННО – ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ**

В.А. Фисенко

Научный руководитель - доцент В.К. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Действующие нормы, которые бесосновательно ограничивают допустимую протяженность освобожденных по нижней образующей от грунта магистральных трубопроводов, требуют серьезных изменений, так как это сильно затрудняет применение поточного метода при капитальном ремонте газо- и нефтепроводов. Применение данных норм оказывает отрицательный эффект на производство работ и значительно понижает эффективность использования механизированных устройств, которые осуществляют очистку поверхности труб и нанесение нового изоляционного покрытия в разы быстрее, чем при ручном методе [1].

В данной работе произведены расчеты напряженно-деформированного состояния (НДС), освобождаемых от грунта участков газо- и нефтепроводов, с целью определить оптимально допустимое значение длины свободного пролета магистрального трубопровода.

Расчет допустимых продольных напряжений проводился для двух участков газо-нефтепроводов:

1) магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» участок 690–698 км со следующими технологическими параметрами: номинальный диаметр $D_n = 1220$ мм; категория участка – I; внутреннее давление $p = 4,9$ МПа; материал труб – сталь 17Г1С; толщина стенки труб 14 мм.

2) магистральный газопровод «Парабель – Кузбасс» участок 572–714 км со следующими технологическими параметрами: номинальный диаметр $D_n = 1020$ мм; категория участка – I; внутреннее давление $p = 5,4$ МПа; материал труб – сталь 17Г2СФ; толщина стенки труб 10,5 мм [2].

Расчеты допустимого пролета между опорами, проверки на продольную устойчивость и прочность, а также проверка на недопустимые пластические деформации производились согласно формулам, представленными в сводных таблицах (табл.1 – 4).

Таблица 1

Сводная таблица формул, используемых для расчета допустимого пролета между опорами

| | | | | |
|--|---|---|--|-------------------------------|
| $l_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{12 \left(R_2 - \frac{\sigma_{\text{кц}}}{2} \right)}{q_{\text{тп}}}}$ | $q_{\text{тп}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{пр}} + q_{\text{из}}$ | $W = \frac{\pi(D_n^3 - D_{\text{вн}}^3)}{32}$ | $\sigma_{\text{кц}} = \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta}$ | $R_2 = \frac{mR_n^H}{k_2k_n}$ |
|--|---|---|--|-------------------------------|

Здесь $l_{\text{доп}}$ – величина допустимого пролета между опорами, м; $q_{\text{тп}}$ – суммарный вес труб, продукта и изоляции, Н/м; W – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы, м³; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м; $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения, МПа; n – коэффициент надежности по нагрузке давлением; R_2 – расчетное сопротивление материала трубы, МПа; R_n^H – предел текучести, МПа; m – коэффициент условий работы трубопровода; k_n, k_2 – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по ответственности трубопровода [4].

Длина допустимого пролета между опорами принимает значение: для магистрального нефтепровода $l_{\text{доп}} = 30$ м; для магистрального газопровода $l_{\text{доп}} = 45,5$ м.

Для полученных длин свободных пролетов должно выполняться следующее условие на продольную устойчивость:

$$S \leq mN_{\text{кр}},$$

где S – сжимающее продольное усилие в трубопроводе, Н; $N_{\text{кр}}$ – критическая продольная сила, при которой наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, Н.

Таблица 2

Сводная таблица формул, используемых для проверки на продольную устойчивость

| | | | |
|---|--|---|---|
| $S = [(0,5 - \mu)\sigma_{\text{кц}} + \alpha E \Delta t] F$ | $F = \frac{\pi(D_n^2 - D_{\text{вн}}^2)}{4}$ | $N_{\text{кр}} = \frac{\pi^2 E J}{l_2^0}$ | $J = \frac{\pi(D_n^4 - D_{\text{вн}}^4)}{64}$ |
|---|--|---|---|

Здесь α – коэффициент линейного расширения стали; E – модуль Юнга, МПа; Δt – перепад температур, °С; J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м⁴.

Условие на прочность:

$$|\sigma_{\text{пр,Н}}| \leq \psi_3 R_2,$$

где $\sigma_{\text{пр,Н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа; ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

Таблица 3

Сводная таблица формул, используемых для проверки на прочность

| | | |
|--|--|---|
| $\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}}}{0,9k_{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}}}{m R_2^{\text{H}}}$ | $\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} = \frac{pD_{\text{ВН}}}{2\delta}$ | $\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha E \Delta t \mu \frac{npD_{\text{ВН}}}{2\delta}$ |
|--|--|---|

Здесь $\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}}$ – кольцевые напряжения от нормального внутреннего давления, МПа.

Для проверки на недопустимость пластических деформаций необходимо проверить выполнения следующих условий:

$$1) |\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}},$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий.

$$2) |\sigma_{\text{пр.М}}| \leq 0,635R_2(1 + \psi_3) \text{Sin} \frac{(\sigma_{\text{пр.Н}} + \psi_3 R_2)\pi}{(1 + \psi_3)},$$

где $\sigma_{\text{пр.М}}$ – продольные напряжения от изгибающего момента, МПа [3].

Таблица 4

Сводная таблица формул, используемых для проверки на недопустимость пластических деформаций

| | | | | |
|--|---|---|--|---|
| $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \frac{M_{\text{изг}}}{W} + \frac{S}{F}$ | $M_{\text{изг}} = \frac{q_{\text{ТП}} l_{\text{ДОП}}^2}{12} + \frac{Sf}{2}$ | $f = f_3 \frac{1}{1 \pm \frac{S}{N_{\text{КР}}}}$ | $f_3 = \frac{q_{\text{ТП}} l_{\text{ДОП}}^4}{384EJ}$ | $\sigma_{\text{пр.М}} = \frac{M_{\text{изг}}}{W}$ |
|--|---|---|--|---|

Здесь $M_{\text{изг}}$ – максимальный изгибающий момент в пролете, Н·м; f – суммарный прогиб трубопровода между опорами, м; f_3 – прогиб от действия поперечных нагрузок, м.

Как для магистрального газопровода, так и для магистрального нефтепровода все условия на продольную устойчивость, прочность и на недопустимость пластических деформаций выполняются.

Расчет НДС допустимого пролета газо- и нефтепроводов методом конечных элементов проводился в программном комплексе ANSYS.

Все расчеты проводились как для магистрального нефтепровода, так и для магистрального газопровода. Также были произведены расчеты трубопроводов без наличия в них продукта (опорожненные участки) (рис.1 – 4).

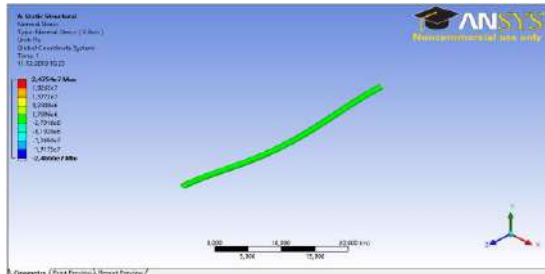


Рис. 1 Газопровод без продукта

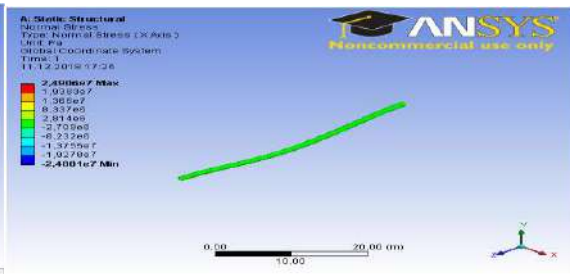


Рис.2 Газопровод с продуктом

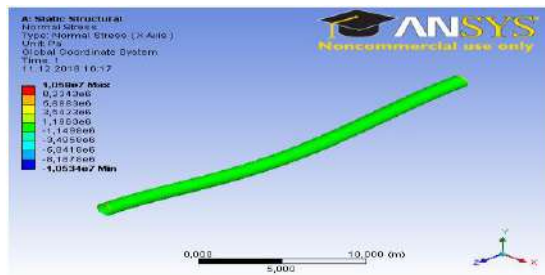


Рис. 3 Нефтепровод без продукта

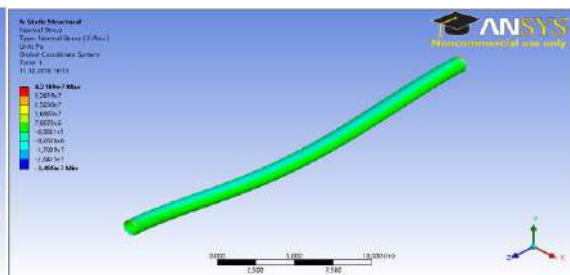


Рис. 4 Нефтепровод с продуктом

В результате проведенного исследования напряженно-деформированного состояния для двух примеров газопровода и нефтепровода было обнаружено, что при заданных пролетах нефте- и газопровода (30 м и 41,5 м) условие упругого изгиба выполняется и величина максимального напряжения много меньше максимально допустимых значений для материалов труб: для газопровода с транспортируемым продуктом – 24,9 МПа при этом предел прочности стали 17Г2СФ – 363 МПа (исследование показали, что результаты газопровода с продуктом и без него отличаются незначительно, вследствие низкого значения плотности газа); для нефтепровода с транспортируемым продуктом – 42,1 МПа при этом предел прочности стали 17Г1С – 355 МПа.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Так как результаты расчетов показывают, что максимальное напряжение менее чем 75 % от предела прочности стали, следовательно, разрушения исследуемых объектов не произойдет.

Литература

1. ВСН 51-1-97. Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов. – М., 1997. – 94 с.
2. ГОСТ Р 53383-2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. Дата введения 2010-03-01. Введен 03.01.2010 г. – М.: Стандартиформ, 2009. – 18 с.
3. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов. Дата введения: 01.01.2013. Дата актуализации: 01.01.2019. – М.: Минрегион России, 2012. – 28 с.
4. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Дата введения: 01.07.2013. Дата актуализации 01.01.2019. – М., 2012. – 96 с.

ПОДСЕКЦИЯ 1

МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА ТЕПЛА, МАССЫ И ИМПУЛЬСА В ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

С.Н. Харламов¹, М. Kireitseu²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
²Делфтский технический университет, г. Дельфт, Нидерланды

Цель работы: дать анализ проблем, достижений в вопросах комплексного изучения тепло-, гидро- и газодинамических явлений, диффузионных процессов в узлах, аппаратах, использующихся в химико-технологической и нефтегазовой отраслях промышленности; представить пути инновационного решения задач, обеспечивающих устойчивое управление и контроль процессов переноса в энергонапряженных областях оборудования; выполнить сравнительный анализ опыта моделирования явлений в гомогенных и гетерогенных углеводородных средах [в России (сибирской школой инженеров-механиков), за рубежом].

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является важнейшей отраслью промышленности, обеспечивающей энергетическую безопасность и экономическую самостоятельность любой промышленно развитой страны. Вместе с тем, этот комплекс одновременно служит источником загрязнения окружающей среды. Поэтому вопросы повышения безопасности, эффективности, экологичности объектов ТЭК, систем их управления, выяснения условий повышения функционирования деталей и узлов, обеспечивающих транспорт сложных сред, являются ключевыми для рационального и экономического развития предприятий, снижения доли их вредного воздействия на окружающую среду. Хорошо известно, что газо- и трубопроводы высокого давления, устройства интенсификации тепло- и массообменных процессов в нефтяной и химической промышленности работают в условиях высоких энергозатрат, в том числе на транспорт природного сырья, в режимах устойчивых и переходных ламинарно-турбулентных эффектов, действия внешних сил, усиления и замедления смещения химически реагирующих компонент и фаз. Они чрезвычайно чувствительны к изменениям локальной структуры рабочей среды и требуют подробного анализа гидрогазодинамики и теплообмена, их закономерностей при взаимодействии со стенками замкнутых и открытых систем. В связи с этим проблемы численного и физико-математического моделирования, экспериментального изучения гидро- и газодинамики, тепло- и массообмена в инертных и химически реагирующих гомогенных и гетерогенных смесях весьма актуальны [1-3]. В последние годы за рубежом и в России резко активизировалась работа специалистов-механиков по следующим проблемам поиска решений в задачах:

- гидрогазодинамики и теплообмена, их закономерностей при перераспределении энергии течения смесей вязких сред в условиях слияния и/или разделения потоков в сложных трубопроводах (*Альгинов Р.А., Харламов С.Н., 2010-2013*); - процессов транспорта тяжелых углеводородных смесей (высоковязких масел, нефтей, водонефтяных эмульсий) и механизмов их разделения в трубопроводах, а также выработке предложения по значительной экономии насосной мощности при использовании воды, содержащейся в этой смеси в качестве смазки, в условиях раздельной периферийной подачи (*Brauner N.C., Chakrabarti D.P., Lovick J., Kireitseu M., Зайковский В.В., Харламов С.Н., 2001-2018*); - выяснение эффектов, сопровождающих процессы переноса импульса, тепла и массы при течении гомогенных и гетерогенных смесей в трубопроводах со сложной конфигурацией рабочей области (коротких и протяженных участков трубопроводов с секциями, например, сужения сечения в области поперечных сварных швов, при использовании втулок защиты сварного шва изнутри, а также в местах поворота и ветвления трубопроводов) на основе современных статистических моделей турбулентности второго порядка с дифференциальными уравнениями для однородных и смешанных моментов пульсаций поля скорости и скаляра (температуры, концентрации) (*Пахомов М.А., С. Снезиев, К. Ханьялич, С.Н. Харламов, 2001-2018*); - определения перспектив, достоинств и недостатков ряда статистических моделей турбулентности, которые используются в нефтегазовом комплексе при предсказании производственных процессов, связанных с течениями капельных и газообразных вязких сред при наличии регулярного характера ветвлений в трубопроводной сети (*С. Снезиев, К. Ханьялич, Kireitseu M., 2001-2018*).

В этой части особый интерес вызывают исследования технологических трубопроводов с применением средств бесконтактной регистрации параметров течения на базе лазерного доплеровского анемометра (*М. Kireitseu, D. Troolin, 2001-2018*), которые характеризуются высокой степенью разветвленности и наличием большого числа поворотов при сложных условиях прокладки по техническим площадкам; - выдаче рекомендаций по безаварийному управлению сложными течениями, прогнозу оптимальных режимов функционирования трубопроводов, точному контролю динамических и тепловых процессов в энергонапряженных зонах, секциях и узлах трубопровода [исследовательские центры при университетах США (Миннеаполис), Франции (Марсель), Германии (Дармштад), Англии (Манчестер, Краффилд, Бат)]. Стоит заметить, что опыт сибирских ученых (СО РАН, ТПУ, ТГУ, СибГТУ) весьма значителен в анализе малоизученных эффектов: прямого и обратного ламинарно-турбулентного перехода под действием стабилизирующих факторов: ускорения и торможения, вращения секций и элементов трубопроводного

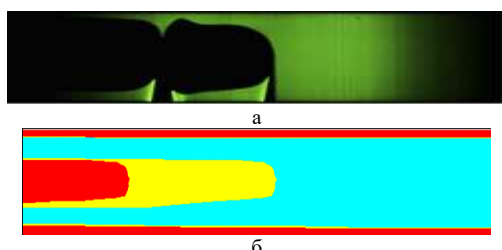
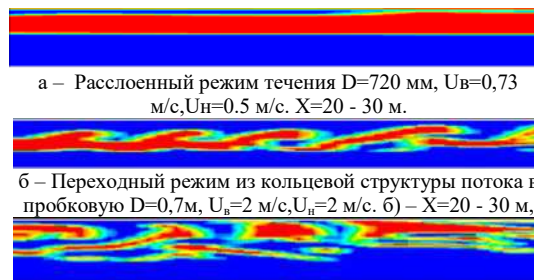


Рис.2 Пробковый режим течения. $D=5,6$ мм. $U_{mix}=0,8$ м/с, $C_w=0,7$ а)-эксперимент, б)- визуализация результатов моделирования



а – Расслоенный режим течения $D=720$ мм, $U_w=0,73$ м/с, $U_n=0,5$ м/с. $X=20 - 30$ м.
б – Переходный режим из кольцевой структуры потока в пробковую $D=0,7$ м, $U_w=2$ м/с, $U_n=2$ м/с. в) – $X=20 - 30$ м,
в – Переходный режим течения из кольцевой структуры потока в пробковую $D=0,7$ м, $U_w=2$ м/с, $U_n=2$ м/с. в) – $X=30-40$ м.
Рис.3. Картины течения двухфазного потока «нефть-вода»

Литература

1. Kharlamov S.N. Actual Problems of Hydrodynamics at Internal not Isothermal Flows in Fields of Mass Forces (p.183-232) / Chapter in monograph - Hydrodynamics: theory and model" Intech-Open, Rijeka, Croatia, 2012. – 307p.
2. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamic Processes in Pipelines (monograph). Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 263p.
3. Kharlamov S.N., Kim V.Yu. Spatial Vortical Flows in Fields of Action of Centrifugal Mass Forces (monograph). Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. –112p.

ЭВОЛЮЦИЯ ПРОЦЕССОВ ГЕТЕРОГЕННЫХ ВЫБРОСОВ РАБОЧИХ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ АППАРАТОВ И УСТРОЙСТВ В АТМОСФЕРУ ЗЕМЛИ

Е.П. Васильев, М.О. Ткач

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы: формулировка проблем и деталей математического моделирования процессов гетерогенных выбросов продуктов промышленности в атмосферу. Вот уже два десятилетия проблема движения выбросов в атмосфере Земли весьма актуальна для множества исследователей. Причиной этого стали несколько факторов: экологическая обстановка в регионах с развитой нефтеперерабатывающей, химической и металлургической индустрией, а также в мегаполисах.

В ходе данной работы поставлена цель: рассмотреть модели гидродинамики, переноса, фотохимии и химических процессов гетерогенных выбросов промышленных рабочих систем, а также представить численные решения для моделирования гетерогенных выбросов в приземном слое атмосферы Земли.

Эта проблема глобальна и актуальна для стран с развитой промышленностью, так как развитая промышленность значительно влияет на глобальный климат Земли. Сложность поставленной перед людьми задачи обусловлена трудностью предсказания поведения атмосферы Земли, многокомпонентностью и многофазностью выбросов антропогенного характера. Также добавляет сложность реакция газов атмосферного воздуха с антропогенными выбросами. В результате развития информационных технологий сейчас наиболее рациональным и доступным способом моделирования стало численное моделирование динамики системы антропогенных выбросов. [1-3]

Обычно атмосфера Земли воспринимается как динамическая система. Различного рода физико-химические реакции, все время, происходят внутри атмосферы Земли. В зависимости от определенной характеристики определенного района интенсивность этих физико-химических процессов будет меняться. Внутри всего объема атмосферы Земли происходят реакции в газовой фазе, с различной интенсивностью, а на поверхности взвешенных твердых и жидких частиц внутри стратосферы и тропосферы происходят гетерогенные процессы.

Особый интерес вызывает исследование тяжелых выбросов, в связи с тем, что они несут наибольшую опасность для экологии и имеют сложную динамику. В числе тяжелых выбросов можно найти горючие газы и ядовитые соединения. Вредные вещества попадают в атмосферу Земли за счет антропогенных аэрозолей. Поэтому можно сказать, что антропогенные аэрозоли существенно способствуют выпадению кислотных дождей, появлению смога и так далее. Но антропогенные аэрозоли имеют положительную сторону – они могут эффективно выводить антропогенные загрязнения из атмосферы Земли. Размер частиц значительно влияет на химический состав частиц, что приводит к зависимости физики аэрозолей и химии атмосферы Земли от размера частиц. На данный момент наиболее приоритетно исследовать пространственно-временную изменчивость частиц в атмосфере Земли, учитывая их физические и химические свойства.

Из-за того, что Земная поверхность неоднородна и процессы переноса, которые здесь рассматриваются в горизонтальных плоскостях протекающие внутри атмосферы турбулентные, применяются гидротермодинамические модели для решения задач динамики аэрозолей и газовых примесей. [3,4]

Воспользуемся моделями для тензора напряжений Рейнольдса для нахождения коэффициентов турбулентного обмена в горизонтальных плоскостях, а для вертикального ($k - \epsilon$) – моделью. Структуру приземного слоя опишем на основе теории Мониана-Обухова [3], а также на основе эмпирических функций

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Бусингера [7]. Температуру у поверхности Земли определим, применяя уравнение баланса тепла, а также уравнение распределения влаги и тепла.

Ниже представлено уравнение, описывающее состояние концентрации для газовых примесей, являющихся многокомпонентными (детали см. в [3, 4]):

$$\frac{\partial c_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial c_i}{\partial x_j} = F_i^{gas} - P_i^{nucl} - P_i^{cond} + P_i^{phot} + \frac{\partial}{\partial x_j} K_j \frac{\partial c_i}{\partial x_j} \quad (1)$$

$$\frac{\partial j_k}{\partial t} + (u_j - d_{j2} w_g) \frac{\partial j_k}{\partial x_j} = F_k^{aer} + P_k^{nucl} + P_k^{cond} + P_k^{coag} + \frac{\partial}{\partial x_j} K_j \frac{\partial j_k}{\partial x_j} \quad (2)$$

Первоначальные антропогенные выбросы вместе с веществами, которые образуются при солнечном излучении (химически активные атомы, свободные радикалы и тому подобное), составляют целую систему.

Модель химической кинетики задачи включает сорок четыре газовых компонента (типичные циклы S, N и C) и двести четыре химические реакции между ними. И все это учитывает фотохимическая система моделирования [5, 6].

Химические реакции, происходящие внутри жидких и газовых фаз, возможно представить в виде модели, которую предложили А.Н. Ермаков и другие [2]. Она входит в состав многомерной системы, которая моделирует поведение многофазных сред. Данная система дифференциальных нелинейных уравнений описывает перенос жидких и газовых фаз в однородном пространственном процессе [1-4]:

$$\frac{d[C_g^i]}{dt} = w_{gen.g}^i - w_{loss.g}^i - \left([C_g^i] k_i - [C_{aq}^i] \frac{k_i}{K_i k_b \tau} \right) L \quad (3)$$

$$\frac{d[C_{aq}^i]}{dt} = w_{gen.aq}^i - w_{loss.aq}^i + \left([C_g^i] k_i - [C_{aq}^i] \frac{k_i}{K_i k_b \tau} \right) \frac{1}{N_A} \quad (4)$$

Воспользовавшись методом расщепления [1-4] по процессам физического характера можно выстроить алгоритм, который используется для решения уравнений (1) и (2) дискретного типа.

Алгоритм решения. Задача по переносу примесей из газов и аэрозолей будет решаться на первом этапе. Для ее решения применяется конечно-разностная аппроксимация второго порядка точности. Метод расщепления используется на втором этапе для решения уравнения диффузии при турбулентном режиме. Расщепление задачи по нуклеации, по конденсации, по коагуляции и по фотохимии [4] производится на третьем этапе. С применением методов обыкновенных дифференциальных уравнений решаются фотохимические уравнения по трансформации. Четвертый этап – получение численного ответа с помощью метода частиц из системы кинетических уравнений для конденсации [1, 6]. Пятый этап – решение уравнений для коагуляции, которые являются интегро-дифференциальными, затем получившуюся систему дискредитируют и решают с помощью метода Рунге-Кутты четвертого порядка. А в шестом этапе с помощью метода обыкновенных дифференциальных уравнений решается задача химической совместной трансформации внутри жидкой фазы и газовой фазы [8].

Отдельные результаты. Для воспроизведения по пространству и времени изменчивости структуры аэрозолей, а также газовых примесей, в атмосфере Земли, при различных масштабах, необходимо воспользоваться разработанными моделями и провести по ним численные эксперименты. Для анализа эффективности модели принимались данные региона Байкала и Севера. Ниже приведены данные поля скоростей нуклеации и концентрации серной кислоты [4].

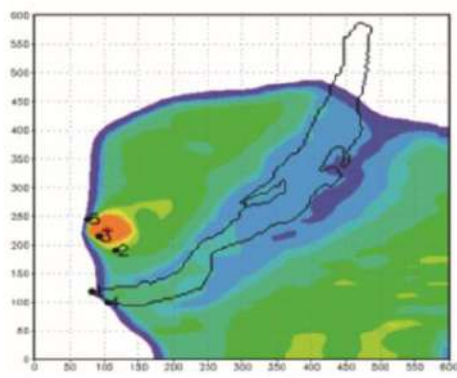


Рис.1 Концентрация в атмосфере серной кислоты в момент 22 часов на высоте 250 метров [4]

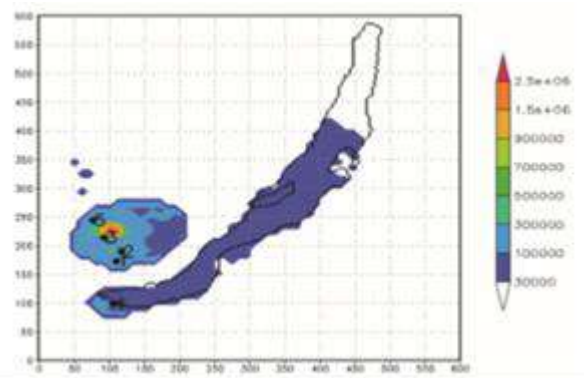


Рис.2 Скорость нуклеации в атмосфере на момент 22 часов на высоте 250 метров [4]

Выводы. В ходе выполнения работы были рассмотрены модели динамики, переноса скаляра, фотохимии и химических процессов гетерогенных выбросов промышленных рабочих систем, а также рассмотрены численные решения и эксперименты для моделирования гетерогенных выбросов в приземном слое атмосферы.

Литература

1. Голубев А.И., Пискунов В.Н., Повышев В.М. Моделирование процессов объемной конденсации // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Теоретическая и практическая физика – 1991. – Вып.2. – С.3 – 9.
2. Ермаков А.Н., Ларин И.К., Угарова А.А., Пурмаль А.П. О катализе ионами железа окисления SO₂ в атмосфере // Кинетика и катализ/. – 2003. – Т.44. – С.524 – 537.

3. Мони́н А.С., Ягло́м А.М. Статистическая гидромеханика. М.: Наука, 1965. – 640 с.
4. Марчук Г.И., Алоян А.Е. Динамика и кинетика газовых примесей и аэрозолей в атмосфере и их значение для биосферы // Изв. РАН: Междисциплинарный научный и прикладной журнал «Биосфера», 2009. – Т.1. №1 – С.49-57.
5. Пененко В.В., Алоян А.Е. Модели и методы для задач охраны окружающей среды. М.: Наука, 1985. – 224 с.
6. Aloyan A.E., Arutyunyan V.O., and Marchuk G.I. Dynamics of mesoscale boundary atmospheric layer and impurity spreading with the photochemical transformation // Russ. J. Num. Anal. Math. Model. – 1995. Vol.10, No.2. – P. 93 – 114.
7. Businger J.A., Wyngard I.C., Izumi Y., and Bradley E.F. Flux-profile relationships in the atmospheric surface layer//J. Atm.Sci. – 1971. – Vol.28. – P.181 – 189.
8. Gery M.W., Whitten G.Z., Killus J.P., and Dodge M.C. A photochemical mechanism for urban and regional scale computer modeling // J. Geophys. Res. – 1989. – Vol. 94. – P. 12,925 – 12,956.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ ПРИ ИМПЛОЗИОННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ

Д.А. Городилов

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель: анализ аппаратов для ударно-депресссионного воздействия на пласт с целью интенсификации добычи нефти и описания его математической модели.

В отечественной и зарубежной практике освоена масса различных технологий воздействия на скважины с целью повышения их нефтеотдачи. Ежегодно на нефтяных и газовых месторождениях проводятся десятки тысяч таких обработок, которые позволяют поддерживать необходимый уровень добычи. Однако успешность этих операций остается недостаточной по ряду объективных и субъективных обстоятельств, что, в свою очередь, приводит к слабому использованию потенциала одних методов и низкой эффективности других, недооценке сложности и трудоемкости процессов, отсутствию необходимых материалов, оборудования и техники [2].

Все вышеперечисленное вызывает поиск менее энергоемких и более универсальных высокотехнологических методов, которые будут воздействовать на призабойную зону скважин. Одним из таких методов, остающихся на данный момент мало оценёнными, является внутрискважинный метод имплозионной обработки призабойной зоны нефтяного пласта, вызывающий интенсификацию отбора добываемого продукта. Основная сущность метода – создание мгновенного гидравлического удара жидкости (заполняющей ствол скважины) на призабойную зону, поровый коллектор, который заполнен скважинным флюидом. Восприняв гидравлически удар, этот флюид получает мгновенный силовой импульс, которые далее передается его скелету порового коллектора. За счет этого в коллекторе возникают трещины. Данный метод воздействия на пласт осуществляется благодаря скважинным аппаратам, называемым гидрогенераторами давления [1].

Гидрогенераторы давления могут создавать не только имплозионное, но и депрессионное влияние на пласт, что, в свою очередь, расширяет их возможности применения и дает им большое преимущество.

Наиболее приемлемым из всех существующих на данный момент устройств имплозионного воздействия является устройство С. И. Севостьянова (Рис. 1), которое нашло широкое промышленное применение для интенсификации добычи нефти. Главными его преимуществами является простота конструкции, его изготовление возможно в условиях любого промысла [3].

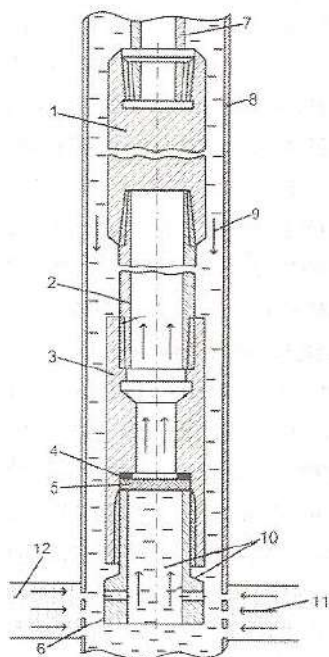


Рис.1 Устройство для обработки скважин методом имплозии [3]:

- 1 – заглушка-переходник; 2 – имплозионная камера; 3 – специальная муфта; 4 – прокладка; 5 – мембрана; 6 – ниппель; 7 – насосно-компрессорные трубы; 8 – эксплуатационная колонна (скважина); 9 – столб продавочной жидкости; 10 – восходящий депрессионный поток; 11 – пластовый флюид; 12 – обрабатываемый пласт.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

В период до 1979 г. по этой технологии проведено: 114 обработок скважин Тимано-Печорского комплекса месторождений. Из них 51 обработка, или 45 % от общего числа операций, оказалась успешной. За счет имплозии с применением устройства Севостьянова получено дополнительно 11,3 тыс. т нефти.

Рассмотрим математическую модель повышения давления в скважине.

Пусть w_2, p_2 - скорость и давление жидкости в камере (выше ударной волны); w_3, p_3 - скорость и давление (ниже ударной волны); w_4, p_4 - скорость и давление в скважине между камерой и двигающейся вниз ударной волной. Ниже последней волны давление равно p_0 , скорость равна $w_0 = 0$.

Для нахождения p_4 составим систему уравнений:

уравнение неразрывности жидкости –

$$w_4 = \alpha w_3 \quad (1)$$

где α – отношение площади сечения камеры к площади сечения скважины;
уравнение Н.Е. Жуковского -

$$\begin{aligned} p_3 - p_2 &= \rho c (w_3 - w_2) \\ p_0 - p_4 &= \rho c (w_4 - w_0) \end{aligned} \quad (2)$$

где c - скорость распространения ударной волны.

Полагая $p_3 = p_4$ (при пренебрежении сопротивлением на конце камеры) и считая, что $p_2 = 0, w_0 = 0$, находим

$$p_4 = \rho c (w_3 - w_2) = \rho c \left(\frac{1}{\alpha} w_4 - w_2 \right)$$

$$p_4 = p_0 - \rho c w_4 \quad (3)$$

отсюда

$$\rho c \left(\frac{1}{\alpha} w_4 - w_2 \right) = p_0 - \rho c w_4$$

$$\frac{(\rho c w_4)}{\alpha} + \rho c w_4 = p_0 + \rho c w_2$$

$$\rho c w_4 \left(\frac{1}{\alpha} + 1 \right) = p_0 + \rho c w_2$$

$$\rho c w_4 \left(\frac{1 + \alpha}{\alpha} \right) = p_0 + \rho c w_2 \quad (4)$$

откуда

$$w_4 = \frac{\alpha}{1 + \alpha} \left(\frac{p_0}{\rho c} + w_2 \right) \quad (5)$$

Подставляя полученное значение w_4 в равенство (6), находим

$$p_4 = p_0 - \frac{\alpha}{1 + \alpha} (p_0 - \rho c w_2) \quad (6)$$

или

$$p_4 - p_0 = \frac{\alpha}{1 + \alpha} (-p_0 + \rho c w_2) \quad (7)$$

Прделанные расчеты скорости рабочего агента при движении в камере и увеличения давления в зоне воздействия на пласт, при разных конструктивных параметрах аппарата и свойствах рабочих жидкостей, показали следующее:

1. При эффекте имплозии в призабойной зоне создается давление (в 2 раза и более), превышающее горное давление. Это обеспечивает лучшие фильтрационные свойства обрабатываемых пластов за счет возникновения новых трещин или расширения естественных.

2. Чем выше плотность рабочего агента и больше диаметр имплозионной камеры генератора, тем большее, при тех же условиях, давление можно создать при таком методе воздействия.

3. При длине генератора 1,5-2,0 м достигается максимальное давление, при увеличении этой длины давление уменьшается, вследствие потерь давления на гидравлическое сопротивление при движении нисходящего потока рабочей жидкости, которые достаточно превосходят создаваемые при этом инерционные давления.

На практике, если мы имеем величину давления раскрытия трещин по месторождению, мы можем подобрать оптимальную длину имплозионной камеры, которая обеспечит необходимый гидравлический удар на призабойную зону пласта [1].

Литература

1. Быков И.Ю., Попов А.А. Гидрогенераторы давления для интенсификации добычи нефти: Учебное пособие. - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. - 246 с.

2. Крупей С. А., Полихат З.С. Обработка призабойных зон скважин методом имплозии // Нефтяное хозяйство. 1995. № 2. с. 41-45
3. А.С. 156127 СССР, МКИЗ E21B43/18 Сосуд для обработки призабойной зоны скважины методом имплозии / С.И. Севостьянов, П.А. Радкевич, И.М. Павленков. № 801759/22-3; Заявлено 09.11.62; Опубл. в 1963 г. Бюл. №15. 2с.: ил.

О ГИДРОДИНАМИКЕ ВЯЗКОГО ПОТОКА В КРИВОЛИНЕЙНОЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ТРУБЕ

В.П. Диденко

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель - в работе проведен анализ по данным эксперимента [3] особенностей математического моделирования пространственно развивающегося турбулентного потока в трубе с изгибом 90°.

В работе проведен анализ по данным эксперимента [3] по математическому моделированию пространственно развивающегося турбулентного потока в трубе с изгибом 90°.

Введение. Хорошо известно, что почти все реальные течения высоковязких сред в промышленных энергетических устройствах турбулентные. Они часто сопровождаются сложными переходными процессами, вызванными изменениями внутренней поверхности стенки и молекулярной структуры потока, интенсивными пульсациями теплогидродинамических параметров, перемешиванием и химической активностью компонент смеси в отдельных рабочих участках трубопроводных систем произвольного поперечного сечения.

Турбулентное течение в изгибах трубы под углом 90° встречается во многих инженерных областях и вызывает значительный интерес в последние годы. В последние годы многие экспериментальные исследования [2] были посвящены колебаниям потока, связанным с термической и механической усталостью в промышленных трубопроводных системах, а численные исследования ориентированы на более фундаментальные вопросы, касающиеся колебаний вторичного потока при изгибе трубы.

Будем рассматривать течение в рамках прямого численного моделирования на базе уравнений подобия в трубах, [3]:

$$\frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{1}{Re_D} \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j \partial x_j} \quad (2)$$

Некоторые результаты представлены на рис. 1 и 2 (сведения взяты из [3]). Для изучения эффектов течения и его развития вводится дополнительная координата: S определяется как расстояние в направлении потока после выхода из изгиба. Начало координат находится на выходе потока из изгиба (S/D = 0), как показано на рис. 1. Условие прилипания было применено к стенке трубы, а условие истечения при нулевом напряжении - на выходе. [3]

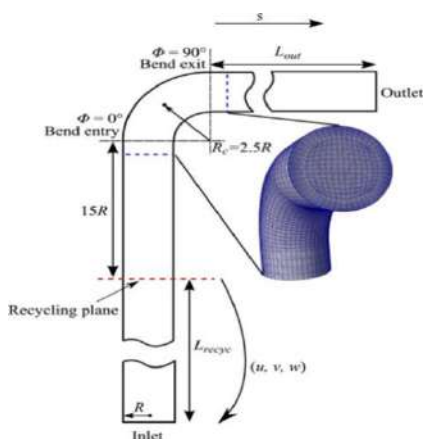


Рис.1 Схема области вычислений [3]

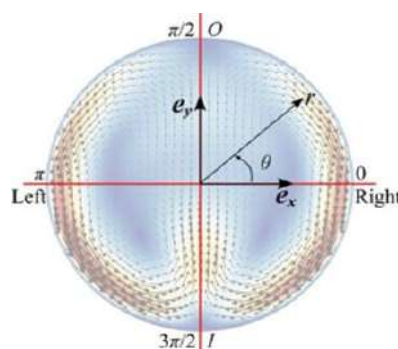


Рис.2 Усредненная по времени величина движения потока в плоскости скорости ($\sqrt{u_x^2 + u_y^2}$) и векторы скорости на 1D ниже изгиба трубы (S/D=1) [3]

Анализ данных [3] показывает, что усредненное по времени движение потока на расстоянии 1D после выхода из изгиба трубы (рис. 1) имеет пару встречно вращающихся вихрей. Эти вихри симметричны относительно оси симметрии. Вихревые потоки по очереди доминируют в поле мгновенного потока. Также, в [3] было исследовано нестационарное движение потока после прохождения изгиба трубы.

Установлено, что в усредненном по времени поле потока (рис. 2) имеются точки застоя движений потока в плоскости. Из-за колебаний вихрей точки застоя также меняются. На рис. 3 и 4 показаны изменения во

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

времени азимутальной скорости в первой точке сетки и на расстоянии 0,05R от стенки трубы соответственно. Граница между движениями по часовой стрелке (красный) и против часовой стрелки (синий) указывает на азимутальное положение точки застоя.

Анализ библиографических данных [1-3], показывает, что при определении положения внешней точки застоя неточно работает LES подход.

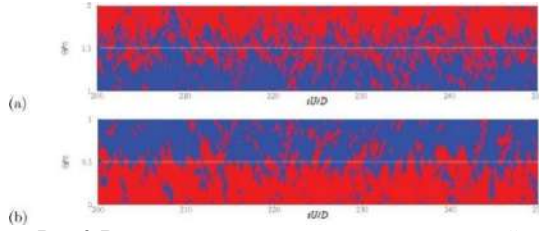


Рис.3 Временная зависимость азимутальной скорости в первой точке от стенки трубы: (a) $1 \leq \theta/\pi \leq 2$ и (b) $0 \leq \theta/\pi \leq 1$ [3]

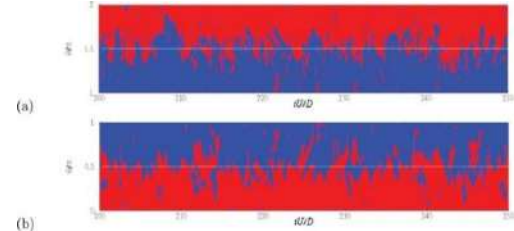


Рис.4 Временная зависимость азимутальной скорости на расстоянии 0,05 R от стенки трубы: (a) $1 \leq \theta/\pi \leq 2$ и (b) $0 \leq \theta/\pi \leq 1$ [3]

В [3] также было выявлено, что для разных компонентов скорости сильные флуктуации появляются в разных местах. Для продольной компоненты скорости, ясно видны флуктуации с большой амплитудой в пределах $\{0 < y/R < 0,5\}$. Это может быть связано с выпадением слоя сильного сдвига при $\{0 < y/R < 0,5\}$. Аналогично, сильное колебание вокруг $r/R = -0,5$ для вертикальных колебаний скорости связано со слоем сдвига в $\{-0,7 < y/P < -0,4\}$. Доминирующая частота в этой зоне составляет около $St = 0,2-0,3$, и эта частота может быть отнесена к неустойчивости слоя сдвига. Для горизонтальных колебаний скорости более сильные колебания расположены в $\{-1 < y/R < -0,5\}$. Это связано с альтернативными движениями вихрей вокруг плоскости симметрии, что было рассмотрено в работе [1].

Чтобы исследовать колебания потока на выходе из изгиба, сила давления, действующая на стенку трубы, рассчитывается вдоль направления потока, [3]:

$$G(s) = R \int_0^{2\pi} p(s, \theta) n d\theta, \quad (3)$$

где n - вектор нормали к стенке трубы. В этом исследовании горизонтальная составляющая силы давления на стенку трубы контролируется:

$$F = G \cdot e_x \quad (4)$$

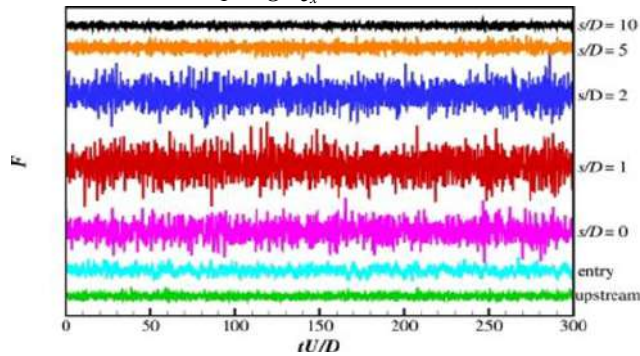


Рис.5 Горизонтальная составляющая силы давления на стенку при разных поперечных сечениях трубы: зеленая, зона перед изгибом; циановый - вход в изгиб; пурпурный, $S/D = 0$ (выход из поворота); красный, $S/D=1$; синий, $S/D=2$; оранжевый, $S/D=5$; и черный, $S/D = 10$ [3]

Наблюдаются небольшие колебания силы давления в прямом участке трубы выше по изгибу. Анализируя литературу [1,2,3] становится ясно, что эти небольшие колебания усиливаются изгибом. На выходе изгиба ($S / D = 0$), колебания силы уже намного больше, чем значения при прямой трубе. Они становятся еще сильнее после изгиба, прежде чем они уменьшаются на большом расстоянии от выхода из изгиба ($S/D = 5$). Наблюдается, что колебание силы давления достигает своего максимального значения при $S/D = 1$.

Выводы. Анализируя результаты [3], а также библиографические данные [1,2] можно сказать, что использующиеся в настоящее время математические модели для анализа движения потока в криволинейных трубах не позволяют успешно смоделировать поток. Так, точки застоя трудно определить, а их положение зависит от места измерения; до сих пор остается неясным происхождение эффекта вторичного движения. По данным работы [3] так же можно сказать, что максимальное значение колебания силы давления (на участке после выхода потока из изгиба) приходится на область, находящуюся на расстоянии 1D после изгиба.

Литература

1. Hufnagel L., Canton J., Örlü R., Marin O., E. Merzari, Schlatter P. The three-dimensional structure of swirl switching in bent pipe flow. *J. Fluid Mech.*, 835, 2018, Pages 86-101
2. Röhri R., Jakirlić S., Tropea C. Comparative computational study of turbulent flow in a 90° pipe elbow. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 55, October 2015, Pages 120-131
3. Zhixin Wang., Ramis Örlü, Philipp Schlatter, Yongmann M.Chun, Direct numerical simulation of a turbulent 90° bend pipe flow. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 73, October 2018, Pages 199-208

ПРИМЕНЕНИЕ СПЛАЙН ИНТЕРПОЛИРОВАНИЯ В ВОПРОСАХ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ И ПРОЧНОСТНЫХ РАСЧЁТОВ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ

Д. В. Ефимов

Научный руководитель - доцент О. В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение сплайн-интерполяции при построении модели позволяет увеличить точность расчётов по естественным причинам. Анализ конструкций с использованием МКЭ является в настоящее время основным инструментом для прочностных и других видов расчетов конструкций. Целью работы является получение 3D - модели исследуемого участка с дефектами внутренней части, а также анализ, полученных в ходе моделирования данных. На основании полученной информации можно сделать вывод о том, допустима ли дальнейшая эксплуатация этого участка или его следует заменить.

Существует множество исследований НДС прямолинейных участков трубопровода, однако они не затрагивают истинную геометрию модели и не учитывают грунт при расчёте. Надежность нефтепровода зависит от множества различных факторов, негативно влияющих как на их состояние в целом, так и на отдельные участки. Обычно, это большие значения напряжений по Мизесу в районах коррозионных повреждений. В процессе длительной эксплуатации магистральных трубопроводов их внутренняя поверхность подвержена образованию дефектов, которые приводят к утонению стенок. Регулярный контроль напряжённо деформированного состояния трубопровода является неотъемлемой частью его долгой и безопасной эксплуатации. Появление дефектов приводит к ухудшению характеристик конструкции и увеличивает риск аварии [1]. Одним из способов контроля напряжённо-деформированного состояния трубопровода является расчёт напряжений при помощи МКЭ. Основной проблемой данного метода является отсутствие стандартов. Это, в свою очередь, ведёт тому, что компании, занимающиеся обслуживанием линейной части трубопровода вынуждены выбирать способы расчёта и нести ответственность за его эффективность. В настоящей работе в отличие от общепринятого подхода предлагается выполнить анализ напряжений на построенной модели в среде inventor.

Таблица 1

Общие характеристики и параметры исследуемого участка трубопровода

| Диаметр трубопровода (наружный), мм | Толщина стенки трубы, мм | Проблемный участок (отметка), м | Трубопровод изготовлен из стали | Рабочее давление, МПа |
|-------------------------------------|--------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------------------|
| 1240 | 10 | 159 | 17Г2С | 4 |

Модель представляет собой сдвиг по траектории, являющейся профилем в масштабе 1:1 (рис. 1). Перенос профиля в траекторию напрямую невозможен из-за отсутствия возможности экспорта значений высот. Поэтому, средствами векторной графики профиль был оттрассирован и переведён в нужный масштаб. При съёме высот в среде Inventor было применено сплайн-интерполирование, результатом которого стала непрерывная траектория трубопровода. Далее, были построены грунт и трубопровод. Благодаря данным, полученным в ходе внутритрубной диагностики, нанесены дефекты линейной части, с учётом их размеров и расположения.

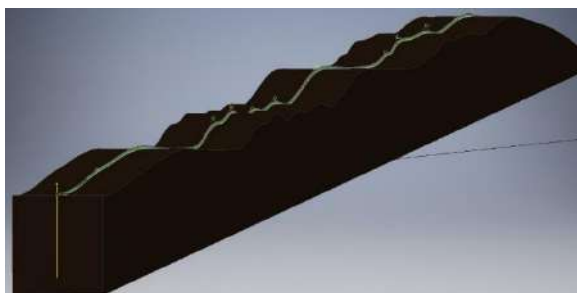


Рис.1 Общий вид модели

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Чаще всего, они представляют собой потерю металла, которая в модели представлена в виде локального утонения стенки с внутренней части. В качестве исходных данных напряженно-деформированного состояния трубопровода в работе было использовано типичное проектное решение, основанное на технических требованиях СНиП 2.05.06-85. При выполнении моделирования соблюдалось максимальное количество реальных условий для получения достоверной картины. В то же время ни процесс построения, ни процесс моделирования не являются чрезмерно кропотливыми и долгими, что в некоторых ситуациях может быть актуально в текущей ситуации.

Итогом работы стал анализ данных, полученных в результате моделирования. Наиболее важные из них: максимальное и минимальное смещения, максимальное и минимальное напряжение по Мизесу. Все значения представлены в таблице 2.

Таблица 2

Общие характеристики и параметры исследуемого участка трубопровода

| Имя | Минимальная | Максимальная |
|--------------------------|-----------------------------|--------------|
| Объем | 2,70028E+13 мм ³ | |
| Масса | 25739300 кг | |
| Напряжение по Мизесу | 0,00284122 МПа | 355,102 МПа |
| 1-ое основное напряжение | -20,9504 МПа | 272,363 МПа |
| 3-е основное напряжение | -216,48 МПа | 89,9848 МПа |
| Смещение | 0 мм | 0,734551 мм |
| Коэфф. запаса прочности | 0,776678 бр | 15 бр |

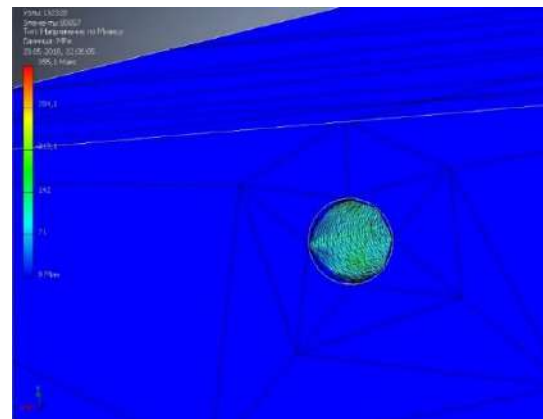
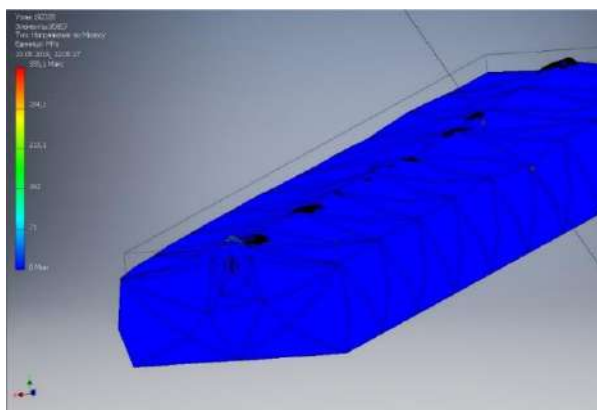


Рис.2 Совместный расчёт трубы и грунта

Трубопровод выдерживает данную нагрузку с коэффициентом прочности 1.6. Несмотря на это, необходим постоянный мониторинг его состояния, а в последующем, замена.

Результаты, полученные таким методом, позволяют сделать вывод о запасе прочности конструкции, работающей под нагрузкой. Простота, низкая требовательность к исходным данным и высокая точность метода МКЭ делают его универсальным средством для расчётов любых сооружений и механизмов.

Литература

1. Рудаченко А.В., Саруев А.Л. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов.- Издательство ТПУ, 2011. - 136 с.
2. СНиП 2.05.06-85* – «Магистральные трубопроводы».
3. Центральный металлический портал РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://metallcheckiy-portal.ru/marki_metallov/stk/17G2S - сталь марки 17Г2С (Дата обращения: 17.07.2016).
4. Яваров А.В. Геометрически нелинейная стержневая модель в задачах расчета подземных трубопроводов - Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, на правах рукописи. Санкт-Петербург – 2013.
5. Эндель Н.И. Структурные факторы коррозионной стойкости сталей для нефтепромысловых трубопроводов: диссертация кандидата технических наук: 05.16.01 – Москва 2011 – 20 с.
6. Ефимов Д. В. Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик. Бакалаврская работа. 18.06.18 – Томск – 68 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЯЮЩЕЙСЯ ЧАСТОТЫ ПОДВОДИМОГО ТОКА И НАЛИЧИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩЕГО СЛОЯ

М.Ц. Жалсанов, Е.И. Кухаренко

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Известно, что около 80 % добычи нефти в России осуществляется с помощью погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) [1]. Данное оборудование играет огромную роль в нефтяной отрасли. Поэтому задачи исследование этого оборудования, моделирование процессов, связанных с его работой, являются актуальными на сегодняшний день. В данной работе объектом исследования является составной элемент УЭЦН – погружной электродвигатель.

Цель работы - моделирование температурного поля электродвигателя, а также поведения этого поля при изменении частоты подводимого тока и образовании на поверхности двигателя загрязняющего слоя.

Режим работы установки контролируется и изменяется с помощью станции управления (СУ). На СУ можно регулировать частоту переменного тока, подводимого к ПЭД с поверхности. Мощность двигателя линейно зависит от частоты [2]:

$$N = N_{50} \cdot \frac{F}{50} \quad (Bm) \quad (1)$$

где: N – расчетная мощность; N_{50} – мощность при 50 Гц, F – частота Гц.

Изменение частоты для отечественных двигателей возможно в диапазоне 40 – 60 Гц [2]. Очевидно, что при изменении мощности будет изменяться количество теплоты, выделяемое двигателем. В связи с изменением выделяющегося количества теплоты будет изменяться температурное поле ПЭД.

В процессе эксплуатации ПЭД на его поверхности будет происходить осаждение смол, парафинов и др. Эти элементы будут образовывать на поверхности двигателя загрязняющий слой. Наличие загрязняющего слоя также будет приводить к дополнительному термическому сопротивлению, что в свою очередь, приведет к нагреву двигателя.

Моделирование. Итак, для моделирования температурного поля ПЭД необходимо строить математическую модель на основе которой будет решаться задача. И задать конкретные численные параметры двигателя и среды, в которой он эксплуатируется. Для начала необходимо определить теоретические, физические предпосылки для решения. Для моделирования температурного поля необходимо допустить упрощения.

Предполагается, что погружной электродвигатель является однородным сплошным стальным цилиндром. Все процессы не зависят от времени – стационарны. Жидкость, омывающая двигатель, – нефть.

Тогда задача решается на основе уравнения Пуассона [1-3]:

$$\nabla^2 t + \frac{q_v}{\lambda} = 0 \quad (2)$$

Где: q_v - объемная плотность внутренних источников теплоты, Вт/м³; λ - коэффициент теплопроводности материала цилиндра, Вт/(м*К).

Далее, необходимо сформулировать уравнение (2) для цилиндрической системы координат, произвести интегрирование. Константы интегрирования найдутся из граничных условий третьего рода [3]:

$$\begin{cases} r = 0; \left(\frac{dt}{dr}\right)_{r=0} = 0 \\ r = r_0; \left(\frac{dt}{dr}\right)_{r=r_0} = -\frac{\alpha}{\lambda}(t_c - t_{жк}) \end{cases} \quad (3)$$

Где: α - коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²*К); t_c - температура поверхности цилиндра (стенке); $t_{жк}$ - средняя температура жидкости; r_0 - радиус цилиндра;

После проведения всех преобразований получаем [3]:

$$t = t_{жк} + \frac{q_v r_0}{2\alpha} + \frac{q_v}{4\lambda} (r_0^2 - r^2) \quad (4)$$

С помощью (4) возможно рассчитать температурное поле двигателя при отсутствии загрязняющего слоя, в случае наличия такого слоя (толщиной δ) необходимо учесть дополнительное термическое сопротивление:

$$t = t_{жк} + \frac{Q}{2\pi l(r_0 + \delta)\alpha} + \frac{Q}{2\pi\lambda l} \ln \frac{r_0 + \delta}{r_0} + \frac{Q}{4\pi r_0^2 \lambda} (r_0^2 - r^2) \quad (5)$$

Где: L –длина цилиндра.

Далее, необходимо задать условия среды, параметры скважины, среды и параметры самого двигателя.

Для придания большего практического веса данной работе были взяты параметры скважины и среды близкие к реальным, после чего к данным условиям был подобран ПЭД с помощью методики П.Д. Ляпкина [4]. Часть необходимых параметров была взята из справочников [4,5,6]. Все параметры сведены в таблицу (Рис. 1):

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Таблица 1

Данные для расчета

| Вт/(м*К) | Вт/(м*К) | Вт/(м*К) | Вт/(м*К) | l, м | N, Вт | КПД | G, м3/с |
|---------------------------------------|---------------------------|-------------|----------------------|-----------|---------------------------------|-------------------|---------------------|
| $\lambda_{\text{параф}}$ | $\lambda_{\text{битум}}$ | λ_1 | λ | | | | |
| 0,267 | 0,47 | 0,3685 | 52 | 3,64 | 28000 | 0,845 | 0,001157407 |
| $\rho_{\text{ж}}$, кг/м ³ | ν , м ² /с | μ Па*с | $R_{\text{обс}}$, м | r_0 , м | α , Вт/м ² *К | C_p , Дж/(кг*К) | $t_{\text{ж1}}$, К |
| 880 | $2,3 \cdot 10^{-6}$ | 0,002024 | 0,08485 | 0,0585 | 210 | 2100 | 70 |

Где: $\lambda_{\text{параф}}$ - коэффициент теплопроводности парафина, $\lambda_{\text{битум}}$ – коэффициент теплопроводности битума, λ_1 – коэффициент теплопроводности загрязняющего слоя, λ – коэффициент теплопроводности ПЭД (сталь), l - длина, N – мощность, G – объемный расход жидкости, $\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости (чистая нефть), ν – кинематическая вязкость жидкости, μ – динамическая вязкость жидкости, $R_{\text{обс}}$ - радиус проходного канала обсадной колонны, r_0 - радиус ПЭД, α - коэффициент теплоотдачи, C_p - удельная теплоемкость нефти, $t_{\text{ж1}}$ - температура жидкости под двигателем.

По приведенным данным с помощью формул 4, 5 был произведен расчет температурного поля. Расчет производился для различных значений частот (40, 45, 50, 55, 60 Гц) и различных значений толщины слоя (1-3 мм). В ходе расчета получен ряд графиков:

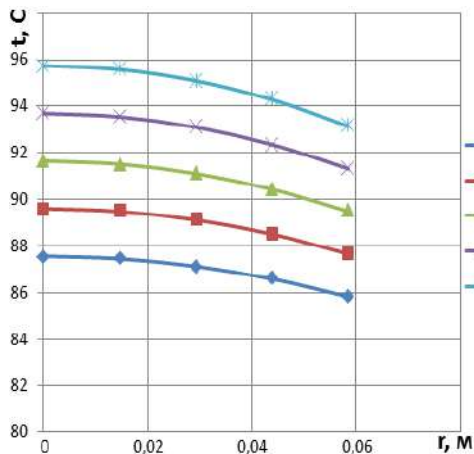


Рис.1 График зависимости температуры двигателя от радиуса при разных частотах

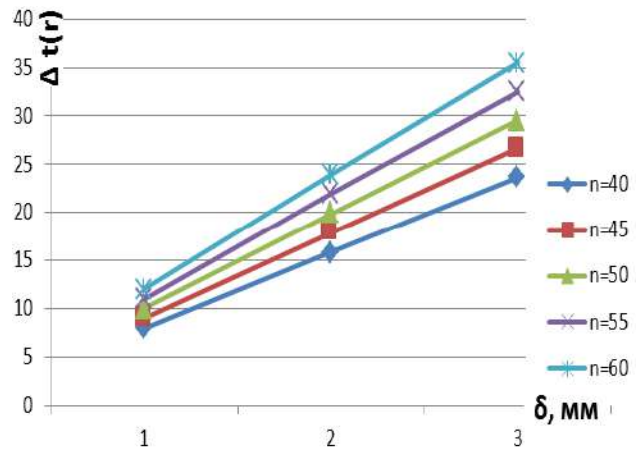


Рис.2 Зависимости увеличения температуры в произвольной точке r внутри двигателя от толщины загрязняющего слоя при разных частотах

Выводы. По данным рисунка 2 можно заключить, что температура внутри ПЭД увеличивается с повышением частоты (примерно на 2 градуса каждые 5 Гц). Так же при увеличении частоты возрастает значение перегрева между осью двигателя и его стенкой. Из рисунка 3, видно, что при работе на одной и той же частоте в случае оседания 1 мм загрязнителя температура поднимается довольно сильно (около 8 градусов). При увеличении частоты, прирост температуры возрастает, скорость прироста также увеличивается.

В заключении отметим, что поставленная цель в работе была достигнута. Расчет выполнен со значительными допущениями. Однако может быть использован в качестве оценочного. В целом, зависимости, полученные в работе, не противоречат данным с производства.

Литература

1. 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. ISBN 5-7246-0234-2.
2. Потапов А.В. Инструкция по запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН. – Томск: 2010.
3. Теплопередача. Учебник для вузов. / Исаченко В.П, Осипова В.А, Сукомел А.С., – 3 изд. – М.: Энергия, 1975.
4. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине / П.Д. Ляпков Н.Н. – М.: МИНГ.
5. Купцов С.М. Температурное поле погружного электродвигателя скважинных насосных установок // Территория нефтегаз. - 2010. - №4. – С. 36 - 38.
6. Справочные материалы для решения задач по курсу "Тепломассообмен", Бухмиров В.В., Ракутина Д.В., Солнышкова Ю.С. и др. – Иваново: ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2009. (парафин, сталь)

МАССОПЕРЕНОС МЕТАНА В АТМОСФЕРЕ ПРИ ВЫБРОСЕ ИЗ ЗОНЫ ПОВЫШЕННОГО ДАВЛЕНИЯ

А.С. Зварыгин, Д.Н. Гончиков

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные задачи классической термодинамики подразумевают использование законов диффузионного распространения вещества в среде. Основные механизмы распространения вещества в атмосфере при выбросе под давлением заслуживают особого внимания в нефтегазовой отрасли как способы повышения пожаро- и взрывобезопасности производственных помещений. В случае ламинарного режима изменения концентрации вещества происходит постепенное синхронное движение равных объемов (изоконцентраций). Данное явление справедливо для макроскопического уровня, в то время как на микроскопическом это изменение проходит более плавно. Значение концентрации газообразного вещества в атмосфере изменяется. Процесс перемешивания частиц на молекулярном уровне происходит из-за броуновского теплового движения, которое обуславливает постоянное столкновение молекул во всем исследуемом объеме, поэтому на данном уровне рассмотрения стратификация концентрационных зон неприемлема [3]. Заметим, что по прогнозированию и моделированию последствий аварийных выбросов метана в атмосферу при транспортировке природного газа по магистральным трубопроводам большого диаметра происходит при турбулентном течении [4].

Большой вклад в решение вопросов выброса газо-воздушных смесей и взрывобезопасности внесли: Я.Б. Зельдович, В.П. Карпов, Д.А. Франк-Каменецкий, В.В. Азатын, В.С. Бабкин, Г.И. Баренблатт, А.А. Григорян, Б.Е. Гельфанд, В.М. Шмелев, Н.А. Стрельчук и другие.

Основной методикой данной работы является расчёт избыточного давления взрыва метановоздушной смеси, выброшенной под давлением в атмосферу. На сегодняшний день для определения горения используются методика с допущениями: не учитывается время с момента начала утечки; параметры, изменяющие степень турбулизации. Вышеперечисленные ограничения могут усложнять или снижать точность ответов на вопросы распространения газа при авариях и промышленной безопасности, что подтверждает актуальность темы.

Исследование задачи диффузии вещества в смеси проводится в рамках пространственного уравнения закона сохранения массы индивидуальной компоненты с механизмами конвекции-диффузии, причем для потока массы вещества используется закон Фика [1-5]:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + v_x \frac{\partial C}{\partial x} + v_y \frac{\partial C}{\partial y} + v_z \frac{\partial C}{\partial z} = D \left(\frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 C}{\partial z^2} \right) \quad (1)$$

где, v_x, v_y, v_z – скорости относительно каждой из осей 3-мерного пространства, м/с.

В программном продукте Autodesk Inventor был смоделирован пробой трубы под давлением 4 МПа. (рис. 1). В качестве материала использован программный аналог стали 17Г2ФБЮ. Ситуация справедлива для газокompрессорных станций, узлов и крановых обвязок, содержащих соединения и работающие с природным газом под давлением. Анализ результатов производился на базе экспериментальной области с указанными размерами. Минимальный размер ячейки составил 1 м, а коэффициенты диффузии одинаковые по 3 направлениям $D_x = D_y = D_z = 0.025$ м/с. Пробой привёл к кратковременному выбросу 220 м³ газообразного вещества из трубы по центру (рис. 1).

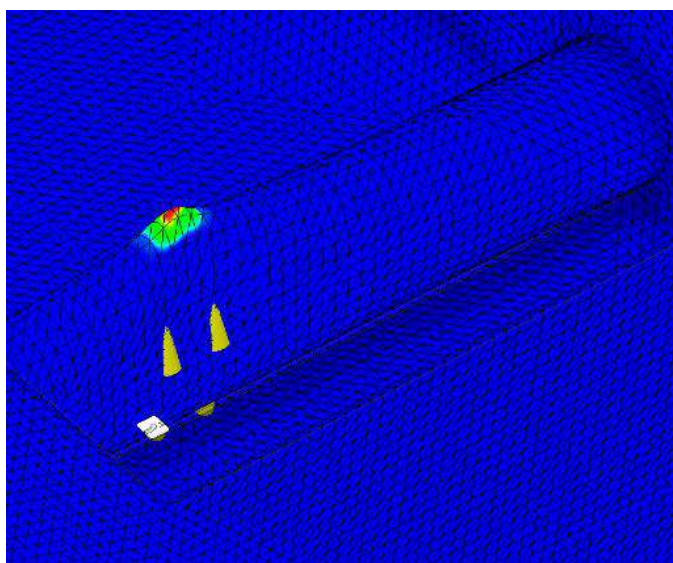


Рис.1 Моделирование пробоя в Inventor

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

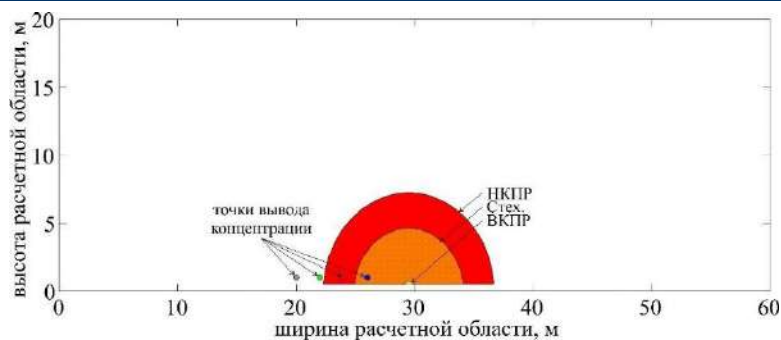


Рис.2 Сечение изоконцентраций спустя 2600 с.

Методика расчёта концентраций, представленная в данной работе, позволяет оценить поля равной концентрации метана после выброса. В ходе работы были получено сечение облака для наглядного отображения. Начальная концентрация и точки её замера изображены на рисунке 2. Рассмотрены теоретические основы диффузионных процессов. Установлены возможности практического применения законов диффузии к процессам массопереноса метана в атмосфере из зон повышенного давления. Создана геометрия производственного объекта на базе, которого ведётся моделирование. Методика решения диффузионных задач в одномерной, двумерной и трёхмерной постановке позволяет оценить не только особенности распространения примеси, изменения концентраций по пространству, но и актуальные вопросы в промышленной безопасности. [1-6].

Литература

1. Абрамович, Г.Н. Теория турбулентных струй [Текст] / Г.Н. Абрамович. – М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 720с.
2. Винниченко, Н.К. и др. Турбулентность в свободной атмосфере [Текст] / Н. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1976. – 288с.
3. Загуменников Р. А. Параметры формирования взрывоопасных метано-воздушных смесей в производственных помещениях – диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва – 2016.
4. Кафаров, В.В. Математическое моделирование основных процессов химических производств [Текст] / В.В. Кафаров, М.Б. Глебов. – М.: Высш. шк., 1991. – 400с.
5. Юдин, М.И. Вопросы теории турбулентности и структуры ветра в свободной атмосфере с приложением к задаче о колебаниях самолёта [Текст]: дис. доктор физ.-мат. наук: 05.22.14 / Юдин М.И. – Ленинград, 1946. – 137с.
6. Glastone S., Textbook of Physical Chemistry, D. Van Nostrand Company, New-York-London

**ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ РАБОТЫ И УГЛА УСТАНОВКИ ДИФFUЗОРА НА КОЛЕБАНИЯ
ДАВЛЕНИЯ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ**

А.А. Кегелик

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель. В работе дан анализ по данным эксперимента [4] деталей математического моделирования больших вихрей на центробежном насосе, чтобы исследовать влияние на флуктуации давления во вращающихся и стационарных каналах как в зависимости от скорости потока, так и ориентации лопатки диффузора.

Введение. Колебания давления в насосах являются серьезной проблемой, особенно в нестандартных условиях труда, из-за структурного напряжения, которое они производят на насос и другие элементы системы, где насос работает, вызывая также вибрации, шум и усталость. Многие экспериментальные исследования [2,3,5] были посвящены нестационарным сигналам давления, генерируемым в центробежных и смешанных насосах, в результате которых предлагались дизайнерские решения, направленные на уменьшение неустойчивых особенностей поля давления.

На рисунке 1[4] представлена схема моделируемого в эксперименте [4] центробежного насоса: меридиан отсечки всасывающей трубы (А); шесть лопастей рабочего колеса (В); концентратор (С); срез меридиана кожуха рабочего колеса (D); семь лопастей диффузора (Е); стенка диффузора со стороны ступицы (F); завиток и корпус на стороне ступицы (G). Также показаны места притока и оттока:

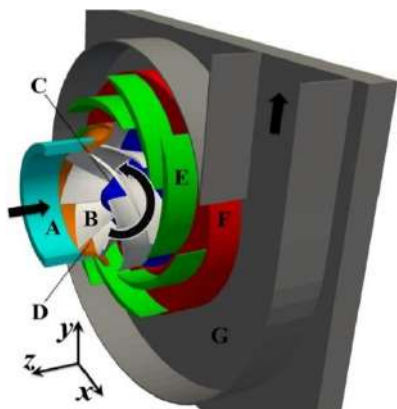


Рис.1 Схема центробежного насоса [4]

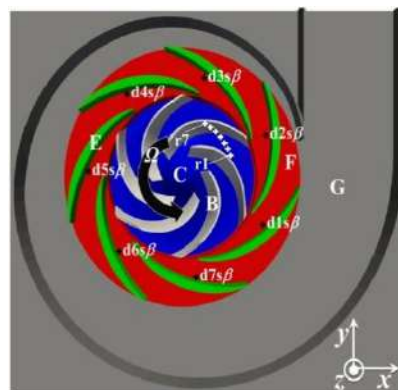


Рис.2 Вращающиеся и стационарные каналы в пределах среза r [4]

На рисунке 2 [4] представлены вращающиеся и стационарные каналы насоса со стороны впускного отверстия. Геометрия соответствует геометрии исходного угла установки лопастей диффузора. Расположение датчиков давления обозначается символами +, черным цветом для стационарных диффузорных зондов и белого цвета для зондов с вращающимся рабочим колесом. Элементы насоса, показанные на рисунке: срезанные лопасти рабочего колеса (B); хаб (C); лопасти диффузора (E); стенка диффузора со стороны ступицы (F); улитка и корпус стены со стороны ступицы (G). Для ограничения пространства только первый и последний зонды рабочего колеса (движутся со стороны нагнетания к стороне всасывания) указаны как «r1» и «r7».

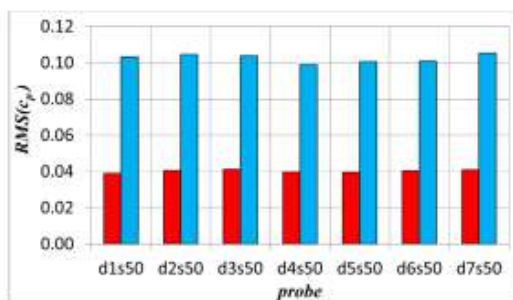


Рис.3 Среднеквадратичные значения коэффициента давления для расчетных и не проектных расходов (в левой и правой колонках каждой панели соответственно) [4]

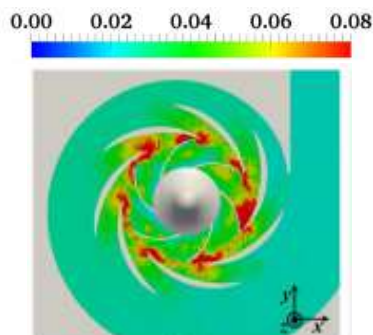


Рис.4 Усредненные по фазе поля среднеквадратичных значений коэффициента давления при незапланированном расходе [4]

Анализ результатов исследования [4] показывает, что среднеквадратичные значения коэффициента давления явно выше при неконструктивных рабочих условиях (правые столбцы на рисунке 3), так как поток неправильно направляется вращающимися каналами в лопатки диффузора, а взаимодействие между движущимися и неподвижными частями более неустойчиво из-за неправильного падения на лопатки диффузора потока от рабочего колеса. Как следствие, среднеквадратичные значения C_p примерно в 2,5 раза выше, чем при номинальной скорости потока. Результаты представлены для оригинальной геометрии диффузора с $\beta = 18^\circ$

В работе [4] также исследовано влияние угла установки лопаток диффузора. На рис. 5 (вверху) показаны усредненные по времени значения C_p для трех смоделированных геометрий диффузора. Исходя из рис. 5а (вверху) видно, что влияние на повышение давления через рабочее колесо ничтожно мало. Аналогичный результат виден при уменьшенном расходе на рис. 5б (вверху).

Среднеквадратичные значения C_p на тех же рабочих колеса показаны на рис. 5 (внизу), где зависимость от ориентации лопасти диффузора более различима. Для номинального расхода, рассмотренного на рис. 5а (внизу) уменьшение угла β не влияет на сторону всасывания, но на стороне нагнетания давления расстояние между задней кромкой лопастей рабочего колеса и передним краем лопастей диффузора увеличивается, уменьшая пульсации давления, связанные с их взаимодействием. Как следствие, уменьшается взаимодействие рабочего колеса и диффузора.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

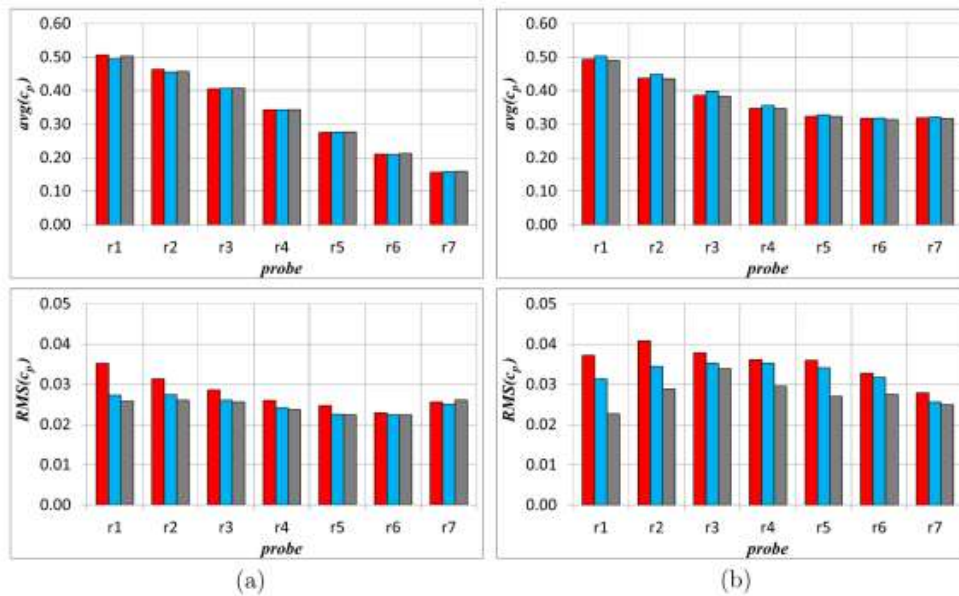


Рис.5 Средние значения (вверху) и среднеквадратичные значения (внизу) коэффициента давления для расчетного (а) и внепроектного (б) расхода на семи датчиках, расположенных в одной из лопастей рабочего колеса со стороны нагнетания (r1) в сторону всасывания (r7): $\beta = 18,3^\circ$ (левые колонки); $\beta = 14,3^\circ$ (центральные колонки); $\beta = 10,3^\circ$ (колонки справа). [4]

Вывод: анализируя результаты исследования [4], а также библиографические данные [1-3,5], можно сказать, что чувствительность как к условиям работы, так и к углу установки лопастей диффузора гораздо сильнее для стационарных лопастей, по сравнению с вращающимися каналами. По сравнению с расчетными условиями, при пониженных скоростях потока колебания давления внутри рабочего колеса и диффузора выше, при этом больше энергии на частотах ниже, чем при прохождении лопастей рабочего колеса. При этом явления вращающегося срыва не наблюдалось. Уменьшение геометрического угла наклона лопатки диффузора увеличивает угол падения лопастей диффузора при номинальной скорости потока и уменьшает при более низкой скорости потока. Повышение давления оказывает отрицательное влияние в первом случае, в то время как выгодно во втором. Также стоит отметить, что меньшие углы наклона лопастей диффузора позволили повысить давление в каналах диффузора при более низком расходе, тогда как при номинальном расходе наблюдался обратный эффект.

Литература

1. Barrio, R., Parrondo, J., Blanco, E., 2010. Numerical analysis of the unsteady flow in the near-tongue region in a volute-type centrifugal pump for different operating points. *Comput. Fluids* 39 (5), 859–870.
2. Feng, J., Benra, F.-K., Dohmen, H., 2007. Numerical investigation on pressure fluctuations for different configurations of vaned diffuser pumps. *Int. J. RotatingMach.* 2007, 34752.
3. Pei, J., Yuan, S., Benra, F.-K., Dohmen, H., 2012. Numerical prediction of unsteady pressure field within the whole flow passage of a radial single-Blade pump. *ASME J. Fluids Eng.* 134 (10), 101103
4. Posa, A., Lippolis, A., Effect of working conditions and diffuser setting angle on pressure fluctuations within a centrifugal pump. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 75, February 2019, Pages 44-60
5. Posa, A., Lippolis, A., 2018. A LES investigation of off-design performance of a centrifugal pump with variable-geometry diffuser. *Int. J. Heat Fluid Flow* 70, 299–314.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Р.Н. Коротков

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из способов воздействия на пласт для увеличения притока жидкости к скважине. Это процесс закачки смеси воды, пропанга и химических реагентов в пласт под высоким давлением для создания и закрепления трещины вокруг призабойной зоны пласта. Данная процедура позволяет увеличить коэффициент продуктивности скважины, особенно в пласте с низкой проницаемостью, а также вызвать приток жидкости из скважин, поврежденных в результате проникновения бурового раствора в пласт (закупоривания порового пространства) [1, 2].

При разработке модели ГРП необходимо учитывать множество факторов, производить сложные расчеты. В данной работе рассматривается математическая модель для расчета ГРП. С помощью данной модели можно рассчитать требуемое давление закачки, количество пропанга, объем закачиваемой жидкости [3, 4]. Целью данной работы является проверка предложенной математической модели путем сравнения расчетных и реальных данных.

Трещины ГРП могут распространяться как вертикально, так и горизонтально. Ввиду того, что глубина скважин в России составляет более 1000 м, то в работе будут рассмотрены только горизонтальные трещины. Далее будут рассмотрены основные математические положения.

Давление гидроразрыва (P) представляет собой произведение градиента (∇P) давления и глубины скважины (H): $P = \nabla P \times H$. Перепад давления (ΔP) на поверхности трещины представляет собой разность давления гидроразрыва (P) и статического давления (P_s): $\Delta P = P - P_s$. При расчетах для различных типов жидкостей, применяемых при гидроразрыве используют различные коэффициенты (C). Для жидкостей с контролируемой вязкостью (C_v): $C_v = 0.0469(k\Delta P\theta/\mu)^{1/2}$, где k – коэффициент проницаемости, θ – пористость μ – вязкость. Для пластовых жидкостей (C_c): $C_c = 0.374\Delta P(kc_f\theta/\mu)^{1/2}$, где c_f – коэффициент сжимаемости. И для укрепляющих жидкостей (C_w): $C_w = 0.0164m/A_f$, где m – количество потерь жидкости, A_f – площадь фильтрации. После расчета коэффициента переходим к расчету площади трещины и количества пропанга. Для начала рассчитываем объем жидкости (V_f): $V_f = q \times t \times 42$, где q – расход, t – время закачки [5]. Далее для облегчения дальнейших расчетов вводим коэффициент (x): $x = 2C\sqrt{\pi t}/W$, где W – ширина трещины [6]. Производим расчет эффективности (Eff): $Eff = (1/x^2)(e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + 2x/\sqrt{\pi} - 1)$, тогда площадь трещины (A): $A = q \times t \times Eff/W$. Объем пропанга (V): $V = V_A \times A$, где V_A – предполагаемый объем на единицу площади. Масса пропанга (S): $S = V \times (1 - \theta_p) \times \rho_p$ (1), где θ_p – пористость пропанга (песка), ρ_p – плотность пропанга (песка). Максимальный объем пропанга (S_{max}): $S_{max} = S \times A$. Концентрация пропанга (z): $z = S_{max}/V_f$, где V_f – предполагаемый объем жидкости ГРП. Удельный вес нефти при средней температуре скважины (γ_t): $\gamma_t = \gamma_{60}(1 - \beta(T - 60))$. Фактический расход (включая пропанг) (q_t): $q_t = q + (q \times z)/(\gamma_t \times 8.34)$ (2). Далее перейдем к расчету давления закачки. Плотность нефти (ρ_T): $\rho_T = (8.34\gamma + z)/(1 + 0.0456z)$. Гидростатическое давление (ΔP_s): $\Delta P_s = 0.052\rho_T H$. Средняя скорость потока жидкости в колонне (θ): $\theta = 17.16 \times q_t/ID^2$. Число Рейнольдса (N_{Re}): $N_{Re} = 928 \times ID \times \theta \times \rho/\mu$. Коэффициент трения (ϕ): $\phi = 64/N_{Re}$ для случая, когда $N_{Re} < 2000$. И: $1/\sqrt{\phi} = -2 \log((\epsilon/3.715d_e) + (6.943/N_{Re})^{0.9})$ для случая, когда $N_{Re} > 2000$, где d_e – диаметр трубы. Потери давления на трение (ΔP_ϕ): $\Delta P_\phi = \phi L \rho \theta^2/25.80ID$. Тогда давление закачки (P_s): $P_s = P_t + \Delta P_\phi - \Delta P_s$ (3), где P_t – забойное давление.

Результаты математической модели сравнивались с результатами полевых исследований для всех случаев и рассчитывались процентные различия.

В результате сравнения данных по пропанту было установлено, что в каждом из случаев процентная разница составляет менее 5% (рис.1). Это показывает, что уравнение (1), используемое для расчета количества пропанга в математической модели является действительным.

Разница в расчетных и полевых данных по объему закачивания жидкости составила менее 2% (2), что также подтверждает правильность математической модели (рис.2).

Модель также требует доработки, в связи с тем, что разница между данными по давлению закачки в отдельных случаях доходила до 15% (3), но в большинстве случаев погрешность составляла менее 7% (рис.3).

Данное исследование продемонстрировало, что предложенная математическая модель гидравлического разрыва пласта может успешно применяться на практике несмотря на то, что она охватывает широкую проблемную область. В дальнейшем данную модель можно доработать и использовать для расчета коэффициента продуктивности скважин после проведения ГРП. Однако это будет требовать дополнительных исследований. Стоит отметить, что существует вероятность исключения для некоторых случаев, поэтому всегда нужно использовать несколько путей для расчета тех или иных параметров.



Рис.1 Количество пропанга

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ



Рис.2 Объем жидкости

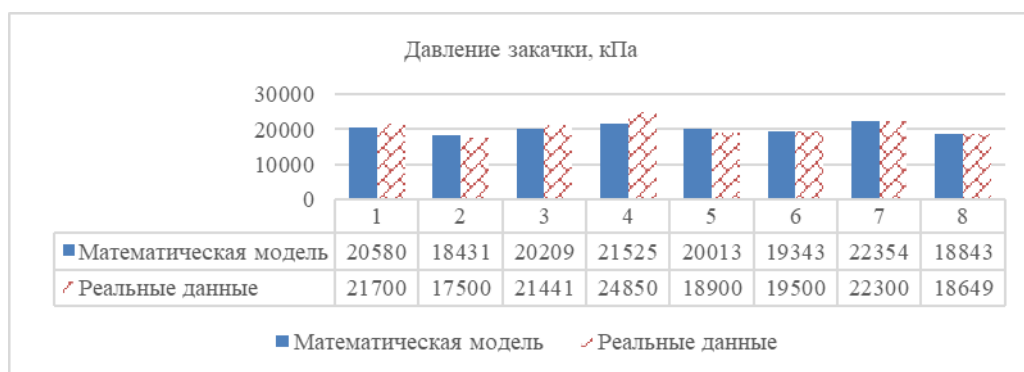


Рис.3 Давление закачки

Литература

1. Ивашнев О.Е., Смирнов Н.Н. Формирование трещины гидроразрыва в пористой среде // Вестник Московского ун-та. Математика. 2003. № 6. С. 28-36.
2. Татосов А.В. Модель закачки проппанта в трещину гидроразрыва // Вычисл. технологии. 2005. Т. 10, № 6. С. 91-101.
3. Татосов А.В. Движение вязкой жидкости с примесью частиц в пористом канале // Вестник ТюмГУ. 2007 № 5. С. 56-60.
4. Харламов С.Н., Рудаченко А.В. Механика многофазных сред и математическое моделирование в трубопроводном транспорте. Учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2005. 67 с.
5. Adachi J., Siebrits E., Peirce A., Desroches J. Computer simulation of hydraulic fractures // Internal Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. 2007. Vol. 44. P. 739-757.
6. Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures // J. Petrol. Tech. 1961. No. 9. P. 937-949.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА ПРИ ПОМОЩИ ДЭГА И ТЭГА. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БАРБОТАЖНОГО АБСОРБЕРА

А.А. Кустубаев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с высокими требованиями к качеству подготовленного газа в условиях падающего пластового давления, для минимизации финансовых издержек (повышения рентабельности добычи) технология подготовки газа постоянно совершенствуется и обновляется, в том числе и абсорбционный метод осушки [3].

Целью работы является рассмотрение эффективности работы жидких осушителей, а именно диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ) в условиях установки комплексной подготовки газа №2 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. А также расчет тарельчатого абсорбера для лучшего понимания происходящих в нем процессов и определение его основных технологических параметров.

В ходе расчета тарельчатого абсорбера на одном из газовых промыслов Ямбургского месторождения были вычислены его основные технологические характеристики диаметр (d), высота (H), гидравлическое сопротивление на тарелках ΔP_a , удельный расход поглотителя I.

В ходе расчетов были использованы уравнение материального баланса, модифицированное уравнение массопередачи, критерии подобия и другие типовые формулы, используемые для расчета абсорберов [2].

Были установлены основные используемые математические законы и формулы, что обеспечило более глубокое понимание происходящих процессов при дальнейшем моделировании абсорбера в HYSYS [4]. Подобный расчет можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономически-технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

Результаты расчетов абсорбера:

Диаметр абсорбера (d) – 2,74 м

Высота абсорбера (H) – 17,5 м

Гидравлическое сопротивление тарелок – 11337 Па

Удельный расход поглотителя – 2,94 кг/кг

В качестве «базовых» параметров схемы в процессе моделирования в HYSYS были выбраны реальные технологические параметры УКПГ-2 Ямбургского месторождения: ДЭГ/ТЭГ 99% масс., температура контакта 15°C, давление газа 4,5 МПа, давление в абсорбере 3,5 МПа, расход гликоля 5 м³/ч, расход газа 150 тыс. м³/ч. Состав газа, поступающего на УКПГ, % мольных: метан (СН₄ - 98,25%, этан (С₂Н₆) – 0,07%, пропан (С₃Н₈) – 0,06%, диоксид углерода (СО₂) – 0,32%, азот (N₂) -1,29%. Содержание других компонентов пренебрежимо мало [1].

При данных параметрах были получены следующие значения: точка росы осушенного газа минус 20,58 °С; унос ДЭГа с осушенным газом в абсорбере 0,26 кг/ч, при регенерации 0,21 кг/ч, всего потеряно 0,47 кг/ч (3,13 г/1000 м³); получен насыщенный ДЭГ (НДЭГ) с концентрацией 97,2% масс. и регенерированный ДЭГ (РДЭГ) с концентрацией 99,1 % масс. Необходимо отметить, что полученные в Хайсисе параметры осушенного газа и насыщенного гликоля вполне соотносятся с реальными. Поэтому точность полученных зависимостей достаточно высока.

Сравнение ДЭГа и ТЭГа проводилось при различных параметрах, влияющих на качество осушки и дороговизну процесса: давление потока газа, температура контакта, концентрация и расход гликоля. В качестве параметров, характеризующих эффективность гликолей как осушителей, были рассмотрены: депрессия точки росы газа по влаге; потери гликоля в процессе осушки; простота регенерации насыщенных растворов гликолей.

Влияние температуры (рисунок 1). При увеличении температуры контакта точка росы повышается. Необходимая точка росы в минус 20°C достигается при температуре до 15°C в случае ДЭГа, до 23°C в случае ТЭГа. В рассмотренном интервале точки росы при использовании ТЭГа на 5-8 °С ниже, чем при использовании ДЭГа. При более низких температурах преимущество ТЭГа практически не просматривается. Касаемо уноса: при низких температурах контакта он крайне мал, при повышении температуры значение показателя увеличивается многократно. Уже при 30 °С унос ДЭГа становится больше регламентируемого значения в 7 г/1000 м³. Чрезмерная потеря ТЭГа наступает при температуре 40°C.

Влияние давления (рисунок 2). При увеличении давления входящих в абсорбер потоков точка росы осушаемого газа снижается. ДЭГ обеспечивает точку росы в минус 20 °С при давлении 4,5 МПа, ТЭГ уже при давлении 3 МПа. Этот факт позволил бы экономить энергию на увеличение давления на ДКС. До давления 5,5 МПа преимущество ТЭГа над ДЭГом хорошо прослеживается, разница точек росы на этом промежутке составляет от 2,7 до 7,3 °С. При давлении 5,5 МПа и выше ТЭГ теряет преимущество. Это связано с меньшей растворимостью газа в ДЭГе при высоких давлениях. Под влияние изменения давления попадает также величины уноса гликолей - рисунок справа. На всем промежутке унос ТЭГа меньше примерно в 2 раза, чем ДЭГа.

Влияние концентрации. (рисунок 3). При увеличении концентрации раствора гликоля точка росы осушенного газа значительно уменьшается. Минимальная концентрация в данных условиях составляет 99% масс для ДЭГа и чуть меньше для ТЭГа. Преимущество последнего составляет от 1,56°C до 5,5°C.

Оптимальный расход гликоля при расходе газа в 150 тыс м³/ч составляет 1700 кг/ч, при расходе газа 350 тыс м³/ч – 4000 кг/ч. Данные расходы обеспечивают необходимую точку росы и приемлемое значение концентрации насыщенного гликоля.

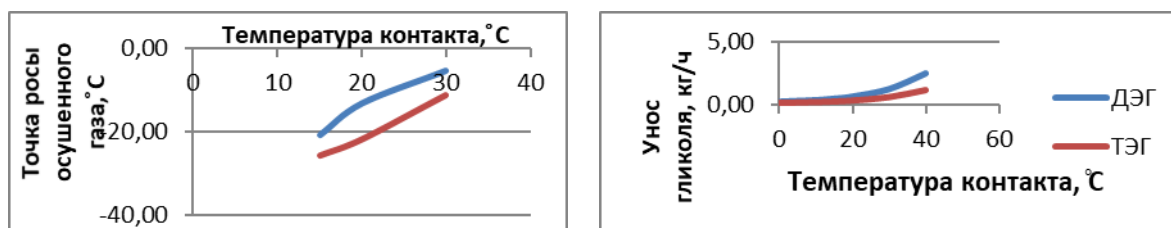


Рис.1 Влияние температуры на точку росы газа и унос гликоля

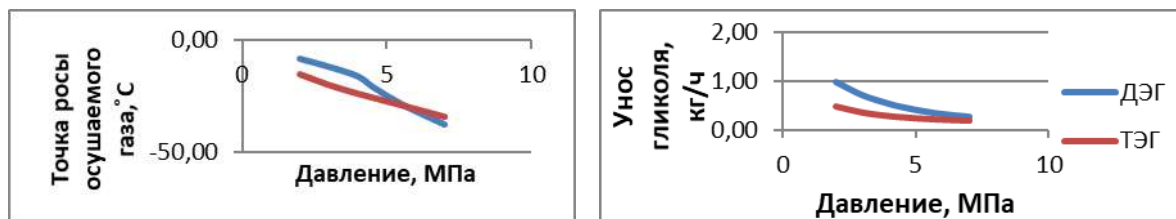


Рис.2 Влияние давления на точку росы газа и унос гликоля

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

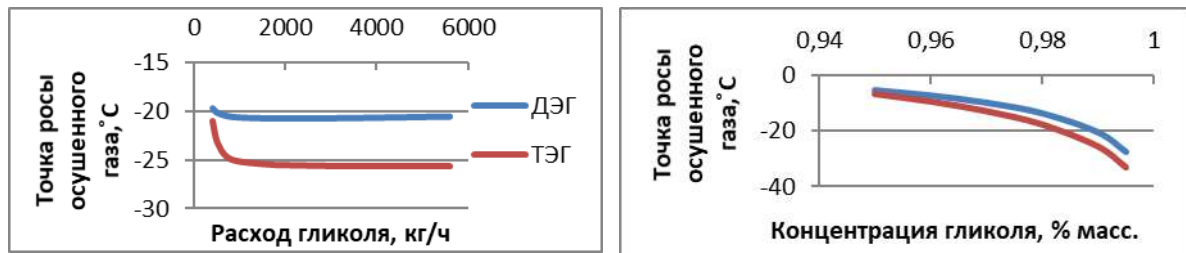


Рис.3 Зависимость точки росы газа от концентрации и расхода гликоля

По результатам работы сделаны следующие **выводы**:

Были установлены основные используемые математические законы и формулы при расчете абсорбера, что обеспечило более глубокое понимание происходящих процессов при дальнейшем моделировании абсорбера в HYSYS. Подобный расчет можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономически-технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

ТЭГ проявил себя более эффективным осушителем, чем ДЭГ на рассмотренных интервалах давлений, температур, концентраций и расходов как по параметру точки росы осушенного газа, так и по значениям уноса; Стоимость ТЭГа больше, чем стоимость ДЭГа примерно на 40%;

Подобраны оптимальные параметры работы установки при концентрации гликолей 99 % масс. и расходе 4000 кг/ч. Давление для ДЭГа 5 МПа, для ТЭГа 4,5 МПа; температура контакта для ДЭГа 15 °С, для ТЭГа 19 °С; получаемая точка росы для ДЭГа (-24,85) °С, для ТЭГа (-22,37)°С.

При использовании ТЭГ будут уменьшены энергозатраты на компримирование газа и на его охлаждение перед входом в абсорбер при достаточной степени осушки;

В условиях УКПГ-2 ДЭГ в настоящее время обеспечивает требуемый уровень осушки, не смотря на все преимущества ТЭГа и учитывая его большую стоимость, переход будет нерентабелен.

Литература

1. Коломийцев В.В. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №2 Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2009. – 214 с.
2. Николаева Г.И. Массообменные процессы. Учебное пособие. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2005. – 238 с.
3. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений.–Тюмень, 2017.–100 с.
4. Sathyabhama A. Thermodynamic simulation of ammonia-water absorption refrigeration system // Sathyabhama, Ashok Babu // Thermal science. – 2008. – V.12, N 3. – P. 45-53.

СОЗДАНИЕ ТРЁХМЕРНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЕГО СВОЙСТВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ RUBIS

И.К. Мамонтов, Е.О. Бочаров

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. В горном деле в связи с прогнозируемым уменьшением потребности углеводородов для топливных целей, снижением эффективности подземной добычи предстоят структурные изменения в направлении универсализации добывающих технологий. Но изменения не могут не затрагивать и систему проектирования, которая строится на пакетах 3D технологий. В них особое место занимает визуализация информации, где использование дополнительного измерения позволяет усилить логику описания производственных процессов и упростить расчеты.

Целью данной работы является создание 3D модели пласта, с учётом основных его свойств, и прогнозирование изменение характеристик пласта при заданном режиме работы действующего фонда скважин.

Детали моделирования трёхмерной гидродинамической модели объекта разработки. В нашем случае используются 2 флюида – насыщенная нефть и вода.

На начальном этапе работы скважины, при неустановившихся процессах фильтрации, когда значительный объем пластовой жидкости (нефти) отбирается за счет расширения ее объема при снижении ее пластового давления, капельную жидкость следует считать упругой. Закон сжимаемости упругой жидкости имеет вид: $\beta_{ж} = -\frac{dV_{ж}}{V_{ж}dp}$ где, $V_{ж}$ - начальный объем жидкости; $dV_{ж}$ - изменение начального объема жидкости при изменении давления на величину dp ; $\beta_{ж}$ - коэффициент объемного сжатия жидкости, который считается постоянным и не зависит от давления и температуры; Для нефтей $\beta_{н} = (7,30) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; Для пластовых вод $\beta_{в} = (2,5,5) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. Преобразуем, учитывая, что $V_{ж} = \frac{M}{\rho}$ и $dV_{ж} = -\frac{M}{\rho^2} d\rho$, где M – масса жидкости.

Получаем: $\beta_{ж} = \frac{m \Delta \rho / \rho^2}{\frac{m}{\rho} \frac{d\rho}{dP}} = \frac{d\rho}{\rho dP}$ Откуда: $\frac{d\rho}{\rho} = \beta_{ж} dP$, Интегрируем последнее равенство от фиксированных значений P_0 и ρ_0 до текущих P и ρ соответственно; Окончательно имеем: $\rho = \rho_0 e^{\beta_{ж}(P-P_0)}$. Обычно показатель степени $\beta_{ж}(P-P_0)$ значительно меньше единицы. Поэтому разложим функцию $e^{\beta_{ж}(P-P_0)}$ в ряд Тейлора и ограничимся двумя членами: $e^{\beta_{ж}(P-P_0)} \cong 1 + \beta_{ж}(P-P_0)$; Получаем линейную зависимость плотности от давления: $\rho = \rho_0 [1 + \beta_{ж}(P-P_0)]$.

Экспериментально установлено, что коэффициенты абсолютной вязкости нефти (при давлении выше давления насыщения) и газа увеличиваются с повышением давления. При значительных повышениях давления (до 100 МПа) зависимость $m(P)$ можно принять экспоненциальной: $\mu = \mu_0 e^{-\alpha_{\mu}(P-P_0)}$ [1].

В качестве начальных свойств пласта были выбраны следующие параметры: опорное пластовое давление – 5000 psia (фунт-сила на квадратный дюйм) на глубине ВНК 6080 футов. Забойное давление 1000 psia.

Т.к. движение флюида между скважинами описывается линейным законом фильтрации, проницаемость рассчитывается из линейного закона Дарси: $k_i = \frac{qF\Delta P}{\mu_i l}$, где: q – дебит флюида; F – площадь фильтрации; ΔP – депрессия; μ_i – вязкость фазы; l – длина участка фильтрации.

В моделируемой нами системе происходит равномерное вытеснение нефти водой в течение времени по схеме Баклея-Леввертта.

Вблизи скважин наблюдается радиальный приток к стволу, и исходя из условия гидродинамического несовершенства скважины, скин фактор оценивается из уравнения Дюпюи: $s = \frac{k h \Delta P}{q 19.41 \mu B} - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + 0.75$, где h – эффективная толщина пласта; r_e – радиус дренирования; r_w – радиус скважины; Гидропроводность определяется следующим уравнением: $\varepsilon = \frac{k h}{\mu}$,

Движение флюида в пласте описывается уравнением фильтрации. В нашем случае система двухфазная, т.к. в процессе фильтрации в свободном виде участвуют только вода и нефть. В двухфазной системе происходящие процессы описываются системой уравнений фильтрации по воде и жидкости соответственно: $\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m S_w}{B_w} \right) - \text{div} \left(\frac{k k_{wr}}{B_w \mu_w} (\nabla p_w - (p_w) g \nabla z) \right) = -q_w$; $\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m S_o}{B_o} \right) - \text{div} \left(\frac{k k_{or}}{B_o \mu_o} (\nabla p_o - (p_o) g \nabla z) \right) = -q_o \alpha_{oo}$, где m – пористость; t – время; S_i – насыщенность фаз; B_i – объёмный коэффициент; k – абсолютная проницаемость; k_{ir} – фазовая проницаемость; μ_i – вязкость фаз; p_i – давление в фазах; ρ_i – плотность фаз; q_i – массовая скорость притока фаз; α_{oi} – массовая доля нефти в нефтяной фазе. Начальные условия для решения: P начальное $\approx P$ гидростатическому, S – равновесное распределение [2].

Вывод применяемого уравнения пьезопроводности основывается на трех законах. Это уравнение неразрывности (закон сохранения массы), закон Дарси и уравнение состояния. В дифференциальной форме уравнение пьезопроводности примет вид: $\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\varphi \mu c_t \partial p}{k \partial t}$, где p – пластовое давление; r – радиальное расстояние от точки наблюдения до скважины; t – время; $k/\varphi \mu c_t$ – коэффициент пьезопроводности; k – проницаемость; φ – пористость; μ – вязкость; c_t – общая сжимаемость системы. Условные допущения, используемые при выводе уравнения: радиальный режим притока в дренируемой зоне по всей эффективной толщине пласта; однородный, изотропный пласт ($k_x = k_y = k_z$); эффективная толщина пласта постоянна; q и k – постоянны (не зависят от давления); сжимаемость жидкости мала и постоянна; вязкость постоянна; маленький градиент давления; гравитационные силы пренебрежимо малы.

В соответствии с граничными условиями аналитическое решение дифференциального уравнения пьезопроводности примет вид: $P_i - P(r, t) = -9.205 \frac{q B \mu}{k h} \text{Ei} \left(-\frac{\varphi \mu c_t r^2}{0.00026 k t} \right)$, где $\text{Ei}(x)$ – экспоненциальный интеграл значения x : $-\text{Ei}(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} * du$ [3].

Однако в полученном уравнении есть ещё одна неизвестная – скорость. Дифференциальные уравнения скорости движения флюида получаются непосредственно из закона Дарси для трубки потока переменного сечения: $V = -\frac{k \Delta P}{\mu d S}$, где P – приведенное давление, $P=P(S, t)$ Или в векторной форме: $\vec{V} = -k \frac{\text{grad} P}{\mu}$; Представим вектор скорости фильтрации через составляющие по координатным осям: $\vec{V} = V_x * \vec{i} + V_y * \vec{j} + V_z * \vec{k}$; Аналогичным образом представляем вектор градиента давления: $\text{grad} P = \frac{\partial P}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial P}{\partial z} \vec{k}$; Тогда можно представить в виде: $\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial P}{\partial z} \vec{k} \right)$; Получаем: $V_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}$; $V_y = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y}$; $V_z = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z}$. Расчёт насыщенности и давления происходит не для каждой точки модели, а лишь в узлах вышеописанной сетки. Система дифференциальных уравнений заменяется конечно-разностной системой алгебраических уравнений [4].

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

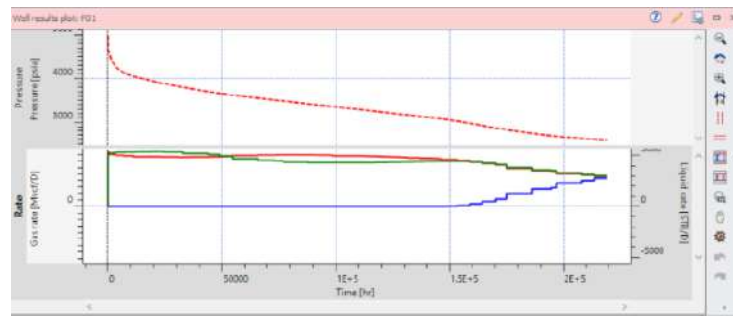


Рис.1 График давления и дебитов

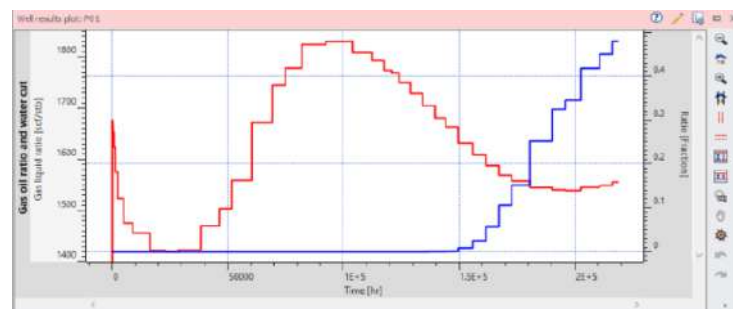


Рис.2 График соотношения газового фактора и обводнённости продукции скважины

Результаты. Анализируя данные представленные на рисунке 1 можно сделать вывод о том, что при длительной эксплуатации будет происходить закономерное, медленное снижение дебита нефти и газа. При сохранении установившегося режима работы скважины фронт заводнения достигнет контура питания добывающей скважины примерно через 17 лет, после чего на графике отмечается резкий рост обводнённости продукции скважины, и, соответственно, резкое снижение дебитов по нефти и газу.

Далее на графике представленном рисунке 2 отчётливо видно равномерное снижение значения газового фактора в первые 100 дней работы скважины, что связано с резким ростом дебита нефти и снижением дебита газа в данный период, что отчётливо видно на предыдущем графике. Далее наблюдается равномерный рост газового фактора в период до 11 лет, т.к. в течение этого времени добыча газа практически не менялась на фоне более существенного темпа падения отбора нефти. Дальнейшее снижение газового фактора обусловлено одновременным падением дебитов нефти и газа.

Заключение. В заключении стоит сказать, что ходе работы в программном комплексе Rubis была построена гидродинамическая модель объекта разработки, планируемого к введению в эксплуатацию на Каменном нефтяном месторождении. Данная модель строилась исходя из следующих допущений: модель изотермическая; свойства пропластков, слагающих моделируемый пласт гомогенны по всему объёму; радиальный режим притока в дренируемой зоне по всей эффективной толщине пласта; эффективная толщина пласта постоянна; q и k - постоянны (не зависят от давления); сжимаемость жидкости мала и постоянна; вязкость постоянна; маленький градиент давления; гравитационные силы пренебрежимо малы.

Литература

1. Numerical Multiphase PTA / Vincent Artus; Gérard Pellissier; Olivier Allain – 29 с.
2. Теория фильтрации / Государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва – В.М. Ентов. – 8 с.
3. Практическое моделирование нефтегазовых пластов / Карлсон М.Р.; Тарасова П.А.; Торопова К.В. – 944 с.
4. Соколов В.С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений / 2014 г – 146 с.

ЭВОЛЮЦИЯ ПОТОКА В ТРУБОПРОВОДЕ В УСЛОВИЯХ ИНЕРЦИОННО-ВЯЗКОСТНОГО РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Н.С. Маношкин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Важным условием надежной эксплуатации магистральных трубопроводов является тепловой расчет. Исследование теплообмена в трубопроводе, проходящем в районе Крайнего Севера, является неотъемлемой частью проектирования. С учетом данных теплового расчета определяют распределение температуры магистрального трубопровода по его длине, а также интервалы установки тепловых станций.

Известно [1-3], что физические свойства углеводородной среды изменяются во времени и по координатам, вследствие изменения температуры. В таких условиях справедливы результаты, полученные в предположении о постоянстве физических свойств. Так как изменение физических свойств с температурой существенно влияет на поля температуры и скорости, исследование разности температур представляет практический интерес. При изменении профиля скорости, меняется профиль температуры, теплоотдача и сопротивление трения по сравнению с их значениями при постоянных физических свойствах.

Рассмотрим теплообмен нефти Уренгойского месторождения, транспортируемой по магистральному нефтепроводу в условиях Крайнего Севера. Для капельных жидкостей в обычных условиях наиболее сильно изменяется с температурой коэффициент динамической вязкости. Поэтому ограничимся учетом изменения одной лишь вязкости, полагая остальные физические свойства постоянными.

В расчетах приняты следующие допущения:

- ширина трубы h существенно больше толщины теплового пограничного слоя Δ ;
- течение жидкости и процесс теплообмена стационарны;
- плотность жидкости сохраняется при изменении давления;
- температура углеводородной среды на входе постоянна и равна T_0 ;
- температура поверхности стенки трубы магистрального трубопровода постоянна и равна T_w ;
- отсутствуют внутренние источники тепла.

Поставленной задаче соответствует следующая математическая модель [1-2]:

$$w_x \frac{\partial t}{\partial x} + w_y \frac{\partial t}{\partial y} = a \frac{\partial^2 t}{\partial y^2}; \quad (1)$$

$$\rho \left(w_x \frac{\partial w_x}{\partial x} + w_y \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) + \frac{\partial \mu}{\partial x} \cdot \frac{\partial w_x}{\partial x} + \frac{\partial \mu}{\partial y} \cdot \frac{\partial w_x}{\partial y}; \quad (2)$$

$$\frac{\partial w_x}{\partial x} + \frac{\partial w_y}{\partial y} = 0; \quad (3)$$

$$\frac{1}{\mu} = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + \dots + a_m t^m. \quad (4)$$

где $a_0, a_1, a_2, \dots, a_m$ – константы, зависящие от интервала температур и рода жидкости.

Граничные условия представляют собой систему уравнений в безразмерном виде, представленную ниже [1-2].

$$\text{при } X \geq 0 \text{ и } Y = 0 \quad \Theta = 0, W_x = W_y = 0; \quad (5)$$

$$\text{при } X \geq 0 \text{ и } Y \geq k \quad \Theta = 1, \frac{\partial W_x}{\partial Y} = 0; \quad (6)$$

$$\text{при } X \geq 0 \text{ и } Y = 1 \quad \frac{\partial W_x}{\partial Y} = 0. \quad (7)$$

Где $\Theta = \frac{T - T_w}{T_0 - T_w}$, $W_x = \frac{w_x}{\bar{w}}$, $W_y = \frac{w_y}{\bar{w}}$, $X = \frac{x}{r_0}$, $Y = \frac{y}{r_0}$, $k = \frac{\Delta}{r_0}$ – безразмерные величины.

Так как исследуемая жидкость движется в трубопроводе, проложенном в условиях Крайнего Севера и возможна аномально низкая температура окружающей среды, требуется поддержание температуры стенки нефтепровода постоянной. Примем, что температура стенки постоянна по поверхности и равна $T_w = 5^\circ\text{C}$, в то время как температура нефти на входе $T_0 = 40^\circ\text{C}$.

На рисунках ниже представлены результаты исследования теплообмена нефти на стационарном участке плоской трубы. Для сравнения представлены результаты как для вязкостно-инерционного течения нефти, так и для газовой фазы данной углеводородной среды (рис. 1-3).

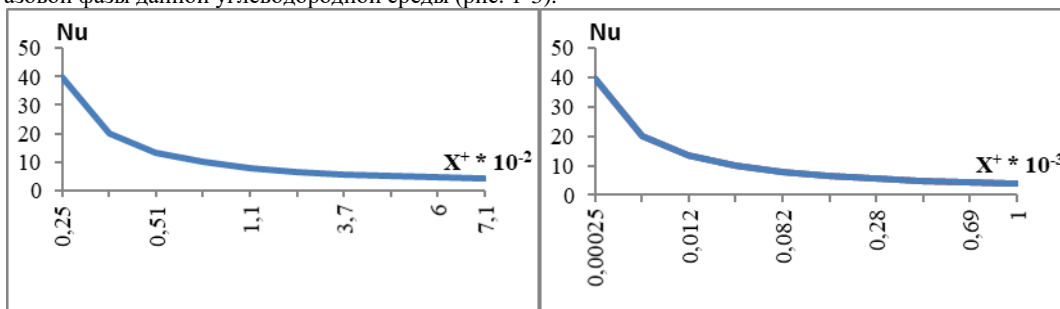


Рис.1 Распределение критерия Nu в зависимости от приведенной длины X^+ при условиях: $Re = 2300$, $T_0 = 40^\circ\text{C}$, $T_w = 5^\circ\text{C}$.

$$a - \text{жидкая фаза} \left(\frac{\mu_w}{\mu} = 17,15 \right) \quad b - \text{газовая фаза} \left(\frac{\mu_w}{\mu} = 0,049 \right)$$

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

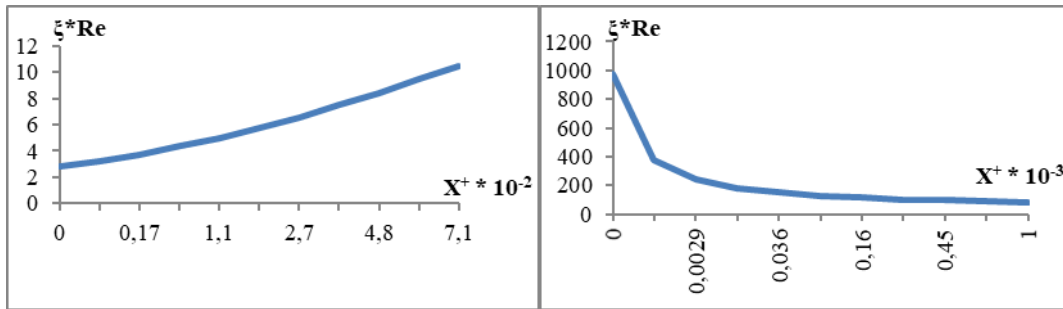


Рис.2 Зависимость коэффициента сопротивления ξ в трубопроводе в зависимости от приведенной длины X^+ при условиях, представленных на рисунке 1.

a – жидкая фаза б – газовая фаза

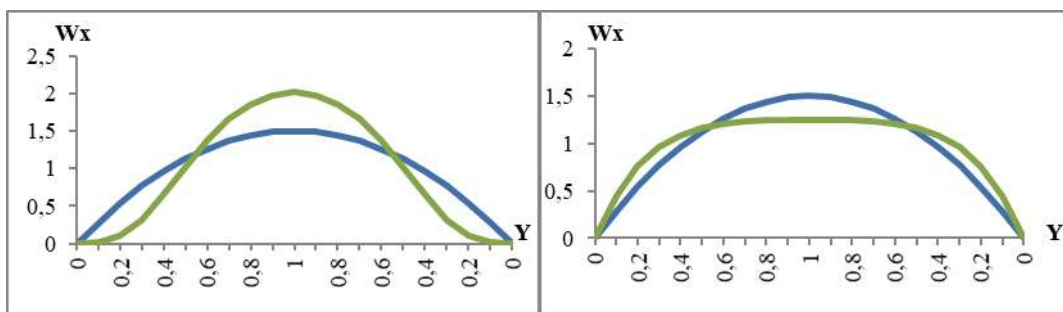


Рис.3 Распределение безразмерной осевой скорости W_x по поперечному сечению трубопровода в различных выделенных по длине сечениях Y .

a – жидкая фаза б – газовая фаза

Видно, что при $X \rightarrow \infty$ наблюдается стабилизация течения, охлаждение потока, при этом профиль скорости стремится к изотермическому течению. Данные условия коррелируются с реальными условиями транспортировки нефти в экстремальных условиях. Таким образом, методика расчета теплообмена углеводородной среды в трубопроводах может быть применена при прогнозах работы трубопровода в экстремальных условиях транспортировки продукта.

Литература

1. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.
2. Петухов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. – Москва: Энергия, 1967. – 411 с.
3. Тарасов М.Ю., Примаков С.С., Бояркин В.Е. Проектные решения системы сбора и транспорта нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера // Нефтяное хозяйство, 2012. – № 2. – С. 98-101.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГИДРОДИНАМИКИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ТЕЧЕНИЕМ ОДНОФАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В ТРУБОПРОВОДАХ

Э.И. Насибуллин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтепроводы на данный момент представляют собой наиболее важный способ транспортировки нефти. Перманентное развитие методов разработки месторождений, позволяющих добывать трудноизвлекаемые флюиды, требуют и постоянного развития транспортировки, поскольку именно от нее зависят условия сообщения между добывающими скважинами и нефтепромысловой инфраструктурой. Именно по этой причине, в настоящее время столько внимания уделяются гидродинамическим закономерностям движения однофазных систем, изучение которых позволяет почти в полной мере контролировать процесс транспортировки и влиять на него.

Цель работы – Рассмотрение современных способов, направленных на сохранение температуры и энергии нефти, а также разработка методики, оценивающей влияние парафиноотложений в трубопроводах.

Уравнение распределения температуры транспортируемой среды имеет вид:

$$\rho v \frac{d\varepsilon_{\text{внутр}}}{dx} \cong \frac{4}{d} * q_n - p v g * i \quad (1)$$

где: $\varepsilon_{\text{внутр}}$ – внутренняя энергия; q_n – тепловой поток, p – плотность транспортируемой среды, g – скорость свободного падения, i – гидравлический уклон, d – внутренний диаметр трубопровода.

Для теплового потока используем закон Ньютона-Рихмана:

$$q_n = -k * (T - T_H) \quad (2)$$

Таким образом, уравнение (1) приобретает дифференциальный вид:

$$\rho C_v v \frac{dT}{dx} = -\frac{4k}{d} (T - T_H) + p v g i_0 \quad (3)$$

$$-\frac{4k}{d} (T - T_H) + p v g i_0 \quad (4)$$

Дополнительный нагрев нефти приведет к большим энергетическим потерям. Повышение скорости транспортировки имеет положительное влияние, но недостаточное, для применения. Следует рассматривать понижение коэффициента теплопередачи «к». Уменьшения теплопередачи в 4 раза приравняет уравнение почти к нулю. Достичь этого можно двумя способами:

- 1) Использование трубопроводов с подогревом.
- 2) Использование материалов, препятствующих передаче тепла с окружающей средой и снижающие потери.

Рассмотрим изоляцию трубопровода с подогревом. Изоляция трубопровода представляет из себя, трубопровод, с двухслойной изоляцией, центраторами, подогревающим кабелем и внешним трубопроводом. Данное изобретение широко зарекомендовало себя и на данный момент данные трубопроводы используются уже на протяженности больше десяти тысяч метров.

Если мы воспользуемся данным трубопроводом, при условии, что коэффициент $k \rightarrow 0$, сможем рассчитать посредством (3), на сколько градусов могла бы повыситься температура нефти ($C_v=1950$ Дж/кг °С), за счет тепла внутреннего трения, если бы ее транспортировали по нефтепроводу ($L=120$ км, $d=800$ мм, $i_0=0,004$)

$$\rho C_v v \frac{dT}{dx} = p v g i_0 \quad (5)$$

Отсюда $\Delta T = G i_0 L / C_v = 9,81 * 0,004 * 120 * 103 / 1950 = 2,4$ °С.

Из этого следует, что транспортировка флюидов посредством данных трубопроводов способствует нагреву нефти, что положительно влияет на скорость и качество транспортировки нефти.

Потери напора на трение

При расчете потерь напора на трение, необходимо рассчитать Re – число Рейнольдса и λ – гидравлическое сопротивление. Рассчитывая данные коэффициенты при различных условиях транспортировки было выяснено, что сокращение сечения на 30% способствует ускорению передвижения среды в 2.3 раза. То есть, ламинарный режим течения заменяется турбулентным. Следует принять во внимание то, что использование данных методов само по себе не имеет смысла при оценке АСПО. Поскольку в некоторых источниках демонстрируется неверное представление о том, каким образом откладываются парафины. Парафиновые соединения не образуются по всему сечению трубы равномерно, вследствие чего, данные расчеты не могут быть применены при попытке нахождения потери напора на трение. Не существует определенного алгоритма или последовательности отложения парафинов, вплоть до того, что в трубопроводе может организоваться даже парафиновая пробка, несмотря на то, что остальная внутренняя поверхность не подверглась влиянию соединений.

В данной работе предложены два решения:

- А) Разработка и применение новой методики расчета потери напора вследствие АСПО. Безусловно, данный процесс требует долгого анализа и тщательного расчёта, однако, на данном, этапе можно привести ориентировочную формулу гидравлического сопротивления; которая будет иметь тот же вид $\lambda = \lambda (Re, \varepsilon)$. А вот относительная шероховатость внутренней поверхности трубы примет вид:

$$\varepsilon = \frac{\Delta_1}{d} + \frac{\Delta_2}{d} + \frac{\Delta_3}{d} + \frac{\Delta_n}{d} + \dots; \quad (6)$$

В данном уравнении предложено совмещение влияния каждого образования парафина. Для упрощения уравнения имеет смысл введения средней величины $\Delta_{\text{ср}}$, которая рассчитывается с учетом количества парафиноотложений, а также характеризующих их высоту:

$$\Delta_{\text{ср}} = \frac{\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3 + \Delta_n}{n}; \quad (7)$$

В таком случае, формула упрощается и имеет вид

$$\varepsilon = \frac{\Delta_{\text{ср}}}{d} \quad (8)$$

Кроме того, существует немалая вероятность того, что и количеством можно будет пренебречь.

- Б) Введение в формулу коэффициента, учитывающего основные процессы, происходящие при движении нефти через трубопровод, подверженный АСПО. Помимо всех параметров, которые учитывает формула Дарси-Вейсбаха. Необходимо также понять, что при соприкосновении с выступом парафина, возникает сила, из-за наличия которой имеет смысл придать этой переменной отрицательное значение, так как в момент столкновения парафины

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

значительно понижают импульс молекул нефти. То есть, данная переменная, должна учитывать множество параметров (v , η , d , ...), а скорость нефти и возникающая сила может быть выражена через Δv .

Литература

1. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. Трубопроводный транспорт нефти и газа. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
2. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа. Ростов-на-Дону, Феникс, 2006. – 128 с. – ISBN: 5-222-07871-X
3. Коршак А.А., Нечваль А.М., Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2005. -516с.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Р.Н.Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. – Уфа: Гилем, 2003, 464 с.
5. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. М. Недра, 2000, 205 с.
6. Shi, J. Water-lubricated transport of high-viscosity oil in horizontal pipes: The water holdup and pressure gradient, INTERNATIONAL JOURNAL OF MULTIPHASE FLOW, NOV 2017.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА
НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ АКВАТОРИИ**

Д. А. Нечаев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Общее поступление нефти и нефтепродуктов в акватории различного типа на данный момент пропорционально объему мировой добычи жидких углеводородов, что определяет растущую опасность загрязнения водоемов, рек и морей. Это связано в большей степени с резко возрастающей добычей углеводородов и разработкой новых месторождений. Поэтому при возникновении таких ситуаций, связанных с незапланированным выходом нефти и нефтепродуктов, эксплуатирующим компаниям необходимо иметь план локализации и ликвидации аварийных разливов нефти, применение которых значительно сократит негативное воздействие и степень серьезности аварии.

Стоит отметить, что немаловажную часть в планировании ликвидационных мероприятий стоит отнести именно к этапу подготовительных работ, которые основываются на оценке распространения аварийного разлива и степени загрязнения водоема. На данный момент в существующих планах ликвидации аварийных ситуаций не предусмотрена оценка распространения нефтяного загрязнения, таким образом, исключается обоснованный выбор мероприятий, ресурсов и оборудования, что непременно сказывается на увеличении времени реагирования, продолжительности и организации мероприятий по ликвидации последствий разлива. Планирование и непосредственно проведение работ по очистке нефтяного пятна с водной поверхности той или иной акватории требует прогнозирования распространения аварийного разлива нефти для повышения их точности [1]. Поэтому исследования в моделировании процессов распространения аварийных разливов жидких углеводородов, их быстрое и обоснованное применение к любым случаям аварийных ситуаций является актуальным вопросом на сегодняшний день и перспективным в плане обеспечения безопасности объектов добычи, эксплуатации и транспорта нефти и нефтепродуктов.

Целью исследования является описание математической модели распространения и трансформации нефтяного загрязнения при попадании на поверхность различного рода водоемов.

На сегодняшний день существует немало примеров моделирования распространения загрязняющих жидких углеводородов по поверхности той или иной акватории. В работах Джорджа Фей (Fay J. A.), являющимися в некотором смысле фундаментальными [5], процесс распространения нефтяной пленки по водной поверхности представлен в виде следующих друг за другом трех основных фаз: инерционная, гравитационно-вязкостная, поверхностного натяжения.

В работах Оразбаева Б.Б. (совместно с Кенжегалиевым А.К., Жумагалиевым С.Ж., Утеповым Б.Е., Кенжегалиевым Д.А.), которые исследуют влияние аварийного разлива нефтепродуктов при проведении технологических операций на экологическое состояние Казахского сектора Каспийского моря. Основой, предлагаемой авторами математической модели дрейфа нефтяного слика являются системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных в двумерном и трехмерном пространствах. Так, для моделирования распространения нефти и нефтепродуктов при аварийных разливах в трехмерном пространстве решается комплекс уравнений для определения скорости течения, температуры, концентрации солей и других примесей [3].

Для решения задач в контексте распространения разлива нефти на водной поверхности Дембицким С.И. (совместно с Корневым А.А., А.В. Ларионовым, О.В. Паниной и М.Х. Уртеповым) проведено математическое моделирование динамического взаимодействия разливов нефти с экосистемой моря и морского побережья внутренних морей Азово-Черноморского бассейна. Исследуемый процесс загрязнения экосистем описывается авторами как краевые задачи для системы нелинейных уравнений в частных производных (в их числе уравнение Навье-Стокса и уравнения физико-химических реакций в водной среде и на суше) [2].

Рассмотрим процесс растекания нефтяной пленки, образующейся при аварийном разливе нефти на водной поверхности акватории. Доктор технических наук, профессор Азербайджанской государственной нефтяной академии, Х. М. Гамзаев в своей статье «Моделирование растекания нефтяной пленки по поверхности моря» предлагает рассмотреть распространение нефти на водной поверхности как следствие сил гравитации и вязкостного трения, так как влияние именно этих воздействий и определяет динамику траектории изменения площади разлива [1]. Использование данной модели позволит определить радиус и толщину нефтяного разлива в определенный момент времени.

В осесимметричном случае модель распространения нефти будет представлено в виде уравнения сохранения массы, принятого для элементарного объема:

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial(r u h)}{\partial r} = 0 \quad (1)$$

и уравнение движения

$$\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial r} = -g\delta - \frac{\tau}{\rho_0 h} \quad (2)$$

где u – осредненная по толщине разлива скорость его перемещения, τ – касательное напряжение на нижней границе разлива; g – ускорение свободного падения; h – толщина нефтяного слоя; $\delta = (\rho_w - \rho_o)\rho_o^{-1}$, ρ_w, ρ_o – плотность воды и плотности нефти соответственно; r – радиальная координата; t – время.

Решение данных уравнений в контексте предложенной математической модели позволило получить формулы расчета параметров распространения нефтяного пятна при аварийном разливе нефти:

$$h(t) = \begin{cases} \left(\frac{\sqrt[3]{3}}{4}\right) \left(\frac{V_0}{2\pi\alpha t}\right)^{1/4} \left(\xi_0^2 - \frac{r^2}{\left(\frac{V_0^3 \alpha t}{8\pi^3}\right)^{1/4}}\right)^{1/3}, & r \leq r_k(t), \\ 0, & r \geq r_k(t). \end{cases} \quad (3)$$

где $h(t)$ – толщина нефтяной пленки, V_0 – начальный объем вылившегося нефтепродукта, $r_k(t)$ – конечный радиус, r – текущий радиус разлива.

Таким образом, определение примерного ареала распространения нефтепродукта (а именно его толщины и радиуса распространения), позволит производить быстрый и оперативный расчет, и, тем самым, ускоряя процесс принятия необходимых мер по локализации и ликвидации разливов аварийного разлива нефти.

Стоит отметить, что для получения более точных и полных характеристик распространения нефти, вышедшей на водную поверхность, предлагается использование комбинации нескольких методов моделирования. Так, принимая за основной расчет, предложенные в данной статье расчеты определения толщины пленки и радиуса распространения, и совмещая их с расчетами, предложенными Дж. Феем [5], можно более точно определить характер распространения нефтяного пятна. А применяя методы математического моделирования, предложенные Корневым А.А. и Оразбаевым Б.Б., и применяя для интерпретации математических моделей компьютерную программу CARDINAL [4], возможно также рассмотреть распространение нефтяного разлива с учетом дополнительных параметров (соленость воды, влияние ветра, диспергирование нефти в водной толще и др.).

Литература

1. Гамзаев Х. М. Моделирование растекания нефтяной пленки по поверхности моря // Прикладная механика и техническая физика. Т. 50, N-3. 2009. С. 127-130.
2. Дембицкий С.И., Дунаев И.М., Лаврентьев А.В., Ларионов А.В., Уртенев М.Х. Математические модели динамики и деструкции нефтяного слоя на акватории моря. - Краснодар, 2003 – КубГУ – 71 с.
3. Кенжегалиев А.К., Оразбаев Б.Б., Жумагалиев С.Ж., Утенова Б.Е., Кенжегалиева Д.А. «Исследование влияния нефтепоисковых операции на экологическое состояние Казахстанского сектора Каспийского моря и разработка математической модели дрейфа нефтяного пятна» // Отчет о НИР по гранту. Атырауский институт нефти и газа. Атырау: 2012. 127 с. 1.
4. Клеванный К.А. Компьютерная программа CARDINAL для расчета динамики поверхностных вод и транспорта загрязняющих веществ. Руководства пользователя. С-Петербург: 2013.
5. Fay J. A. Physical processes in the spread of oil on a water surface // Proc. of the Joint conf. prevention and control oil spills. Washington: Amer. Petrol. Inst., 1971. P. 463–467.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ЧИСЛА ЛЬЮИСА ДЛЯ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВЫХ СРЕД В ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ
АППАРАТОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

Е.В. Николаев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. В любых технологических процессах, в том числе в процессе сепарации, необходимо знание параметров процессов переноса – теплофизических свойств среды. Получение этих свойств с помощью эксперимента затруднительно ввиду огромного разнообразия смесей. Поэтому задача вычисления теплофизических свойств газов и их смесей с достаточной для практики точностью является актуальной.

Существует два основных подхода (феноменологический и статистический) к вычислению таких свойств газовых сред, как вязкость, теплопроводность и диффузия. Феноменологический подход (принцип соответственных состояний) рассматривает вещество как сплошную среду и использует для его исследования макропараметры, такие, как температура, объем, давление. При статистическом подходе (кинетическая теория газов) вещество рассматривается как совокупность очень большого количества микрочастиц, о состоянии вещества судят по характеру их движения. Оба подхода могут быть использованы для описания одних и тех же физических явлений, они стоят рядом и дополняют друг друга.

Анализ библиографических данных [1–3] показывает, что при математическом моделировании процессов переноса в углеводородных средах большое внимание следует уделять определению безразмерных комплексов [числа Прандтля (Pr), Шмидта (Sc) и Льюиса (Le)], так как нередко с их помощью можно получить сведения об особенностях интенсивности процессов переноса, осложненных фазовыми превращениями, нелинейными изменениями теплофизических свойств и структурной нестабильностью компонентного состава. В частности, число Льюиса, характеризующее соотношение между интенсивностями переноса массы компонента диффузией и переноса теплоты теплопроводностью, появляется в задачах, в которых одновременно рассматриваются перенос массы и тепла. В силу дороговизны проведения экспериментальных работ по определению числа Льюиса в углеводородных средах для моделирования процессов переноса тепла и массы, представление данных об особенностях изменений данного числа является актуальным и практически значимым.

Учитывая вышесказанное, в настоящей работе поставлена цель – построение зависимостей числа Льюиса от термобарических условий ($T \cong 0 \div 70^\circ\text{C}$, $P \cong 0,1 \div 3,5$ МПа) для многокомпонентных углеводородных газовых сред в условиях сепарации.

Этапы моделирования процесса сепарации углеводородных сред и теплофизических свойств газовой фазы. В программном комплексе Aspen Hysys производилось численное моделирование двухфазного сепаратора. В качестве термодинамической модели выбрали уравнение состояния Пенга-Робинсона [4], в связи с тем, что оно даёт наиболее надежные и точные результаты [5–7] в широком диапазоне термобарических условий. Согласно цели работы произведено численное моделирование процесса сепарации для 5 различных компонентных составов пластовой нефти в указанных термобарических условиях, фиксируя изменения компонентных составов газовых фаз для всех 5 случаев в зависимости от температуры и давления.

Для 5 различных компонентных составов пластовой нефти определили теплофизические свойства (теплоемкость, теплопроводность, вязкость и др.) выходящего потока газовой фазы, также зафиксировали изменения в зависимости от термобарических условий. Подходы к вычислению теплофизических свойств и сопоставление с экспериментальной информацией мы проводили в предыдущих работах [7, 8]. Согласно молекулярно-кинетической теории газов, явление самодиффузии вещества связано с его вязкостью и плотностью следующим соотношением:

$$D_{ii} = \frac{6}{5} \mu_i \frac{RT}{M_i P} \frac{\Omega_v}{\Omega_D} = \frac{6}{5} \frac{\mu_i}{\rho_i} \frac{\Omega_v}{\Omega_D} \quad (1)$$

Здесь D_{ii} – коэффициент самодиффузии, м²/с; ρ_i – плотность, кг/м³; μ_i – коэффициент динамической вязкости, Па·с; M_i – молекулярная масса; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); Ω_v , Ω_D – интегралы столкновений для переноса импульса и массы, соответственно. Соотношение интегралов столкновений Ω_v/Ω_D является слабой функцией характеристической температуры $T_i^* = kT/\varepsilon_i$ (здесь k – постоянная Больцмана, эрг/К; ε_i/k – параметр потенциальной функции межмолекулярного взаимодействия, К) и приблизительно равно 1,1 в области умеренных давлений. Пользуясь уравнением (1), мы предлагаем найти коэффициенты самодиффузии для многокомпонентной углеводородной газовой смеси, которые будут характеризовать среднюю скорость диффузии смеси в целом. В целях верификации, мы сопоставили экспериментальные данные с результатами наших расчетов с применением уравнения (2) для бинарных систем $\text{CH}_4\text{--C}_2\text{H}_6$, $\text{CO}_2\text{--C}_3\text{H}_8$, $\text{C}_2\text{H}_6\text{--N}_2$, $\text{CH}_4\text{--CO}_2$, $\text{C}_2\text{H}_6\text{--C}_3\text{H}_8$. Средняя относительная погрешность не превышает 7% за исключением случаев при повышенных давлениях (более 1 МПа). С возрастанием давления наблюдается увеличение расхождения расчетных величин от эксперимента (местами относительная погрешность составляла 30%). Это связано с тем, что соотношение интегралов столкновений в уравнении (1) значительно отклоняется от величины 1,1. В связи с этим, аппроксимируя экспериментальные данные, внесли коррективы в определении соотношения интегралов столкновений в уравнении (1), после чего, средняя относительная погрешность снизилась до 3%.

Результаты и их обсуждение. Ниже представлены графические данные изменений числа Льюиса углеводородной газовой смеси и метана, вычисленных по известным соотношениям теплофизических свойств, в зависимости от температуры при различных давлениях (см. рис.).

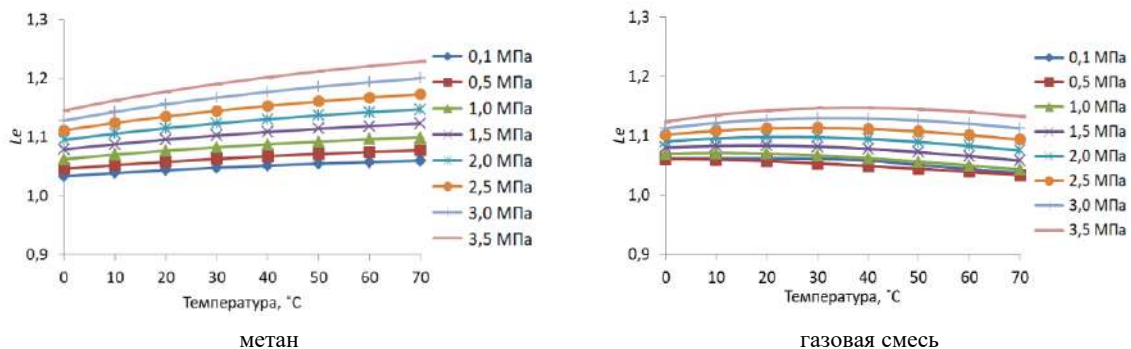


Рис.1 Зависимость изменения числа Льюиса Le для метана и газовой смеси от температуры при различных давлениях

Из рисунка видим, что кривые числа Льюиса для многокомпонентной смеси при давлениях 0,1, 0,5 и 1,0 МПа сгруппировались и практически совпадают, а в случае с метаном распределение более равномерное, при этом больше всего число Льюиса близко к единице при атмосферном давлении. Стоит отметить, что во всех случаях многокомпонентных углеводородных смесей число Льюиса распределяется в пределах значений от 1,00 до 1,23. В какой-то мере это оправдывает теорию Шваба и Зельдовича [9].

Заключение. Предложен метод оценки средней скорости диффузии в многокомпонентных углеводородных газовых смесях с использованием соотношения для вычисления коэффициента самодиффузии вещества через его плотность и вязкость из молекулярно-кинетической теории. Установлено влияние давления на соотношение интегралов столкновений для переноса массы и переноса импульса и предложено выражение для учёта параметра давления. Приведены результаты оценки коэффициентов переноса (динамической вязкости, теплопроводности и диффузии) и числа Льюиса для многокомпонентных углеводородных сред в термобарических условиях процесса сепарации, характерных для функционирования аппаратов подготовки нефти в сопоставлении с коэффициентами переноса чистого метана.

Литература

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль». – 2002. – 572 с.
2. Александров И.А. Массопередача при ректификации и абсорбции многокомпонентных смесей. – М.: Химия, 1975. – 320 с.
3. Hirshfelder J.O., Curtiss C.F., Bird R.B. Molecular Theory of Gases and Liquids. New York: John Wiley and Sons, 1954. – 1219 p.
4. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundam, 1976. – V. 15. – P. 59–64.
5. Kylling O.W. Optimizing separator pressure in a multistage crude oil production plan: M. Sc. Diss. Trondheim, 2009. – 76 p.
6. Фаловский В.И., Хорошев А.С., Шахов В.Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, 2011. – Т. 13. – № 3. – С. 120–125.
7. Nikolayev E.V., Kharlamov S.N. Separation Features in Hydrocarbon Media at Thermobaric Regimes of Petroleum Preparation Devices Functioning // Key Engineering Materials, 2017. – V. 743. – P. 373–377.
8. Николаев Е.В., Харламов С.Н. Исследование сепарационных процессов углеводородных многокомпонентных систем в режимах функционирования оборудования предварительной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2016. – Т. 327. – № 7. – С. 84–99.
9. Вильямс Ф.А. Теория горения. – М. Наука, 1971. – 616 с.

АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ ПО ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ

В.О. Патракеев, И.Е. Гаврилов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории Российской Федерации сосредоточены более 30% мировых запасов газа. Газодобывающая отрасль в России ежегодно развивается. К 2025 году запланировано увеличение объемов добываемого газа в 2 раза, наибольший вклад в добычу природного газа вносят районы Крайнего Севера и районы, приравненные к ним [1]. Важной задачей в условиях Крайнего Севера после добычи природного газа является его подготовка. На большей части газоконденсатных промыслах, подготовка газа осуществляется на установке комплексной подготовки газа путем низкотемпературной сепарации [2]. Процесс подготовки газа, с

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

применением данных технологий необходим для очистки, осушки и отделения фракция низкокипящих углеводородов. Для отделения фракций низкокипящих углеводородов в низкотемпературном сепараторе, необходимо обеспечить снижение температуру природного газа до температур точки росы [3].

В процессе эксплуатации газового месторождения в различных скважинах давление природного газа со временем падает неодинаково. В части скважин пластовое давление снижается, и появляются скважины с низким дебитом (низконапорные) [4].

В связи с этим создание унифицированной экономичной схемы НТС природного газа для низконапорных скважин стало актуальной задачей в связи с увеличением их количества на многих месторождениях. В работе Шубенко А.Л. [5] предложена новая схема, разработанная на основе схемы НТС с источником холода ТДА, отличающаяся тем, что в линию низконапорных скважин добавлен компрессор ТДА, приводом для которого служит турбина ТДА, включенная в линию высоконапорных скважин. Данная схема позволяет за счет разделения газовых потоков (низконапорные скважины соединяются одними коллекторами, высоконапорные вторыми) существенно увеличить добычу газа на месторождении, имеющем скважины высоких и низких давлений (Рис. 1)

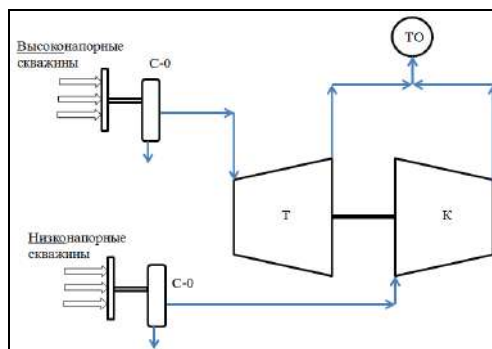


Рис.1 Участок технологической схемы низкотемпературной сепарации (дополнительный турбодетандерный агрегат): С-0 – сепаратор предварительной очистки; ТО – рекуперативный теплообменник; Т – турбодетандер, К – Компрессор.

Для соблюдения технологических параметров, связанных с поддержанием определенного давления в рекуперативном теплообменнике, была приложена математическая модель соблюдения мощностного баланса между дополнительным турбодетандером и дополнительным компрессором [14]:

$$G_1 \cdot \frac{k_1}{k_1 - 1} \cdot T_1 \cdot R_1 \cdot \left[1 - \left(\frac{P_{ТД}}{P_1} \right)^{\frac{k_1}{k_1 - 1}} \right] \eta_T = G_2 \cdot \frac{k_2}{k_2 - 1} \cdot T_2 \cdot R_2 \cdot \left[\left(\frac{P_{ТД}}{P_2} \right)^{\frac{k_2}{k_2 - 1}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_K} \quad (1)$$

где G_1, G_2 – расходы газа (массовые) в высоконапорных и низконапорных линиях, k_1, k_2 – показатели адиабаты для газа в высоконапорных и низконапорных линиях, R_1, R_2 – газовые постоянные для газа в высоконапорных и низконапорных линиях, $P_1, P_2, P_{ТО}$ – давления газа в высоконапорных и низконапорных линиях, η_T, η_K – КПД турбодетандера и компрессора.

На основании представленной математической модели был произведен расчёт различных параметров работы представленной технологической схемы (Рис. 2). Данная модель позволила установить закономерность требуемого значение давления высоконапорных скважин (P_1), для успешной работы низконапорных скважин (P_2) с определенным массовым расходом $P_1 = f(P_2, G_1/G_2)$.

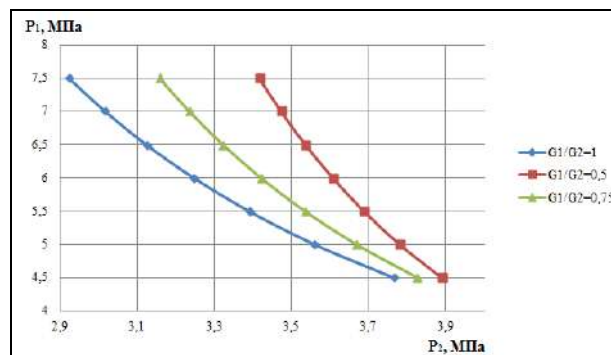


Рис.2 Условия баланса давлений высоконапорных скважин P_1 от давлений низконапорных скважин P_2 в зависимости от разных соотношений расходов G_1/G_2 .

Также было произведено математическое моделирование смеси газовых потоков, образующейся после прохождения газа предложенной технологической операции (детандирование газа с высоконапорных скважин, компримирование газа с низконапорных скважин и взаимное смешение газовых потоков перед

теплообменником). В результате была получена закономерность температуры газовой смеси (Рис. 3) на входе в теплообменный агрегат от давления низконапорных скважин, при определенном соотношении расходов $T_{го} = f(P_2, G_1/G_2)$

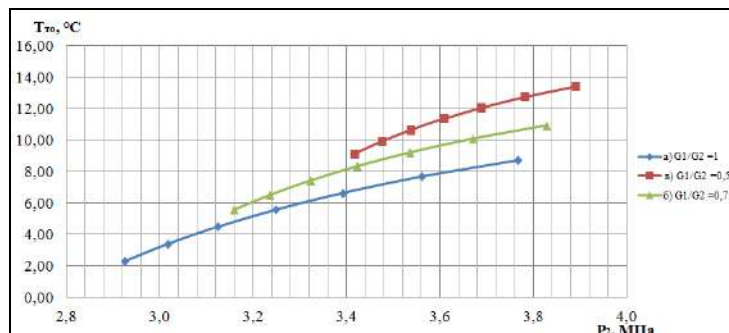


Рис.3 Зависимость температуры газа на входе рекуперативный теплообменник (после смешение газовых потоков) исходя из давления низконапорных скважин $T_{го} = f(P_2, G_1/G_2)$, при соотношении расходов G_1/G_2 .

Исходя из построенной графической зависимости, наблюдается эффективное снижение температуры смеси природного газа на входе в рекуперативный теплообменник $T_{го}$ ($T_{го} < T_{устье скважины}$) при соотношении расходов $G_1/G_2 = 1$ (30 кг/с к 30 кг/с) для всего градиента возможных давлений низконапорных скважин P_2 .

При увеличении расхода газа из низконапорных скважин на 33 % $G_2 = 40$ кг/с (соотношений $G_1/G_2 = 0,75$) эффективное снижение температур смеси природных газов наблюдается в диапазоне давлений низконапорных скважин до 3,64 МПа.

При увеличении расхода газа из низконапорных скважин на 50 % $G_2 = 60$ кг/с (соотношений $G_1/G_2 = 0,5$) эффективное снижение температур смеси природных газов наблюдается в узком диапазоне давлений низконапорных скважин 4, 41 до 3,46 МПа.

Вывод: произведенный анализ новой схемы низкотемпературной сепарации (НТС) позволяет расширить диапазон эксплуатации газовых месторождений с низконапорными скважинами. Главным достоинством схемы является повышение давления газа из низконапорных скважин за счет имеющейся потенциальной энергии высоконапорных скважин без использования внешних источников энергии (совместная работа турбодетандера и компрессора для разных потоков на одном валу). Использование рассмотренной схемы может увеличить добычу газа больше чем на 50 %.

Литература

1. Филимонова И.В., Эдер Л.Н, Немов В.Ю., Мишенин М.В. Газовая отрасль России на современном уровне // Журнал. Экологический вестник. – №9. – 2014. – С.4-9.
2. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов / М.А. Берлин, В. Г. Гореченков, В. П. Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 520 с.: ил.
3. СТО Газпром 089–2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам.
4. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов / М.А. Берлин, В. Г. Гореченков, В. П. Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 520 с.: ил.
5. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / – М: Грааль, 2002. 575 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛООВОГО РАСЧЕТА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PIPEMODEL

В.В. Резван, А.А. Самарин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Безаварийная эксплуатация магистральных нефтепроводов тесно связана с работоспособностью турбин. Напрямую зависит от их несущей способности, которая, в свою очередь, в процессе длительной эксплуатации, неизбежно снижается в результате развития дефектного состояния. В настоящее время нефтяные компании, занимающиеся магистральным транспортом нефти, стремятся к снижению аварийности и более безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Главной причиной капитального ремонта, является наличие дефектов, угрожающих надежному функционированию трубопровода, в частности процессы, связанные с коррозионным разрушением труб вследствие износа покрытия. Коррозия трубопровода, является основной причиной производства работ, связанных с ремонтом трубопровода. По статистическим данным, одна треть труб, находящаяся эксплуатации более 30 лет, подлежит замене.

Среди основных дефектов, встречающихся на трубопроводах, можно выделить:

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Дефекты структуры металла–расслоение; неметаллические включения; плохое качество трубы, выпускаемой заводом–изготовителем и др.;

дефекты геометрии–вмятины, гофры, отклонения от кругового сечения;

дефекты сварных соединений–трещины, не провары, поры, шлаковые включения, прожоги, неравномерное усиление сварного шва по ширине и высоте, недопустимые смещения кромок свариваемых труб и др.;

поверхностные дефекты–коррозионный износ, включая коррозионные каверны, трещины, стресс-коррозионные трещины, эрозионный износ, царапины из-за небрежного обращения с трубами при строительстве, перевозках и т.д.

Техническая диагностика позволяет оценить реальную экологическую ситуацию на всех тех этапах, на которых происходит эксплуатация и строительство трубопроводов, а также в тех зонах, в которых происходит техногенное воздействие объекта.

Одним из методов контроля состояния изоляции и стенок трубопровода является тепловой контроль. [1]

Неразрушающий тепловой контроль качества промышленной продукции и элементов конструкций производственных объектов является неотъемлемой частью производственного процесса во многих отраслях, например, в теплоэнергетике, строительстве, нефтегазовой промышленности. Важной компонентой теплового неразрушающего контроля являются модели тепловых процессов обследуемых объектов. Без таких моделей трудно, а зачастую, и невозможно адекватно идентифицировать масштаб обнаруженных дефектов и оценить меры по их ликвидации. Существуют универсальные программы расчета тепловых полей, например, программный комплекс “Comsol”. Их недостаток в том, что зачастую невозможно в реальные сроки рассчитать тепловое поле более или менее сложного объекта с большим (порядка нескольких миллионов) количеством расчетных точек.

Некоторые отрасли, в которых тепловой контроль жизненно важен, заказывают разработку специализированных моделей тепловых испытаний, например, ракетостроительные и авиастроительные корпорации. Лаборатория теплового контроля инженерной школы неразрушающего контроля ТПУ занимается разработкой таких моделей. В качестве примера можно указать корпорацию «Эйрбас» - работа выполнена в 2016 г., индийские предприятия ракетостроения – работа выполнялась в 2012 г., и в этом (2018-м году) уже на новом уровне. Имеется постоянно обновляемая программа “ThermoCalc3D “ мирового уровня – она позволяет моделировать тепловые испытания слоистых объектов.

Для объектов цилиндрической структуры известна программа моделирования тепловых процессов цементной печи, разработанная в ТПУ. Однако в силу своей специфичности она не может применяться к объектам трубопроводного транспорта.

Таким образом, разработка модели тепловых процессов в многослойных объектах трубопроводного транспорта до сих пор является актуальной задачей, так как проектов в данной области мало.

Задача моделирования тепловых процессов в трубе может быть сформулирована следующим образом:

– считаем известными: теплофизические параметры материалов корпуса трубопровода, расход жидкости, её исходную температуру, теплофизические параметры теплообмена корпуса трубы с жидкостью и с окружающей средой;

– неизвестные величины: распределение температуры на поверхности, внутри корпуса трубы и в жидкости вдоль трубы;

– необходимо решить совокупность уравнений, записанных для элементарных ячеек, и найти неизвестные величины.

Для аппроксимации процесса теплопроводности будем использовать равномерно распределенное множество точек в пространстве R-φ-Z (цилиндрическая система координат). Такое множество называется конечно-разностной сеткой, а сами точки – узлами сетки. Рассмотрим такую сетку с узлами. Вокруг каждого узла очертим поверхности равного влияния узлов. Ячейки, полученные таким способом, называются ячейками Дирихле [2]. Самый внешний цилиндрический слой узлов зададим на внешней границе трубопровода. Каждый переход от одного слоя трубопровода к другому будет совпадать с одним из координатных слоев узлов сетки. Внутри трубы зададим узлы, зависящие только от координаты Z.

Наличие большого числа рассматриваемых тепловых, гидравлических процессов и параметров приводит к необходимости использования в качестве методики моделирования метода расщепления по физическим процессам [2]. В данном случае моделирование объекта заключается в последовательном моделировании физических процессов, происходящих в нем, на каждом временном шаге. Такими процессами будут теплопередача, перемещение жидкости. При этом трехмерный процесс теплопередачи расщепим на три составляющих: теплопередача вдоль радиуса, теплопередача вдоль осевой координаты и по азимутальной координате. [3]

В компьютерной программе Pipe Model, реализующей предложенную выше модель, нужно обозначить следующие три её основные части:

1. Взаимодействие пользователя с программой (интерфейс) по вводу исходных данных.

2. Процесс вычислений, реализующих математическую модель.

3. Вывод полученных данных в удобной для пользователя форме:

– изображение поля температур на поверхности трубопровода в виде термограммы,

– пространственные профили температуры вдоль оси Z на поверхности трубопровода, профили температур вдоль радиуса.

- временные профили температуры в заданной точке внешней поверхности.
- таблицы температур на поверхности трубопровода.

После задания условий программа по команде производит расчет.

Полученные результаты выводятся в виде термограммы, пространственного профиля температуры, временного профиля температуры и таблицы температур.

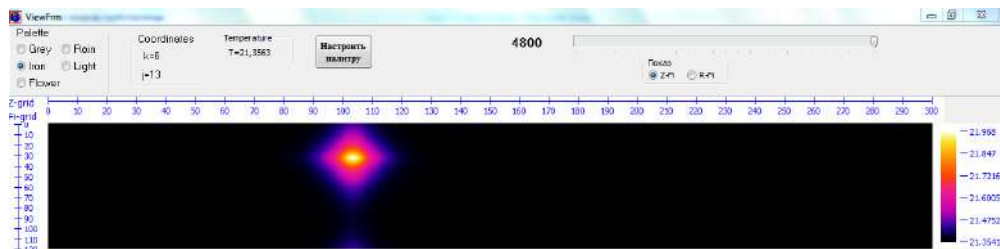


Рис.1 Термограмма трубопровода по длине

Термограммы позволяют найти температуру в любой точке трубопровода. На рисунке 1 всплеск показывает место дефекта.

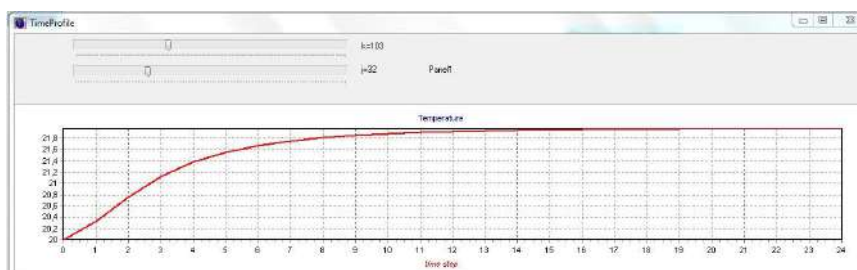


Рис.2 Временной профиль температуры

С помощью временного профиля температуры (рис.2) можно в определенной точке посмотреть изменение температуры во времени, и момент, когда температура установится и станет стационарной.

Диагностика трубопроводов тепловым методом с применением моделирования позволяет в короткие сроки и с небольшими затратами определить место образования дефекта и необходимость его срочного устранения. Для этого перед непосредственными замерами тепловизором проводится расчет дефекта в программном комплексе с построением термограмм и профилей температуры. Затем полученная при измерениях термограмма сравнивается с модельной и делается вывод о размерах и критичности дефекта.

Данный метод не требует снятия изоляции, что значительно сокращает время проведения диагностики. Также, кроме тепловизора и моделирующей программы, практически не требуется дополнительного оборудования.

Достоинства этой методики контроля позволяют рекомендовать ее к использованию во многих сферах деятельности, и прежде всего, в нефтегазовом деле.

Литература

1. Инфракрасная термография и тепловой контроль: научное издание/ Вавилов В. П.; редактор Клейзер В. П. – Москва: ИД Спектр, 2013. – 27, 91-93, 179 с.
2. Самарский А.А. Теория разностных схем. –М.: «Наука», 1989.
3. Chandler H.W., Macphree D.E. A model for the flow of cement pastes//Cement and Concrete Research. – 2003. – № 33 (2). – P. 265 – 270.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА В РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЯХ

Т. И. Смагин, М.С. Александров

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффект Томса был открыт более 70 лет назад, однако до сих пор методы, основанные на данном эффекте, находят широкое применение в энергетической отрасли. На современном этапе множество предприятий, занимающиеся транспортировкой углеводородов, обратили свое внимание на использование противотурбулентных присадок (ПТП), поскольку при введении ПТП в поток транспортируемой жидкости происходит снижения гидродинамического сопротивления. Данный факт позволяет увеличить пропускную

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

способность трубопровода и снизить входное давление, что, в свою очередь, повышает надежность трубопровода и снижает удельные затраты мощности на перекачку нефти и нефтепродуктов. В данной работе объектом исследования являются ПТП различных марок.

Цель работы – определение эффективности применения противотурбулентной присадки марки FLO MXA для снижения гидродинамического сопротивления нефтепровода в различных температурных условиях.

ПТП представляют собой углеводородные полимеры высокой молекулярной массы. Из широкого круга нефтерастворимых полимеров высшие поли- α -олефины получили наибольшее распространение в качестве агентов в связи с возможностью создания длинной цепочки (для увеличения молекулярной массы) и относительной дешевизной производства.

Современные суспензионные ПТП содержат до 30 % активного полимера, что позволяет увеличить пропускную способность нефтепроводов до 25 %. Ведущими производителями на рынке ПТП, обеспечивающими почти все объекты транспорта нефти, являются «Baker Hughes» и «ConocoPhillips».

При использовании ПТП необходимо учитывать факторы, напрямую влияющие на эффективность применения той или иной марки ПТП. К таким факторам относятся: молекулярная масса активного полимера; концентрация ПТП; скорость, температура, вязкость перекачиваемого нефтепродукта и диаметра трубопровода. Установление степени влияния тех или иных параметров осуществляется лишь опытным путем.

Опытно-промышленные испытания различных марок ПТП успешно проводятся как в России, так и за рубежом. Так, известно о использовании ПТП в Ираке на месторождении Каркук [1]; испытание ПТП марок Necadd-547 и Necadd-447 в ОАО «Юго-Запад транснефтепродукт» [4]; введение ПТП марки FLO MXA компанией ЗАО «Ванкорнефть» в магистральный нефтепровод (МН) Ванкорское месторождение–Пурпе, пролегающий в условиях Крайнего Севера [6]. Во всех случаях эффективность ПТП была более 30 %.

Оценка эффективности присадки (ψ) производится путем сравнения коэффициентов гидравлических сопротивлений нефтепровода, которые были вычислены на основе промышленных испытаний до и после ввода присадки в нефтепровод по формуле (1):

$$\psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\%; \quad (1)$$

где λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления потока нефти при отсутствии ПТП в потоке; λ_f – коэффициент гидравлического сопротивления при введении ПТП в нефтепровод [4].

При использовании формулы Дарси-Вейсбаха для расчета коэффициентов гидравлического сопротивления λ_0 и λ_f и подстановки в формулу (1) получим уравнение для расчета эффективности ПТП на контролируемом участке нефтепровода (2):

$$\psi = \left(1 - \frac{\Delta P_f \cdot Q_0^2}{\Delta P_0 \cdot Q_f^2} \right) \cdot 100\%; \quad (2)$$

где ΔP_f , ΔP_0 – перепады давления на участке нефтепровода при течении нефти с ПТП и без присадки соответственно, Па; Q_f , Q_0 – объемные расходы нефти с ПТП и без присадки соответственно, м³/ч.

Перепад давления ΔP между началом и концом участка нефтепровода вычислим по формуле (3):

$$\Delta P = (P_{\text{нач}} - P_{\text{кон}}) + \rho \cdot g \cdot \Delta z; \quad (3)$$

где $P_{\text{нач}}$ – давление в трубопроводе на станции, расположенной в начале участка нефтепровода, Па; $P_{\text{кон}}$ – давление в трубопроводе на станции, расположенной в конце участка нефтепровода, Па; g – ускорение свободного падения, м/с²; Δz – разность геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода, м [3].

Расчет эффективности ПТП марки был проведен на основе данных об испытаниях ПТП марки FLO MXA компании «Baker Hughes» с концентрациями 5, 7 и 10 г/т на участке Грязовец – Ярославль с внутренним диаметром 800 мм и протяженностью 176,41 км МН Ухта–Ярославль в теплое (+15,4 °С) и холодное (+8,3 °С) время года. Результаты расчета представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1

Расчет эффективности применения присадок марки FLO MXA

| Сить, г/т | $P_{\text{нач}}$, МПа | | $P_{\text{кон}}$, МПа | | Q , м ³ /ч | | ψ , % | |
|-----------|------------------------|------|------------------------|------|-------------------------|------|------------|------|
| | тепл. | хол. | тепл. | хол. | тепл. | хол. | тепл. | хол. |
| 0 | 4,89 | 5,82 | 0,39 | 0,38 | 2664 | 2664 | 0 | 0 |
| 5 | 4,36 | 5,63 | 0,39 | 0,39 | 2776 | 2671 | 18,3 | 4,0 |
| 7 | 4,17 | 5,45 | 0,39 | 0,41 | 2800 | 2697 | 23,3 | 8,0 |
| 10 | 3,97 | 5,21 | 0,39 | 0,41 | 2784 | 2686 | 26,3 | 12,7 |

Согласно таблицы 1 были построены графики, характеризующие влияние концентрации, температуры и расстояния трубопровода на эффективность применения ПТП (рис. 1 и 2).

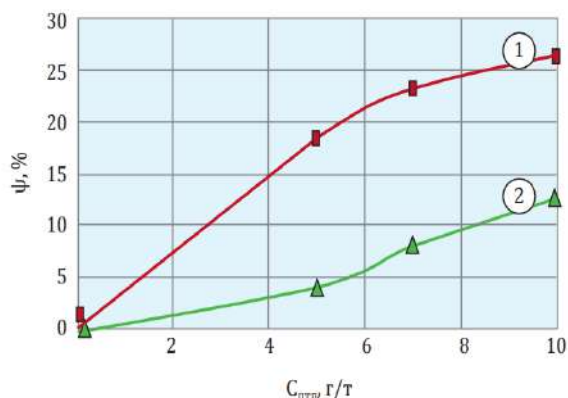


Рис.1 График зависимости эффективности FLO МХА от концентрации в теплое (1) и холодное (2) время года [2]

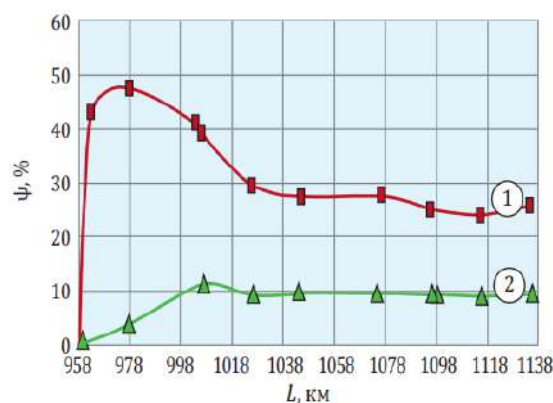


Рис.2 Распределение эффективности ПТП по длине исследуемого участка нефтепровода при концентрации 10 г/тв теплое (1) и холодное (2) время года [2]

На основании рис. 1 и 2 можно сделать вывод, при снижении температуры перекачиваемого продукта эффективность присадок снижается более чем в 2 раза. Такое падение скорее всего обусловлено кристаллизацией твердых компонентов нефти (парафинов, асфальтенов, смол) при ее охлаждении и с сокристаллизацией с ними поли- α -олефинов (активного компонента ПТП), которые по своей химической природе близки к парафинам, что приводит к ухудшению их растворимости в жидкой фазе. Согласно данным графика, изображенного на рисунке 1, повышение концентрации ПТП способствует увеличению эффективности FLO МХА. Однако до начала проведения испытаний необходимо учитывать высокую стоимость данной ПТП и рационально выбирать концентрацию ПТП. На рис. 2 представлено распределение эффективности ПТП по длине исследуемого участка нефтепровода, которое демонстрирует стремительный рост эффективности FLO МХА и последующее снижение, которое связано с деструкцией активных полимеров присадки. В среднем, эффективность снижения гидравлического сопротивления нефтепровода в теплое время года составила 26,3 %, в холодное время года – 12,7 %.

В заключении стоит сказать, что использование ПТП предприятиями транспорта углеводородного сырья дает возможность экономить значительные средства, затрачиваемые на перекачку нефти и продуктов переработки, путем снижения гидродинамического сопротивления. Однако эффективность ПТП зависит от ряда факторов, характеризующих природу активного полимера, режим течения продукта, технологии ввода присадок, термобарические условия, которые необходимо учитывать до проведения опытно-промышленных испытаний для получения максимального эффекта.

Литература

1. Ali A. Abdul-Hadi and Anees A. Khadom, "Studying the Effect of Some Surfactants on Drag Reduction of Crude Oil low," Chinese Journal of Engineering, vol. 2013, p. 6, 2013.
2. Валиев М.И., Хасбиуллин И.И., Казаков В.В. Особенности применения противотурбулентных присадок на основе полиальфаолефинов при различной температуре нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 5 (25). С. 32-37.
3. Гольянов А.И., Жолобов В.В., Несын Г.В., Семин С.Л., Ширяев А.М. Снижение гидродинамического сопротивления при течении углеводородных жидкостей в трубах противотурбулентными присадками. Научный обзор истории вопроса // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 2. С. 80-87.
4. Иваненков В.В., Подливахин И.В. Опыт использования противотурбулентных присадок в ОАО "Юго-Запад транснефтепродукт" // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 4 (8). С. 36-39.
5. Коршак А.А., Хусейн М.Н. Условия эффективного применения противотурбулентной присадки при решении задачи увеличения производительности нефтепровода // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. Уфа, 2008. Вып. 1 (71). С. 41-45.
6. Теплоухова А. В. Опыт применения противотурбулентных присадок в ЗАО «Ванкорнефть» // Технологии добычи и использования углеводородов. 2015. № 1. С. 1–2.

*СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ*

ФИЛЬТРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ В ПЛАСТАХ-КОЛЛЕКТОРАХ

Д.В. Сурженко, В.Д. Тянь

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель – критический обзор исследований по проблемам моделирования фильтрации смеси в пластах-коллекторах.

Проблема низкого коэффициента нефтеотдачи месторождений в настоящее время стоит наиболее остро в условиях высокой выработанности месторождений. Основная часть месторождений Российской Федерации введена в эксплуатацию в 60-70 годах прошлого века. Сейчас они находятся на 3-4 стадиях разработки. При этом существующие методы не позволяют извлечь из месторождения все ценное топливо. Существенная часть углеводородов остается в толще земли. Поэтому изучение особенностей фильтрации углеводородов и его моделирование процессов для эффективного проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи и продуктивности залежей углеводородов.

Изучение движения жидкости и газов в пустотах пористых сред обычными методами гидродинамики невозможно. Это обусловлено сложным и непостоянным характером структуры порового пространства. Элементарная оценка показывает, что, если бы попытки построить решение данной задачи путем решения уравнений движения вязкой среды для области всех пор не увенчались бы успехом, так как даже для небольшого месторождения было бы невозможным записать граничные условия. Поэтому всякое движение газов, жидкости и смесей в пористых средах является предметом изучения подземной гидродинамики (теории фильтрации).

Основным законом подземной гидромеханики, на котором базируются методы проектирования и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений, является закон Дарси. Согласно закону Дарси, движение жидкости и газа на конкретном участке пористой среды происходит под действием градиента давления. Но одного лишь закона Дарси недостаточно для моделирования столь сложного процесса фильтрации углеводородных смесей. В процессе извлечения нефти из пласта себя проявляют такие процессы, как эффект Джоуля-Томсона или возможность возникновения автоколебаний при разработке газоконденсатных месторождений.

Следствие эффект Джоуля-Томсона в газированной нефти - явление снижения температуры многокомпонентной смеси при выделении из нее газа. При таком процессе расстояние между молекулами газа увеличивается. На это затрачивается внутренняя энергия смеси, в результате чего и происходит снижение температуры. Возникать данное явление может при падении давления в скважине, например, вследствие появления дополнительных трещин в призабойной зоне пласта.

Данный процесс был описан в работе [1]. Также автор описал и явление повышения температуры нефти в результате снижения проницаемости призабойной зоны пласта. Такое возможно при образовании асфальто-смолистых отложений. Результаты работы [1] должны быть учтены при проведении диагностики состояния пластов и скважин методами термохимических исследований.

Опыт газодобывающей промышленности показывает, что одной из основных является проблема повышения степени извлечения газа и конденсата из продуктивных пластов [2]. Данная проблема обусловлена конденсацией ретроградного газового конденсата, и как следствие снижению продуктивности скважины. При выборе методов воздействия на пласт и проведении таких операций для повышения продуктивности, необходимо учитывать эффект возникновения автоколебаний в газовом конденсате, описанный в работе [2]. Механизм данных колебаний объясняется постоянными фазовыми изменениями газовыми конденсата: происходит периодическая конденсация и периодическое испарение. Вследствие этого постоянно изменяются соотношения в смеси жидкой и газообразной фаз. Результаты данной работы непременно должны учитываться при выборе методов воздействия на газоконденсатную залежь.

Международный опыт исследований в данной сфере предлагает нам новый метод моделирования сжимаемого потока в пористых средах, применимый к разработке углеводородных коллекторов. [3] Данный метод основан на трёхфазной трёхмерной модели нефти. Данная модель представляет собой три составляющих углеводородной смеси: вода, нефть и газ. В более поздних работах рассматривается иной подход, включающий в модель нефти еще одну составляющую: нефть, испарившуюся в газовую фазу. Но в исследовании [3] этим пренебрегают и рассматривают модель только для высоковязкой нефти. Также предполагается, что вода не может смешиваться с нефтью или газом. В свою очередь газ может растворяться и выделяться из нее. Использование данной модели привело к значительному снижению времени, затрачиваемого на моделирование одного и того же пласта (примерно в 5 раз). А также новый метод показал отличную точность, что позволило сделать вывод о том, что новый метод может быть применен не только для тяжелой и высоковязкой нефти, но и для других ее типов. Использование данного метода позволяет лучше понимать, что будет происходить в пласте при проведении операций по увеличению нефтеотдачи, таких как заводнение или гидравлический разрыв пласта.

На этом международные исследования не заканчиваются. Например, в [4] рассматривается возможность моделирования течений в пористых средах, основываясь на трехмерной MRT модели и решении решеточных уравнений Больцмана. Данный метод моделирования позволяет наглядно отразить процессы течения многофазных потоков в пористых средах. Также в статье [4] описана зависимость между характеристиками сплошной среды (пористость, смачиваемость и др.) и проницаемостью многофазных течений через заданную пористую среду. По результатам исследования сделаны выводы, что пористая среда с большими порами и имеет небольшие площади поверхности сплошной сферы и, следовательно, обеспечивает относительно большее

количество порового пространства, доступного для потока обеих фаз. И наоборот, пористая среда с небольшими пораками и имеет большие площади поверхности твердой сферы на единицу объема и оставляет меньше места для потока обеих фаз. Для случая $S_w = 0,78$ несмачивающая фаза образует несколько прерывистых капель, и некоторые капли захватываются в порах из-за пор в шахматном порядке. В случае $S_w = 0,45$ несмачивающая фаза в больших порах может легко объединяться и занимать большее количество соединяемых путей, поэтому несмачиваемая фаза может легко и непрерывно перемещаться в порах. Между тем, также наблюдается, что различные насыщения смачивания могут влиять на двухфазные схемы распределения [4].

По итогам работы можно сделать вывод о том, что проблема низкой продуктивности и низкого коэффициента нефтеотдачи рассматривается и решается. О чем свидетельствуют достижения, описанные в данной статье. Рассмотренные достижения могут помочь в лучшем понимании процессов, происходящих в пластах-коллекторах и выбрать и разработать новые, более продуктивные, методы воздействия на пласт.

Литература

1. Шарафутдинов Р.Ф., Бочков А.С., Шарипов А.М., Садретдинов А.А. Фильтрация газированной нефти при наличии фазовых переходов в пористой среде с неоднородной проницаемостью // Прикладная механика и техническая физика, 2017, том 58, выпуск 2, 98-102.
2. Зайченко В.М., Майков И.Л., Торчинский В.М. Особенности фильтрации углеводородных смесей в пористых средах // Теплофизика высоких температур, 2013, том 51, выпуск 6, 855–863.
3. Mohammad Amin Amoo, Joachim Moortgat. Higher-order black-oil and compositional modeling of multiphase compressible flow in porous media // International Journal of Multiphase Flow. Volume 105, August 2018, Pages 45-59
4. Shi Y., Tang G. H. Relative permeability of two-phase flow in three-dimensional porous media using the lattice Boltzmann method // International Journal of Heat and Fluid Flow. Volume 73, October 2018, Pages 101-113.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА

Е.С. Терентьев

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данной работы является изучение установки комплексной подготовки нефти (УКПН), принцип действия электродегидратора и рассмотрение вопроса о повышении качества первичной переработки нефти на базе применения дополнительной 3-ступенчатой рабочей зоны. Для этого решаются следующие задачи: подбор и обработка технической литературы по теме и подготовка материала.

Эксплуатируемые установки подготовки нефти, газа и воды отличаются большим разнообразием по составу блоков, конструкции оборудования и характеру технологического процесса [1].

Подготовка нефти в зависимости от физико-химических свойств продукции скважины и требуемого качества товарной продукции проводится на следующих установках: ТХУ (термохимическая установка); ЭЛОУ (электрообессоливающая установка); УКПН (установка комплексной подготовки нефти).

Сырая нефть поступает на установки сепарационные, в которых от нефти происходит отделение свободного газа. После того, как газ отсепарировался, нефть поступает на установку обезвоживания, в которой осуществляет отделение пластовой воды от неё. С высокой минерализацией пластовых вод обезвоженная нефть поступает на установки обессоливания, а после чего – на установки стабилизации нефти. [1].

В настоящее время на российских заводах нефтепереработки используются горизонтальные электродегидраторы [2].

В нашей стране применяли следующие типов электродегидраторов:

- вертикальные
- шаровые
- горизонтальные

В горизонтальном электродегидраторе (рис.1) электроды расположены посередине установки. Они находятся в подвешенном положении горизонтально, друг над другом. Расстояние между электродами составляет от 25 до 40 см. Большой путь движения нефти является хорошим достоинством такой конструкции перед другими аппаратами.

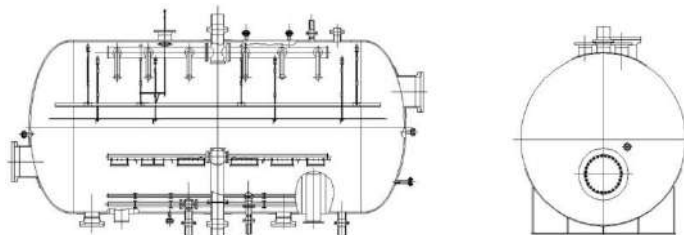


Рис.1 Горизонтальный электродегидратор

Принцип работы электродегидратора довольно прост. Если вода попадает в электрополе нефтяной эмульсии, ее частицы, которые имеют отрицательный заряд, перемещаются в капле. После пробоя оболочки

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

отдельных капель воды из-за их стремления к положительному электроду и сталкивания. В результате происходит осаждение воды при сливание мелких капель в крупные.

Удаление соли из нефти с помощью электродегидратора является довольно простым решением, так как она растворена в воде. Но для полноты обессоливания требуется несколько этапов. Если концентрация соли высока, в нефть добавляется вода для ее вымывания.

Ввиду того, что электродегидратор является также и отстойником, в нем осаждается деэмульгированная нефть, помимо всего прочего [2].

Эксплуатация электродегидратора сложна в связи с их чувствительностью к скачкам производительности к изменению обводненности и других параметров нефти. Наиболее сложно поддерживать электродегидратор при обессоливание нефти, которая образует устойчивые эмульсии. Очень часто качество обессоливания нефти на современных отечественных нефтеперерабатывающих заводах не соответствует установленным требованиям.

Для повышения степени обезвоживания водонефтяной эмульсии рекомендовано существующие конструкции электродегидраторов оснастить дополнительной трехступенчатой рабочей зоной, состоящей из: конфузора; зоны постоянного сечения и диффузора. Это позволит добиться обезвоживания нефтепродуктов без существенных дополнительных затрат. Такая конструкция дает возможность в одном рабочем объеме аппарата организовать две ступени контакта эмульсии с электрическим полем, что приводит практически к полному обезвоживанию обрабатываемого нефтепродукта.

Моделирование процессов выполнено на основании уравнений, описывающих течение несжимаемой жидкости между электродами для схем, изображенных на рис. 2. Слабопроводящая жидкость с одной или двумя каплями воды движется между электродами. Верхняя и нижняя границы – это вход и выход слабопроводящей жидкости, а справа и слева заряженный и заземленный электроды.

Система уравнений, решаемая при моделировании, содержит обобщенную версию уравнения Навье-Стокса с дополнительной силой электрического поля и уравнение неразрывности потока.

$$\begin{cases} \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho(u + \nabla)u = \nabla[-pI + \eta(\nabla u + (\nabla u)^T)] + F_{st} + \rho g + F, \\ \nabla \cdot u = 0, \end{cases} \quad (1)$$

где ρ – плотность (кг/м^3); u – скорость потока (м/с); η – динамическая вязкость ($\text{Па}\cdot\text{с}$); p – давление (Па); I – единичный тензор; $\eta(\nabla u + (\nabla u)^T)$ – тензор вязких напряжений; g – ускорение свободного падения (м/с^2); F_{st} – силы на границе раздела (Н/м^3); F – дополнительная объемная сила электрического поля (Н/м^3).

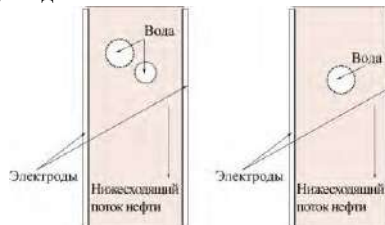


Рис.2 Схематичное представление модели сливания (а) и разрушения капель воды (б)

Для отслеживания движения фаз на границе раздела кастровое масло-вода использована система уравнений: [3]

$$\begin{cases} \frac{\partial \phi}{\partial t} + u \cdot \nabla \phi = \nabla \cdot \frac{3\chi\sigma\epsilon}{2\sqrt{2}} \nabla \Psi, \\ \Psi = -\nabla \cdot \epsilon^2 \nabla \phi + (\phi^2 - 1)\phi, \end{cases} \quad (2)$$

где σ – коэффициент поверхностного натяжения (Н/м); ϵ – числовой параметр (м), χ – числовой параметр, характеризующий подвижность границы раздела.

Электрический потенциал V был рассчитан по уравнению: [3]

$$-\nabla \cdot (\epsilon_0 \epsilon_r \nabla V) = 0, \quad (3)$$

где ϵ_r – относительная диэлектрическая проницаемость среды; ϵ_0 – диэлектрическая постоянная вакуума;

Относительную диэлектрическую проницаемость определили в зависимости от внутренних объемных долей каждой жидкости:

$$\epsilon_r = \epsilon_{r1} V f 1 + \epsilon_{r2} V f 2 \quad (4)$$

здесь ϵ_{r1} и ϵ_{r2} – относительные диэлектрические проницаемости нефти и воды; $V f 1$ – объемная доля 1-й жидкости; $V f 2$ – объемная доля второй жидкости (нефть).

Напряженность электрического поля рассчитали по формуле:

$$E = -\nabla \cdot V. \quad (5)$$

Электрическую силу входящую в уравнение Навье-Стокса, определили, как: [3]

$$F = -\frac{\epsilon_0 \epsilon_r E^2}{\sigma_e} \nabla \sigma_e. \quad (6)$$

Электропроводность определяли в зависимости от внутренних объемных долей каждой жидкости:

$$\sigma_{\varepsilon} = \sigma_{\varepsilon 1} V f 1 + \sigma_{\varepsilon 2} V f 2 \quad (7)$$

где $\sigma_{\varepsilon 1}$ и $\sigma_{\varepsilon 2}$ – электропроводность касторового масла и воды соответственно [3].

Выполнив данные расчеты, выдвигается предложение о дополнении плоской системой электродов в электродегидраторах, которые используются в настоящее время, электродами, формируют каналы для прохождения нефти через конфузур, затем через зону постоянного сечения, после - через диффузор. Такое предложение позволяет изменить устройство потоков в установке и повысить количество удаляемой воды из нефти.

Стоит отметить, что использование электрического поля способствует улучшению процесса деструкции и коагуляции капель воды только при определенных значениях напряженности электрического поля.

С помощью модели, которая предложена в данной работе, можно провести анализ происходящих процессов, а также выбрать величины, режимы работы электрогидродинамических устройств, принимая во внимание особенности деструкции и коагуляции капель воды.

Учитывая все эффекты, которые описаны выше, можно:

- 1) выбрать наиболее подходящую конструкцию электроддегидратора;
- 2) добиться более мелкого диспергирования и оперативного слияния капель в электродегидраторах;
- 3) избежать электрического замыкания электродов в рабочей зоне электродиспергаторов и электрокоагуляторов

Литература

1. Tarantsev K.V. Study of Electrohydrodynamic Effects at a Liquid-liquid Interface Using Glass Screens between Electrodes. Chemical and Petroleum Engineerig. №. 46. С. 130-136.
2. Филимонова, Е. И. Основы технологии переработки нефти: Учебное пособие / Е. И. Филимонова. – Ярославль: издательство ЯГТУ, 2010. – 171 с.
3. Харламов С.Н., Зайковский В.В., Муратов В.М. Экспериментальное исследование движения капель воды в водонефтяной эмульсии при разделении в неоднородном электрическом поле // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2016. - Т. 327. - №. 10. - С. 22-34.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ И ПРОБЛЕМЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ВНУТРЕННИХ СЛОЖНЫХ ТЕЧЕНИЙ

Д.С. Фатьянов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы: выяснение преимущества полуэмпирического метода моделирования сложных сдвиговых течений в трубопроводах и прогноз пространственных ламинаризирующихся потоков.

Математическое описание различных физических процессов, которые окружают нас постоянно, и влияние которых требуется учитывать в огромном количестве сфер деятельности человека, казалось бы, должно быть уже давно изучено со всех возможных сторон. Однако, при более тщательном изучении тех или иных явлений, становится ясно, что это не всегда возможно, и именно поэтому строгие математические модели достаточно сложны или отсутствуют вовсе.

Попытки создания практически применимых математических моделей, способных описать сложные течения, если брать отсчет времени, начиная с опытов, проведенных Осборном Рейнольдсом, ведутся на протяжении уже более ста лет. Несмотря на это, до сих пор расчет сложного течения является трудноразрешимой задачей, а получение достоверных, проверенных экспериментально, всё ещё остается скорее исключением.

С одной стороны, сама проблема математического описания турбулентного течения может считаться решенной еще в первой половине XIX века, ведь описывается такое течение уравнениями Навье-Стокса. Однако на данный момент подтвержденные решения имеются только для нескольких случаев с простой геометрией. В других случаях применяется математическое моделирование. Но, хотя несомненно, что сегодня вычислительная техника может считаться очень развитой, ее возможностей все ещё недостаточно для проведения качественных расчетов течений при высоких числах Рейнольдса, которые и являются наиболее интересными с практической точки зрения и наименее изученными. В этом случае, основной проблемой становится поиск таких моделей, которые при наибольшем возможном количестве допущений, все же позволяют получить точность, достаточную для конечных потребителей.

Существующие сегодня подходы к моделированию турбулентности можно с некоторой степенью условности на четыре основные категории. Первая – наиболее распространенная в силу не такой большой требовательности к вычислительным ресурсам группа – методы, основанные на использовании осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса (RANS – Reynolds Averaged Navier-Stokes), замкнутых с применением полуэмпирической модели турбулентности. Вторая – прямое численное моделирование турбулентности (DNS – Direct Numerical Simulation). В этом случае трехмерные уравнения Навье-Стокса разрешаются численно всех пространственно-временных масштабов. Плюсом этого подхода является его полная независимость от соотношений, полученных эмпирическим путем. Третья группа – метод моделирования крупных вихрей (LES – Large Eddy Simulation). Здесь предварительно осуществляется фильтрация вихрей по их масштабу. Уравнения для части масштабов разрешаются так же численно, отфильтрованные же масштабы моделируются с использованием полуэмпирических зависимостей. Это позволяет уменьшить требования к производительности

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

техники, однако снижается и точность результатов. И еще одна группа – методы, основанные на совместном использовании RANS и LES подходов для различных областей потока. Это так называемые DES (Detached Eddy Simulation) методы, то есть методы моделирования отсоединенных вихрей.

Все приведенные выше методы имеют свои достоинства и недостатки, связанные как с их прогностическими возможностями, так и необходимыми затратами вычислительных ресурсов. Так, Филипп Спаларт в своем исследовании [7] предполагал, что достаточные для проведения в течение суток одного сложного расчета методом LES вычислительные мощности появятся только в 2045 году, методом DNS – в 2080.

На сегодняшний день вопрос точности математического моделирования процессов, связанных со сложным прогнозом внутренних течений стоит довольно остро, от него напрямую зависят результаты деятельности в самых разнообразных отраслях промышленности. Например, в [4] и [5] были проведены расчеты течения флюидов по трубопроводу с конической секцией с использованием нескольких модификаций RANS $k-\varepsilon$ модели турбулентности (где k – кинетическая энергия турбулентности, ε – скорость диссипации турбулентной энергии) с целью установления наличия переходных турбулентно-ламинарных процессов после конфузора и определения их влияния на характеристики потока. Изучение данного вопроса было связано с тем, что в 2014 году в ходе исследования [1] было выяснено, что при применении конфузورных секций для присоединения тупиковых ответвлений к трубопроводу большого диаметра на крановых узлах ООО «Газпром трансгаз Томск» имеют место явления разогрева газа до температуры, недопустимых для надежной работы оборудования.

Исследуемая модель трубопровода представлена на рисунке 1. Длина конической секции – 200 мм.

Расчетами было установлено, что после прохождения среды через конфузорную секцию наблюдается процесс гашения турбулентного переноса в радиальном направлении, вызванный ламинаризацией течения. Процесс ламинаризации в свою очередь может сопровождаться явлениями разогрева среды вследствие перехода части кинетической энергии турбулентности в энергию тепловую.

Для характеристики тепловых процессов, протекающих в среде, рассчитывались значения критерия Нуссельта. Полученные данные сравнивались с результатами эксперимента [2]. Для малых значений тангенса угла сужения конфузорной секции ($\beta \leq 8/200$) realizable $k-\varepsilon$ [6] модель в силу некоторых своих особенностей точнее, чем standard [5] предсказывала момент начала обратного перехода к турбулентности после сужения. При увеличении же тангенса угла наклона до значений более $8/200$ появлялись серьезные расхождения с экспериментальными данными, что в свою очередь говорит о недостаточной точности использованных в расчетах математических моделей для описания ситуаций, когда имеют место эффекты ламинаризации потоков и наличие отрывных течений.

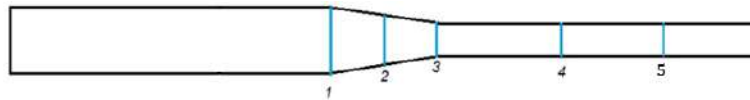


Рис.1 Участок трубопровода с конфузорной секцией. 1, 2, 3, 4, 5 – исследуемые сечения.

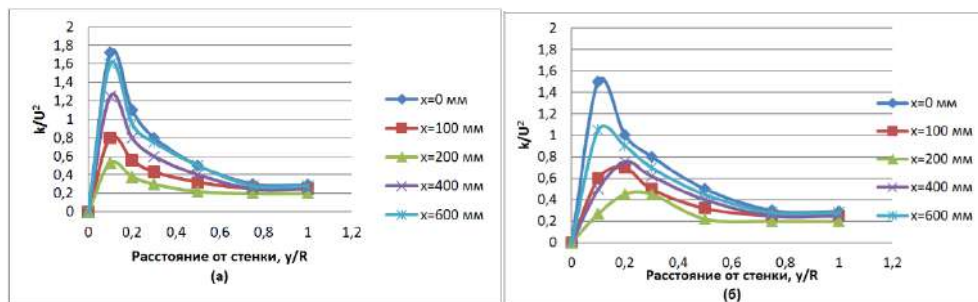


Рис.2 Деформация расчетных профилей кинетической турбулентной энергии в зависимости от расстояния от начала конфузурной секции при $\beta=8/200$, $Re=10000$. а – standard $k-\varepsilon$ модель, б – realizable $k-\varepsilon$ модель

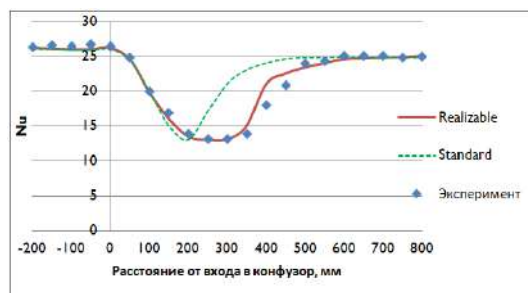


Рис.3 Сравнение результатов расчета критерия Нуссельта по длине трубы для различных моделей турбулентности при $\beta=8/200$, $Re=10000$

Дальнейшее изучение применимости известных математических моделей, их усовершенствование и создание новых моделей позволит получать максимально приемлемые результаты, повторяющие реальные или приближенные к ним, а также постепенно снижать зависимость от используемых вычислительных мощностей.

Литература

1. Агиней Р.В., Парфенов Д.В. Экспериментальные исследования нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом магистрального газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. 2014. №3. С. 50-53
2. Танака Х., Кавамура Х., Татено А., Хатамия С. Влияние ламинаризации потока и его последующей турбулизации на теплообмен в случае течения при малых числах Рейнольдса в канале, состоящем из конфузорной секции и следующей за ней секции с постоянным поперечным сечением // Труды американского общества инженеров-механиков «Теплопередача». – М., 1982. – №2 – С.144-153.
3. Фатьянов Д.С. Термодинамические характеристики течения газа в трубопроводе с конфузорной секцией // Труды XXI Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск, 2017. – С. 236-239
4. Фатьянов Д.С. Управление термодинамическими возмущениями при течении вязких сред по трубопроводу с коническим переходом в тупиковых ответвлениях // Труды X Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами молодежной научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск, 2017. – С.762-764
5. Launder B. E., Spalding D. B. The numerical computation of turbuence flows // Comput. Meth. Appl. Mech. Engng. 1974. Vol.3. P. 269.
6. Shih T., Liou W. W. A new k-ε eddy viscosity model for high Reynolds number turbulent flows // Comput. Fluids, 1995. Vol. 24. P. 227.
7. Spalart P. R. "Strategies for turbulence modeling and simulations" // Int. J.Heat Fluid Flow, 2000. – Vol. 21. – P. 252–263.

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВОСПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСОВ НЕФТИ В РЕГИОНАЛЬНОМ РАЗРЕЗЕ

И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Утвержденная Правительством РФ Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года является документом, появление которого обусловлено сложившейся ситуацией с воспроизводством ресурсной базы углеводородов за последние десятилетия, особенно в части нефти. Тенденции ухудшения состояния сырьевой базы нефти проявляются в количественных показателях таких как, отсутствие кратного прироста запасов нефти над добытыми объемами, но и в качественных. Так за период 2009-2016 гг. из 90 открытых месторождений только 9 относятся к категории крупных, а 60 к категории мелких и средних, размер которых не превышает 4 млн т. Среди открытых крупных месторождений можно выделить Великое в с запасами 300 млн т в Астраханской области, Центрально-Ольгинское (80 млн т) на Хатангском участке недр в море Лаптевых и полуострове Таймыр, Гораздинское (26 млн т) и Вятшинское (19 млн т), расположенные в Иркутской области, Судьбадаровское (13 млн т) в Оренбургской области, Им. Жагерина (30 млн т) в ХМАО-Югра. Другая качественная характеристика – это рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти, который по данным Министерства природных ресурсов составляет 65%, из которых 34% и 26 % относится к запасам месторождений, открытых более 20 лет назад и за последние 20 лет, 4 % запасы разрабатываемых месторождений, и которые до сих пор не разрабатываются [1, 6]. Причины экономического плана, связанные с длительной стагнацией на низком уровне цен на нефть, и технологического плана в связи отсутствием необходимых технологий.

Учитывая данные моменты, Стратегия отнесла нефть ко второй группе, к которой относятся полезные ископаемые, достигнутые уровни, добычи которых недостаточно обеспечены запасами разрабатываемых месторождений на период до 2035 года. Отметим, что природный газ относится к первой группе, так как его запасы при любых сценариях развития экономики удовлетворят необходимые потребности до 2035 года и в последующий период [7]. К третьей группе относятся ПИ, которые дефицитны и импортируются из других стран. Как следствие Стратегия обозначает ряд вызовов и угроз развитию МСБ, в том числе недостаточные объемы регионального геологического изучения недр территории Российской Федерации, сокращение бюджетного и частного финансирования работ по геологическому изучению недр; наличие диспропорций в географическом размещении месторождений, объектов инфраструктуры, перерабатывающих предприятий и потребителей минерального сырья и др.

В связи с этим представляет интерес сравнительный анализ воспроизводства запасов в региональном разрезе. Рисунок 1 является наглядным отражением слов академика А.Э. Конторовича, что Югра – это регион, который будет обеспечивать Россию и мир нефтью еще долгие десятилетия. Действительно, очевидное преимущество ХМАО-Югра и ЯНАО, сконцентрировавших основную долю запасов нефти [1, 6].

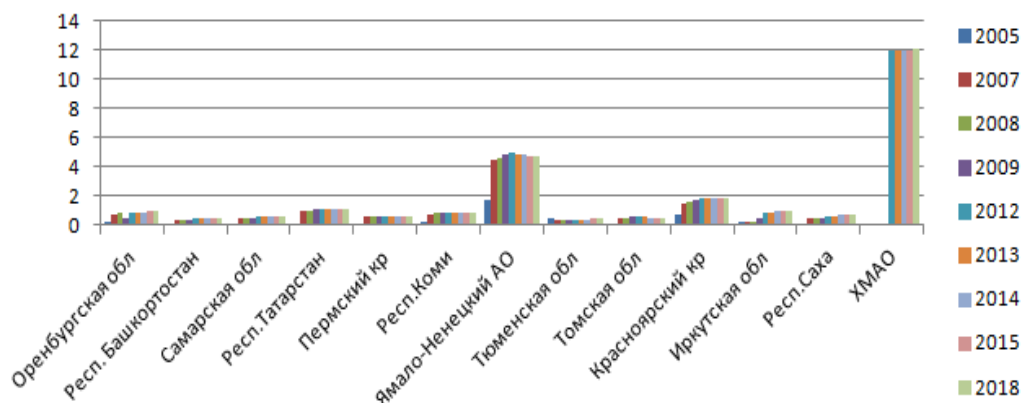


Рис. 1 Распределение балансовых запасов нефти по регионам Российской Федерации

Однако, воспроизводственная проблематика наглядна по рисунку 2, где был проанализирован процентный вклад количественного прироста запасов в общую сумму прироста запасов по регионам в динамике в период 2007-2017 гг. согласно формуле 1:

$$\sum_{t=1}^t \left(\frac{\Delta Z_t}{Z} \times 100\% \right) \quad (1)$$

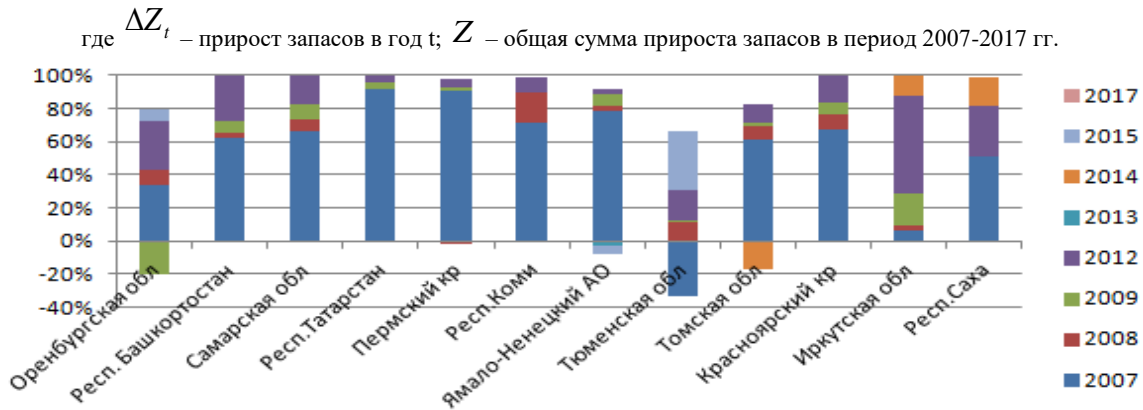
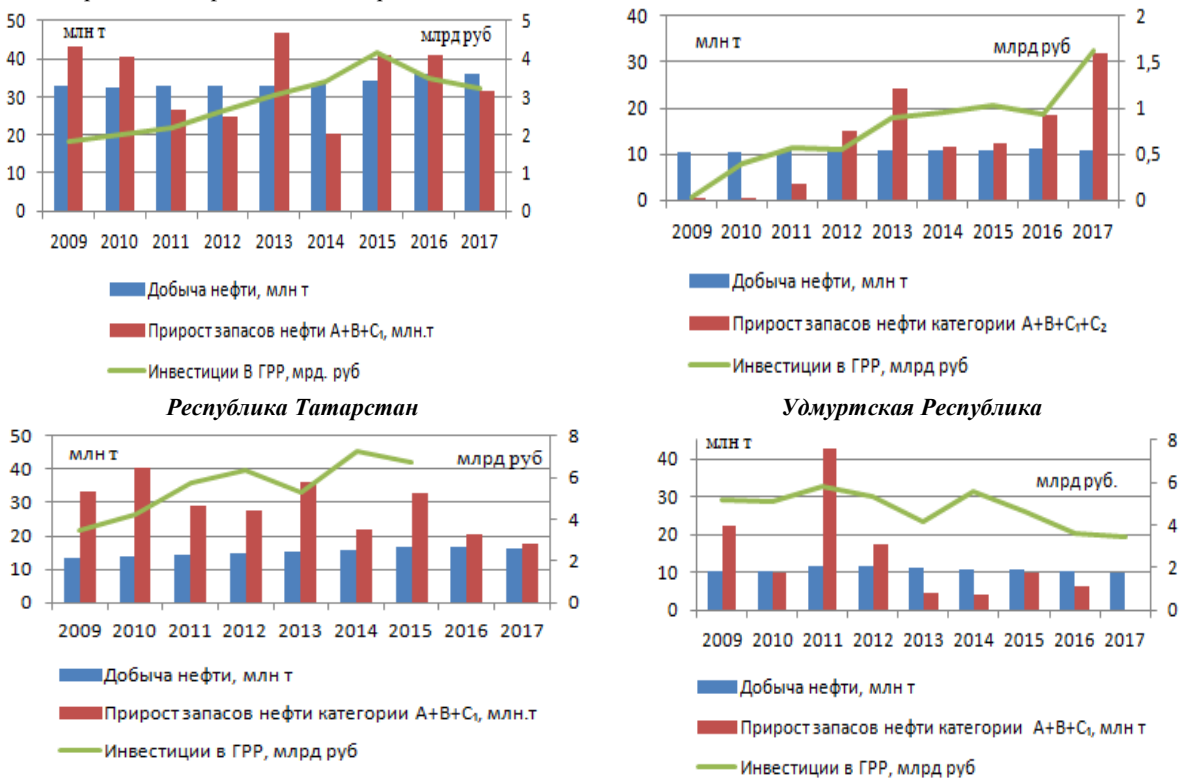


Рис. 2 Динамика прироста запасов в процентном соотношении

Рисунком 2 хорошо иллюстрируется отрицательный прирост запасов в ЯНАО, Томская, Оренбургская и Тюменская области. Благоприятная картина по приросту запасов наблюдается в Республике Татарстан и Красноярском крае, что объясняется совокупным влиянием геологической истории формирования углеводородов, а также результативностью деятельности нефтегазовых компаний в части воспроизводства запасов. С другой стороны, если Красноярский край перспективен за счет низкой степени разведанности, то наращивание запасов в Республике Татарстан обусловлено планомерным государственным регулированием, ориентированным на повышение нефтеотдачи на основе использования новых технологических разработок.

Исходя из представленной статистики и обозначенной выше недофинансированной геологоразведочных работ (ГРР) возникает закономерный интерес сравнения влияния цен на воспроизводство запасов и финансирование ГРР. Для сравнения выбраны регионы, сопоставимые с Томской областью по характеристикам ресурсной базы. Это приволжские республики Татарстан и Удмуртская и Самарская область, которые территориально приурочены к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [2-5, 8].



Самарская область

Томская область

Рис. 3. Динамика прироста запасов нефти категории A+B+C1 и финансирования ГРР по субъектам РФ

Представленные на рисунке графики показывают, что финансирование в Томской области имеет тенденцию к снижению. Что можно объяснить следующими моментами.

Влияние снижения цен на мировом рынке нефти наиболее сильно отражается на недропользователях, ведущих свою деятельность в сложных производственных, инфраструктурных, географо-климатических условиях, что увеличивает стоимость прироста 1 тонны запасов, которая согласно проведенному анализу в среднем выше 3 раза Томской области, чем в приволжских субъектах РФ.

Влияние налогового маневра, реализующегося последние 3 года, суть которого заключается усилении налоговой нагрузки на добывающий сегмент и снижении на перерабатывающий, также более негативно по отношению к томским недропользователям.

Влияние существующей системы льготирования, когда томские недропользователи ограничены в использовании льгот в силу геологической и производственных характеристик месторождений [9].

Таким образом, возникает потребность в совершенствовании государственного регулирования недропользования с целью реализации задач, поставленных в Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года.

Статья выполнена в рамках гранта РФФИ 18-010-00660 А

Концептуальные подходы к парадигме устойчивого и сбалансированного недропользования области с учетом специфики минерально-сырьевой базы и отраслевой структуры в целях обеспечения долгосрочного социально-экономического роста нефтедобывающего региона.

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов в Российской Федерации в 2016 и 2017 годах» [Электронный ресурс] // Министерство природных ресурсов и экологии РФ (официальный сайт) URL: http://www.mnr.gov.ru/docs/gosudarstvennyye_doklady/
2. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды в Удмуртской Республике» за 2008-2016 гг. [Электронный ресурс] // Минприроды УР (официальный сайт) URL: <http://www.minpriroda-udm.ru/deyatelnost/2018-04-20-10-19-50/2018-04-20-10-20-47.html> (дата обращения: 20.03.2019).
3. Государственный доклад «О состоянии окружающей среды и природных ресурсов Самарской области» за 2009-2017 гг. [Электронный ресурс] // Министерство лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области (официальный сайт) URL: http://www.priroda.samregion.ru/environmental_protection/state_report/ (дата обращения: 04.03.2019).
4. Государственный доклад «О состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан» за 2005-2014 гг. [Электронный ресурс] // Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан (официальный сайт) URL: <http://eco.tatarstan.ru/gosdoklad.htm> (дата обращения: 04.03.2019).
5. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды Томской области» за 2003-2016 гг. [Электронный ресурс] // ОГБУ «Облкомприрода» (официальный сайт) URL: https://ogbu.green.tsu.ru/?page_id=1456 (дата обращения: 12.03.2019).
6. Нефть и конденсат // ИАЦ «Минерал» (официальный сайт) URL: http://www.mineral.ru/Facts/russia/161/536/3_01_oil.pdf
7. Распоряжение Правительства РФ № 2914-р от 22 декабря 2018 г. «Об утверждении стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года». - 2018. [Электронный ресурс] URL: <http://government.ru/docs/35247/>, свободный. Дата обращения: 29.03.2019
8. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
9. Шарф И.В. Финансовые и организационные аспекты воспроизводства ресурсной базы углеводородов в региональном разрезе // Экономика региона. 2017. - т. 13. - № 2. - с. 628-640.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.С. Алексенцева, Е.В. Волкова

Научный руководитель - преподаватель О.П. Кочеткова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На основе анализа использования трудовых ресурсов проводится комплексная оценка системы управления персоналом на предприятии. Объектом исследования является предприятие филиал ООО «Газпром Трансгаз Томск» Александровское ЛПУМГ, основным видом деятельности которого является надежное, эффективное и сбалансированное обеспечение потребителей природным газом, другими видами энергоресурсов и продуктов их переработки.

Целью данной работы является анализ использования трудовых ресурсов.

Мероприятия, способствующие совершенствованию системы управления персоналом на предприятии:

1. Делегировать ряд функций администрации ООО «Газпром трансгаз Томск» в филиал, придав ему больше самостоятельности, что позволит руководству оперативно и самостоятельно ориентироваться на потребности своего коллектива.
2. Проводить работу по эффективному обмену информацией, что приведет к повышению организационной эффективности.

3. При отборе персонала необходимо объединить усилия и ресурсы отдела кадров и заинтересованных руководителей, что позволит сократить время предварительных собеседований, повысит качество отбора и даст возможность более четко определить профессиональную пригодность кандидата.

4. При планировании работ необходимо заблаговременно определять текущие и перспективные потребности предприятия в дополнительном персонале.

5. Проводить мероприятия по адаптации работников на предприятии;

6. Проводить перестановки в руководящем составе, опираясь на данные очередной аттестации (в первую очередь, это должно коснуться главных специалистов, руководителей функциональных и производственных подразделений, бригадиров).

7. Разработать систему разрешения конфликтов в коллективе (в процессе работы людей возникают разногласия, непонимание и как следствие происходит конфликт).

8. Внедрить организационно-кадровый аудит, т.е. проводить оценку соответствия кадрового потенциала предприятия ее целям и стратегии, это позволит организации избежать многих проблем в случае проведения проверок государственных проверяющих, а также позволит оптимизировать организацию рабочего процесса (этот документ должен быть разработан непосредственно в Александровском линейном производственном управлении магистральных газопроводов, но не должен противоречить общей кадровой политике ООО «Газпром трансгаз Томск»).

9. Разработать стандарт организации, описывающий процедуру управления персоналом (на предприятии действует система менеджмента качества и в соответствии с требованиями п. 6.2.2 ГОСТ ISO 9001–2011 на каждом предприятии должна быть разработана процедура, описывающая процесс управления персоналом). [4]

Данный документ позволит готовить информацию для проведения анализа со стороны руководства по основным моментам в управлении персоналом и проводить периодическую оценку за такими критериями, как:

- подбор кадров по специальности и квалификации;
- выполнения графика обучения и повышения квалификации;
- выполнение плана работы группы кадров и социального развития.

10. Регулярно проводить оценку удовлетворенности персонала трудом, что позволит получать информацию чем довольны или недовольны сотрудники и по каким направлениям следует совершенствовать систему стимулирования персонала. Считается, что данная процедура – эффективный инструмент мониторинга и своевременной коррекции ситуации на предприятии (условия труда подчиненных должны соответствовать их требованиям). [1]

Рассмотрение теории вопроса системы управления персоналом, позволило определить основные цели и задачи системы, а также помогло провести анализ использования трудовых ресурсов. [3]

Основными задачами анализа использования трудовых ресурсов в филиале стали:

- изучение и оценка обеспеченности филиала трудовыми ресурсами;
- определение динамики численности работающих (по категориям);
- изучение качественного состава персонала, его образовательного уровня;
- определение и изучение показателей текучести кадров;
- определение использования рабочего времени на одного рабочего в среднем;
- проведение анализа производительности труда, оплаты труда;
- определение соотношения между темпами роста производительности труда и темпами роста заработной платы (расчет коэффициента опережения).

Проведенный анализ использования трудовых ресурсов показал, что у предприятия достаточно устойчивое положение:

1. Численность филиала существенно возросла с 367 до 547 штатных единиц за счет реорганизации предприятия путем слияния двух филиалов: Александровского линейного производственного управления магистральных газопроводов и Александровского управления аварийно-восстановительных работ. Фактическая укомплектованность персоналом по состоянию на 31.12.2012 составила 98,4%,

- по категориям работающих численность персонала изменилась в следующем соотношении:
- численность руководителей увеличилась с 27 до 58 человек;
- численность специалистов увеличилась с 43 до 130 человек;
- численность рабочих увеличилась с 297 до 359 человек;

2. В процессе проведения анализа качественного состава персонала по возрасту, была прослежена динамика среднего возраста в целом по филиалу. Средний возраст персонала Александровского линейного производственного управления магистральных газопроводов в 2012 году составил 39 лет, что на 1 год меньше показателя предыдущего года. Уменьшение этого показателя произошло за счет снижения среднего возраста на 2 года у руководителей (с 43 до 41) и на 1 год у рабочих (с 40 до 39);

3. В результате анализа образовательного уровня, можно сделать вывод о резком увеличении руководителей (21 человек) и специалистов (25 человек) с высшим образованием. Этот факт обусловлен приходом в филиал работников Александровского УАВР в процессе реорганизации.

4. В процессе реорганизации филиала появилось 164 вакансии и к концу году 152 из них было закрыто, на оставшиеся 12 вакантных единиц подобраны кандидаты.

5. На основе анализа движения работающих и произведенных расчетов показателей движения персонала можно сделать вывод о том, что стабильность состава работающих фактически не изменилась. В результате превышения приема персонала над количеством уволенных и как следствие этого превышения коэффициента оборота по приему над коэффициентом оборота по выбытию в 2012 году произошло незначительное увеличение текучести кадров (0,3%).

6. Проведенный анализ использования рабочего времени на одного рабочего позволяет сделать вывод, что увеличилось количество пропусков, работающих по болезни на 3 дня, что составляет увеличение с 2% в 2011 году до 3% в 2012 году. Фактическая средняя продолжительность рабочего дня увеличилась с 7,98 часов до 8 часов в результате незначительного изменения остальных показателей.

7. В результате анализа производительности труда, можно сделать вывод, что основным фактором, оказавшим положительное влияние на рост, является увеличение среднечасовой выработки. Отрицательное влияние на рост производительности труда оказало снижение удельного веса персонала, принимающего непосредственное участие в транспортировке газа в общей численности работающих. Следовательно, резервом роста производительности труда является увеличение работ по транспортировке газа в сопоставимых ценах, а также снижение численности обслуживающего и административно-управленческого персонала.

8. Проведенный анализ заработной платы показал, что в целом, по филиалу рост уровня средней заработной платы на одного работника в 2012 году по отношению к 2011 году составил 8,3%, в том числе за счет повышения оплаты труда на 8%, за счет повышения квалификации сотрудников на 0,3%.

9. Проведенный расчет коэффициента опережения темпов роста производительности труда с темпами роста заработной платы показал, что в филиале произошло опережение роста производительности труда по сравнению с темпами роста заработной платы. Следовательно, при опережающих темпах роста производительности труда филиал получил относительную экономию фонда заработной платы, снижающую себестоимость выполняемых работ. [2]

По результатам проведенного анализа использования трудовых ресурсов были выявлены проблемы в системе управления персоналом в филиале и разработаны мероприятия, способствующие совершенствованию системы управления персоналом на предприятии.

Только комплексное решение существующих проблем в системе управления персоналом позволит филиалу ОАО «Газпром трансгаз Томск» Александровское линейное производственное управление магистральных газопроводов более полно и эффективно использовать способности, развивать внутренние возможности сотрудников как личностей, что в конечном итоге обеспечит соответствие качественных и количественных характеристик управленческой деятельности долговременным целям организации.

Литература

1. Абрютин М.С., Грачев А.В. Анализ финансово-экономической деятельности предприятия: Учеб. – практ. пособие. – М.: Дело и сервис, 2009 – 256с.
2. Антошкина А.В. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности нефтегазовых предприятий: Учебное пособие – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. – 170 с.
3. Базарова Т.Ю., Еремина Б.Л. Управление персоналом: Учебник для вузов. – М.: ЮНИТИ, 2006. – 560с.
4. Трудовой кодекс Российской Федерации. Федеральный закон от 30 декабря 2001 года № 197-ФЗ // Собрание законодательства РФ. – 2002. – №. 1 – 07 января [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «Консультант Плюс». – Последнее обновление 29.12.2012г.

ЭКСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК НЕОТЪЕМЛЕМАЯ ЧАСТЬ ЭКОНОМИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

А. С. Баскакова

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча, переработка и реализация минеральносырьевых ресурсов, главным образом углеводородов, является стержнем российской экономики начиная с 70-х годов двадцатого столетия. В течение последних нескольких лет в связи с различными политическими и экономическими событиями (мировой финансовый кризис, санкции еврозоны и соединенных штатов) экономисты и политики всё чаще склонны винить сырьевую экономику во многих негативах современной российской действительности. В связи с этим появилось немало терминов, а именно «сырьевой придаток», «сырьевое проклятие» и не менее популярное «нефтяная игла». Согласно этому мифу экономика России якобы почти полностью основана на экспорте углеводородов, а снижение объемов данного экспорта и/или цен на нефть якобы неминуемо приведет к полному экономическому краху России [1].

В таблице 1 представлена структура российского ВВП за 2017 год. Эти данные говорят о том, что обрабатывающие производства производят больше материальных благ, чем полезные ископаемые: золото, алмазы, железная руда и, разумеется, нефть и газ. Тем не менее российская экономика всё же считается сырьевой. Причина заключается в мировой торговле. Значительную часть экспорта составляют именно полезные ископаемые.

Поступление валютной выручки в страну зависит именно от них. Получая доллары от продажи нефти и газа, экспортеры продают их на бирже, что способствует укреплению рубля. А также доходы федерального бюджета сильно зависят от экспорта нефти и газа. Именно в этом и есть причина, по которой углеводороды постоянно на слуху. Их доля очень велика в экспорте, но не в ВВП. Эту разницу необходимо понимать.

Таблица

Структура ВВП России 2017 год [2]

| Направление деятельности | Доля, % |
|--|---------|
| Торговля (опт, розница), ремонт авто | 16,3 |
| Обрабатывающие производства | 13,1 |
| Добыча полезных ископаемых | 10,9 |
| Операции с недвижимостью | 9,8 |
| Государственное управление, военная безопасность | 8,3 |
| Прочие услуги | 41,6 |

Теперь стоит подробнее остановиться на экспорте. Для анализа взяты данные с популярного аналитического сайта Обсерватория экономической сложности.

60% российского экспорта – это продажа за границу полезных ископаемых. Именно по этой причине и существует устойчивое мнение, что наша экономика сырьевая [3].

В 2017 г. суммарный объем вывоза российской нефти с таможенной территории Российской Федерации составил 257,0 млн т, увеличившись по отношению к 2016 г. на +2,8 млн т (+1,1 %) (рис.1) [4].

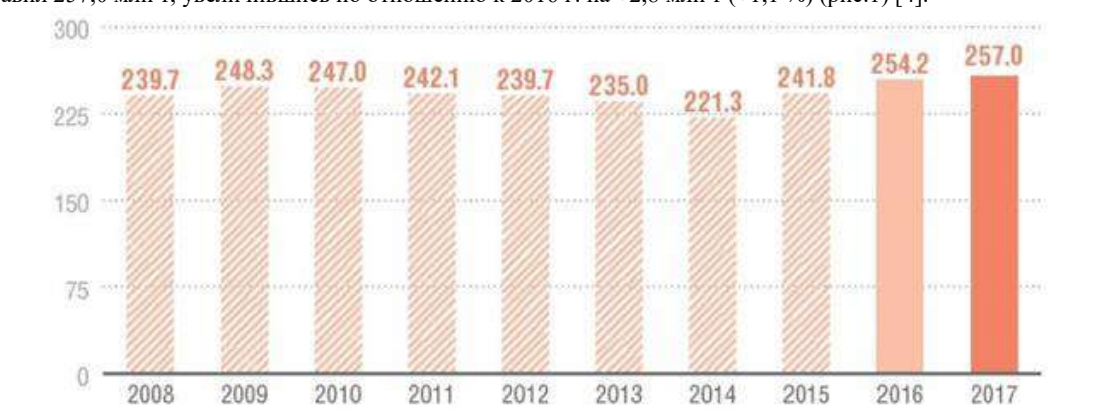


Рис. 1 Поставка нефти на экспорт в 2008-2017 годах, млн т

Итого добыча полезных ископаемых это 10% от нашей экономики. Однако они обеспечивают большую часть выручки от внешней торговли: 60%. Отсюда и пошли мифы о «нефтяной игле» и «ресурсное проклятие». Динамика изменения поставок нефти и газа на экспорт говорит о стабильности данного сектора экономики. На рисунке представлены данные об экспорте газа в течение последних 10 лет [5].



Рис. 2 Поставка газа на экспорт, 2008-2017 гг., млрд м³

По данным Организации стран-экспортёров нефти (ОПЕК), по итогам 2017 года мировые запасы сырой нефти составляли 1,483 трлн баррелей. Из них 54% находятся на Ближнем Востоке, а 22% — в Латинской Америке. В списке стран с самыми большими запасами нефти лидирует Венесуэла (302 809 млн барр.), на втором месте — Саудовская Аравия (266 260 млн барр.), замыкает тройку Иран (155 600 млн барр.). Россия в этом рейтинге расположилась на седьмом месте. Её запасы составляют 80 000 млн барр., при этом общий объём сырой нефти, которым владеют европейские государства, — 130 000 млн барр.

Россия лидирует в рейтинге стран, имеющих запасы природного газа. По оценкам ОПЕК, в 2017 году на территории РФ находилось 50 617 млрд м³ газа. Это больше четверти от мировых запасов (199 444 млрд м³). Около 40% голубого топлива сосредоточено в странах Ближнего Востока: больше всего — в Иране (33 810 млрд м³) и Катаре (23 861 млрд м³) [6].

На мировом рынке Россия не единственное государство, львиную долю экспорта которого составляет экспорт полезных ископаемых. Так, например, в Норвегии продажу заграницу природных ресурсов это 59% от всего экспорта. Австралия – ещё одна страна с ярко выраженным сырьевым экспортом, полезные ископаемые составляют 51%. И не стоит забывать про Саудовскую Аравию, 70% экспорта которой это топливо [4].

Торговать на мировом рынке тем, что пользуется спросом и в достатке имеется внутри своего государства – это логично и обоснованно. Именно поэтому большая часть экспорта России – экспорт нефти и газа. При этом объём экспорта следует постоянно повышать за счёт развития других отраслей. Миру надо предлагать всё новые и новые товары, производимые в нашей стране. Это позволит сделать экспорт России многообразным и повысит устойчивость экономики.

Литература

1. Руксперт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: guxpert.ru/Нефтяная_игла
2. Smart-lab [Электронный ресурс]. – Режим доступа: smart-lab.ru/blog/425960.php
3. ОЕС – Россия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: atlas.media.mit.edu/ru/profile/country/rus/
4. Министерство энергетики РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: minenergo.gov.ru/node/1210
5. Руксперт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: guxpert.ru/ Статистика: Экспорт_углеводородов_из_России.
6. Аргументы и факты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: aif.ru/money/economy/u_kakih_stran_bolshe_vsego_nefti_i_gaza

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРЕХФАЗНОГО СЕПАРАТОРА НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТРОЖДЕНИИ

Н.К. Богатырев

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефть, извлекаемая из скважин, содержит пластовую воду с растворёнными солями, газы органического (от СН₄ до С₄Н₁₀) и неорганического (Н₂S, СО₂) происхождения, механические примеси (песок, глина, известняк). Перед транспортировкой потребителям от нефти отделяют газы, механические примеси, основную часть воды и солей. В данной работе рассматривается эффективность применения установки подготовки нефти, предназначенной для электрообессоливания и обезвоживания с последующей сдачей подготовленной нефти на Приемо-сдаточный пункт (ПСП), а затем в магистральный нефтепровод

Цель работы - провести расчет экономической эффективности применения трехфазного сепаратора на установке подготовки нефти. Проектируемый вариант имеет мощность 960000 т/год, базовый – 800000 т/год. Особенностью данной установки является использование нефтегазодоразделителя с прямым подогревом типа Heater-Treater.

Расчёт производственной мощности

Производственная мощность установки:

$$M = P T(B)_{эфф.} \cdot N,$$

где P – часовая производительность установки;

$T(B)_{эфф.}$ – эффективный фонд времени работы основного технологического оборудования, равный 336 дней, при коэффициенте использования 0,92. При непрерывном производстве умножается еще на 24 часа;

N – количество единиц (установок), равное 1.

Таблица 1

Баланс работы оборудования

| Наименование показателей | Дни |
|---|--------------------------|
| | Непрерывное производство |
| 1 | 2 |
| Календарное время ($V_{кал.}$) | 365 |
| - выходные | - |
| - праздничные | - |
| Итого выходных и праздничных | - |
| Номинальный фонд времени ($V_{номин.}$) | 365 |
| Остановка по технологическим причинам, в том числе: | 29 |
| - на капитальный ремонт | 27 |
| - на текущий ремонт | 2 |
| Эффективный фонд времени ($V_{эфф. об.}$) | 336 |

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Следовательно, капитальные вложения составили: $K = 286754,046 = 1720524,24$ тыс. руб.

Расчёт себестоимости продукции

Таблица 2

Материальный баланс получения готовой продукции

| Сырье и продукция | % | Годовой объем производства, т/год | | Отклонения |
|--------------------------|-------|-----------------------------------|-----------|------------|
| | | базовый | проектный | |
| Сырье: | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Нефть сырая (нефть+вода) | 100 | 800000 | 960000 | 160000 |
| Итого | 100 | 800000 | 960000 | 160000 |
| А. Основная продукция | 51,84 | 414720 | 497664 | 82944 |
| - нефть товарная | 100 | 414720 | 497664 | 82944 |
| Б. Попутная продукция | 46,66 | 373280 | 447936 | 74656 |
| - попутный нефтяной газ | 83,69 | 312398 | 374896 | 54098 |
| - вода | 16,31 | 60882 | 73040 | 20558 |
| В. Потери безвозвратные | 1,5 | 12000 | 14400 | 2400 |
| Итого | 100 | 800000 | 960000 | 160000 |

Расчёт сметы затрат

Таблица 3

Смета расходов по содержанию и эксплуатации оборудования

| Статьи расходов | Сумма, тыс. руб. | Примечание |
|---|------------------|---|
| 1. Амортизация оборудования и транспортных средств | 80325,39 | Из производственных данных |
| а) зарплата рабочим по надзору и уходу за оборудованием; | 1107,90 | Из расчетов + зарплата КИПиА + электриков |
| б) отчисления на социальные нужды; | 332,370 | 30 % от статьи 1а |
| в) смазочные и обтирочные материалы, мелкие запасные части; | 729,680 | 0,5 % от стоимости оборудования |
| Итого по статье 1: | 82495,340 | |
| 2. Текущий ремонт оборудования | 53120,067 | 7 % от первоначальной стоимости оборудования таблица 1.3 Регламента УПН |
| Итого по статье 1-2: | 135615,407 | |
| 3. Прочие расходы, связанные с содержанием и эксплуатацией оборудования | 33903,85 | 25 % от суммы расходов по предыдущим статьям |
| Всего по смете: | 169519,26 | |

Расчёт технико-экономических показателей

Таблица 4

Технико-экономические показатели

| Наименование показателей | Единица измерения | Показатели | | Отклонение |
|--|-------------------|------------|------------|------------|
| | | базовый | проектный | |
| 1. Мощность проектируемого участка по сырью | т/год | 800000 | 960000 | 160000 |
| 2. Объем выработанной (основной) продукции | т/год | 414720 | 497664 | 82944 |
| 3. Объем выработанной (основной) продукции | тыс. руб. | 2481269,76 | 3000839,27 | 519569,51 |
| 4. Годовой объем прибыли | тыс. руб. | 265852,11 | 391412,74 | 125560,63 |
| 5. Годовой фонд заработной платы основных производственных рабочих | тыс. руб. | 9346,96 | 9346,96 | 0 |
| 6. Себестоимость единицы готовой (основной) продукции | руб. | 5341,96 | 5243,35 | -98,61 |
| 7. Себестоимость годового выпуска готовой (основной) продукции | тыс. руб. | 2215417,36 | 2609424,73 | 394007,37 |
| 8. Капитальные вложения | тыс. руб. | 1720524,24 | 1720524,24 | 0 |
| 9. Срок окупаемости капитальных вложений | лет | 6,5 | 4,4 | -2,1 |
| 10. Условно-годовая экономическая эффективность | тыс. руб. | 0 | 49074,65 | 49074,65 |

Экономический эффект от увеличения производственной мощности на 160000 т/год до 960000 т/год выражается в увеличении объема выпускаемой продукции на 82944 т/год или 519569,51 тыс. руб. При этом произошло снижение себестоимости единицы основной продукции на 98,61 руб. и увеличении прибыли на 125560,63 тыс. руб. Условно-годовая экономическая эффективность составила 49074,65 тыс. руб., срок окупаемости капитальных вложений в проектном варианте составил 4,4 года. Проект установки подготовки нефти является эффективным.

Литература

1. Зеленцова Т.М. Экономика и управление производством химической отрасли. Методические указания к выполнению курсовых и выпускных квалификационных работ. Ангарск: изд-во АГТА, 2015. – 56 с.

2. Экономика предприятия: Учебник для вузов/ Берзинь И.Э, Пикунова С.А., Савченко Н.Н., Фалько С.Г; - М.: Дрофа, 2003-368с.

РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ БИОМАССЫ

И.В. Боголюбова

Научный руководитель - доцент А. Г. Ушаков

**Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева,
г. Кемерово, Россия**

Работа посвящена исследованию методов термической переработки биомассы с целью получения углеродных материалов и газообразного топлива. Представлены расчеты основных экономических показателей технологической схемы комплексной термической переработки биомассы в газообразное топливо.

Одним из направлений экономического развития общества является расширение областей использования и применения ресурсосберегающих технологий. Такие технологии, обеспечивают производство продукции с минимально возможным потреблением топлива и других источников энергии, а также сырья, материалов, воздуха, воды и пр. для технологических целей. В основе многих технологических решений лежат использование вторичных ресурсов, утилизация отходов, рекуперация энергии, а также замкнутые системы водообеспечения [2]. Комплекс данных методов позволяет экономить природные ресурсы и минимизировать загрязнение окружающей среды.

Поэтому актуальной задачей на сегодняшний день является поиск эффективных технологических решений по переработке отходов и получения полезной энергии и продуктов [2].

На кафедре «Химическая технология твердого топлива» КузГТУ ведется работа по созданию технологической установки термической переработки биомассы с получением газообразных энергоносителей [1]. В существующих реалиях сложившейся экономической ситуации в мире, для понимания возможности коммерциализации любой разработки нужно учитывать не только ее научно-технические преимущества, но и экономический эффект от внедрения в производство. Здесь важную роль играет целый комплекс показателей (объем финансовых вложений, срок окупаемости, рентабельность планируемого производства и пр.). Исходя из этого, целью данной работы является расчет основных экономических показателей технологической установки.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- составить смету капитальных затрат на оборудование
- рассчитать калькуляцию себестоимости газа

Смета капитальных затрат была составлена с учетом оборудования входящего в состав технологической установки комплексной термической переработки органических отходов в газообразное топливо [1].

Смета капитальных затрат представлена в таблице 1.

Таблица 1

Смета капитальных затрат

| Наименование | Количество | Стоимость, тыс. руб. | | | Смета стоимость тыс.руб. | Амортизационные отчисления | |
|-----------------------|------------|-------------------------|----------------|---|--------------------------|----------------------------|------------------|
| | | приобретения и доставка | | установка монтаж, обвязки и прочих работы | | норма, % | сумма, тыс. руб. |
| | | единиц тыс. руб | общая тыс. руб | | | | |
| Бункер | 1 | 1,4 | 1,4 | 0,7 | 2,1 | 11 | 2,31 |
| Аппарат смешения | 2 | 7,5 | 13 | 6,5 | 19,5 | 9 | 1,75 |
| Когенерационный центр | 1 | 165 | 165 | 82,5 | 247,5 | 9 | 22,27 |
| Гранулятор | 1 | 1,5 | 1,5 | 75 | 225 | 9 | 20,25 |
| Сушильный аппарат | 1 | 17 | 17 | 8,5 | 25,5 | 9 | 2,3 |
| Газификатор | 1 | 160 | 160 | 80 | 240 | 9 | 21,6 |
| Скруббер | 1 | 180 | 180 | 90 | 270 | 10 | 27 |
| Холодильник | 3 | 50 | 150 | 75 | 225 | 11 | 24,75 |
| Компрессор | 1 | 50 | 50 | 25 | 75 | 10 | 7,5 |
| Ленточный транспортер | 1 | 48 | 48 | 24 | 72 | 10 | 7,2 |
| Насос | 6 | 9 | 54 | 27,3 | 81,9 | 33,3 | 27,2 |
| Ёмкость | 3 | 35,35 | 70,7 | 35,4 | 106 | 33,3 | 3,53 |
| Калорифер | 1 | 7,24 | 7,24 | 3,62 | 10,86 | 33,3 | 3,62 |
| Метантенк | 1 | 10,38 | 10,38 | 5,19 | 15,57 | 33,3 | 5,18 |
| Вакуум-насос | 1 | 3,35 | 3,35 | 1,67 | 5,02 | 33,3 | 1,67 |
| Итого: | 25 | | | | 1620,95 | 9,8 | 3281,7 |

| | | | | | | | |
|-----------|--|--|--|--|---------|-----|-------|
| Инвентарь | | | | | 162 | 30 | 94,35 |
| Всего: | | | | | 1782,95 | 9,8 | 175 |

На основании сметы капитальных затрат была составлена калькуляция себестоимости газа, представленная в таблице №2.

Таблица 2

Калькуляция себестоимости газа

| Наименование статей | Ед. изм. | На единицу | | | На весь объем | |
|---|----------|------------|-----------|------------|---------------|-----------------|
| | | норма | Цена, руб | Сумма, руб | количество | Сумма, тыс. руб |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Сырье и основные материалы | | | | | | |
| Активный ил | кг | 0,09 | 85 | 7,65 | 27000 | 2295 |
| Древесные отходы | кг | 4 | 30 | 120 | 1200000 | 36000 |
| Вода | кг | 0,14 | 0,008 | 0,00112 | 42000 | 0,336 |
| Итого | | | | 127,65112 | | 38295,336 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Топливо и энергия на технологические цели | | | | | | |
| Электроэнергия | кВтч | 22,2 | 1,92 | 42,624 | 6660000 | 12787,2 |
| Пар | Гкалл | 0,16 | 0,7 | 0,112 | 48000 | 33,6 |
| Итого | | | | 42,736 | | 12820,8 |
| Всего мат. затраты | | | | 170,38712 | | 51116,136 |
| Затраты на оплату труда производственных рабочих | | | | 11,65 | | 5826,99 |
| Отчисления на соц. нужды | | | | 0,41 | | 123,957 |
| Затраты на подготовку и освоение производства продукции | | | | 4,06 | | 1218,667 |
| Общепроизводственные расходы | | | | 40,32 | | 12097,083 |
| Цеховая себестоимость | | | | 63,17 | | 18951,18 |
| Общехозяйственные расходы | | | | 0,2 | | 60,93 |
| Прочие производственные расходы | | | | 0,08 | | 24,37 |
| Производственная себестоимость | | | | 63,45 | | 190 36,48 |
| Коммерческие расходы | | | | 1,27 | | 380,73 |
| Полная себестоимость | | | | 64,72 | | 19417,21 |

Результирующий уровень использования ресурсов:

Коэффициент эффективности капиталовложений:

$$E = \Pi / KB,$$

где KB – общий объем капиталовложений.

$$E = \frac{7640000}{17780718} = 0,43$$

Срок окупаемости капиталовложений:

$$T_{ок} = \frac{KB}{\Pi}$$

$$T_{ок} = \frac{17780718}{7640000} = 2,32$$

При сопоставлении коэффициента эффективности капиталовложений (E) с нормативным (E_н) видно, что проектируемое производство инвестиционно привлекательное:

$$E_n = 0,15 < E = 0,43$$

Из полученных данных можно сделать следующий вывод: разрабатываемая технологическая установка комплексной термической переработки органических отходов в газообразное топливо является инвестиционно привлекательной, срок окупаемости данной технологической схемы [1] составляет 2,32 г.

Литература

1. Боголюбова И.В. Разработка технологической схемы установки комплексной термической переработки биомассы с получением газообразных энергоносителей / И. В. Боголюбова, А.Г. Ушаков// Сб. трудов III Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Экологические проблемы промышленно развитых и ресурсодобывающих регионов: пути решения. – Кемерово, 2018.

2. Грачев А.Н. Совершенствование техники и технологии процесса термической переработки древесных отходов: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, 2005 г. – 16 с.

ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ «НОВАТЭК»

Ф.А. Гасанов, А.А. Кегелик

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

ПАО «НОВАТЭК» является одним из крупнейших независимых производителей природного газа в 7 России и вторым по добыче природного газа в России после ПАО «Газпром».

Компании принадлежат 55 лицензий на разведку и добычу углеводородов в Ямало-Ненецком автономном округе. В настоящее время «НОВАТЭК» осуществляет добычу природного газа, нефти и газового конденсата на 19 месторождениях. По объёму доказанных запасов газа на данный момент компания входит в десятку крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний. Деятельность компании помимо разведки и добычи, так же включает в себя переработку углеводородов, транспортировку и реализацию природного газа и жидких углеводородов.

На данный момент основными разрабатываемыми месторождениями являются Юрхаровское, Восточно – Таркосалинское и Уренгойское месторождение. Юрхаровское месторождение включает в себя 1 залежь природного газа, 19 газоконденсатных залежей и 3 нефтегазоконденсатных залежи. Восточно-Таркосалинское месторождение является самым разбуренным месторождением в деятельности «НОВАТЭКа». В пределах Восточно-Таркосалинского месторождения выявлены 2 газоконденсатнефтяных, 8 нефтяных, 2 газоконденсатных, 2 нефтегазоконденсатных и 1 газовая залежи массивного, пластово-сводового и литологически экранированного типов. Доля месторождения в добыче «Новатэка» в 2017 году составляла 12% добычи газа и 11% добычи жидких УВ. Объем доказанных запасов газа на 2017 год составляет 102,6 млрд. куб.м, количество доказанных запасов жидких углеводородов 22,1 млн.т. На Уренгойском месторождении проводится бурение залежи, которая характеризуется внушительной глубиной залегания (около 3 700 м) и сверхвысоким содержанием газового конденсата. Установившимся способом разработки схожих залежей является бурение наклонно-направленных скважин с гидроразрывом пласта (ГРП). Доля в добыче «Новатэка» в 2017 году составляла 13% добычи газа и 27% добычи жидких углеводородов. [1] Потенциал дальнейшей разработки месторождения связан с освоением запасов нефти.

В 2017 году выручка компании от реализации составила 583,2 млрд руб., что является на 8,5% больше по сравнению с 2016 годом. Рост выручки был связан с увеличением средних цен реализации жидких углеводородов и природного газа. Однако, после того как началось производство СПГ на первой линии завода данного проекта «Ямал СПГ», «НОВАТЭК» осуществил первую танкерную партию СПГ на международные рынки в декабре 2017 года.

Прибыль, касающаяся акционеров ПАО «НОВАТЭК», уменьшилась до 156,4 млрд руб. (51,85 руб. на акцию) или на 39,3% по сравнению с 2016 годом. В 2016 году на эту прибыль значительное влияние оказали продажа 9,9%-ной доли в ОАО «Ямал СПГ» и курсовые разницы. Без учета данных факторов нормализованная прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «НОВАТЭК», увеличилась до 156,2 млрд руб. (51,78 руб. на акцию) или на 16,8% по сравнению с 2016 годом. [3]

Далее рассмотрим в динамике показатели: добыча углеводородов, выручка, сумма уплаченных налогов и структура уплаченных налогов (рисунки 1,2,3,4).

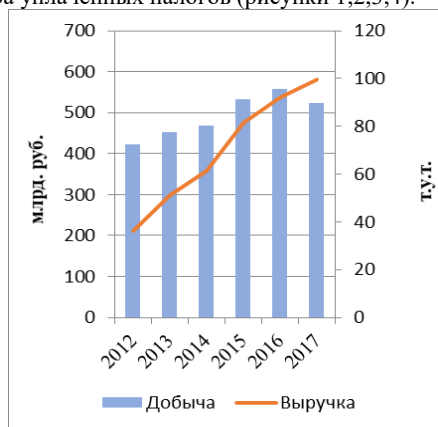


Рис.1 Динамика выручки компании от показателей добычи УВ



Рис. 2 Динамика уплаченных налогов и добычи УВ



Рис.3 Соотношение суммарных уплаченных налогов и выручки компании



Рис.4 Структура уплаченных налогов

С 2012 по 2017 год наблюдается рост суммарных уплаченных налогов, затем в 2017 году сумма уплаченных налогов падает, что может быть связано с системой льготирования.

Наблюдается рост НДС на единицу добычи УВ с, что свидетельствует о росте налоговой ставки на добычу полезных ископаемых. Также наблюдается рост суммарных уплаченных налогов на единицу добычи УВ.

Из графика соотношения уплаченных налогов и выручки компании, в течении периода с 2012 по 2017 год наблюдается спад доли суммарных уплаченных налогов в выручке компании. Следовательно, выручка компании растет с большим темпом, чем суммарная налоговая ставка. Стоит подметить, что, несмотря на падение добычи в 2017 году прибыль все равно выросла из-за повышения стоимости газа на 25% и нефти на 9%. [2]

Литература

1. Официальный сайт ОАО «Севернефтегазпром». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.novatek.ru>
2. Гасанов. Ф.А., Кегелик А.А., Хрящев М.А., Диденко В.П. Анализ деятельности компании «Новатэк»/Индивидуальное задание. 2018
3. Основные финансовые показатели деятельности по МСФО

АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "СТИМУЛ - Т"

Д.Н. Гончиков, А.С. Зварыгин

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данное время одними из главных проблем отечественной нефтегазовой промышленности является высокая степень выработанности и обводненности месторождений, большинство из которых разведаны и эксплуатируются с семидесятых годов двадцатого века, как следствие в настоящий момент месторождения находятся на III или IV стадии разработки месторождения, характеризуемая падением добычи. Поэтому, стратегические перспективы развития российских компаний связываются с необходимостью прироста запасов за счет открытий новых залежей и месторождений в результате геолого – разведочных работ (ГРП), что влечет за собой необходимость в росте инвестиций в данную область.

В данной работе анализируется деятельность общества с ограниченной ответственностью "Стимул-Т", которая принадлежит ирландской компании PetroNeftResourcesPlc, разрабатывающего 7 месторождений на юге Тунгольского участка недр, расположенная на севере Томской области [1].

Основными месторождениями, разрабатываемыми компанией и имеющие значительную часть вклада в общей добыче, являются следующие.

Линейное нефтяное месторождение, введено в эксплуатацию в 1972 г. Утвержденные запасы на 2017 год (геологические/извлекаемые) составляет С1 4230/1607, С2 11858/5146, А+В+С1 1645/485.

Тунгольское нефтяное месторождение, введено в эксплуатацию в 1973 г. Начальные геологические запасы составляют 7,1 млрд. т нефти. Утвержденные запасы нефти на 2017 (геологические/извлекаемые) С1 4055/1698, С2 659/277, А+В+С1 2383/994.

Кондрашевское нефтяное месторождение, введено в эксплуатацию в 2008 г. Утвержденные запасы нефти на 2017 (геологические/извлекаемые) С1 547/219, С2 5585/2234.

Арбузовское нефтяное месторождение, введено в эксплуатацию в 2011 г. Утвержденные запасы на 2017 год (геологические/извлекаемые) С1 1417/549, С2 1169/507.

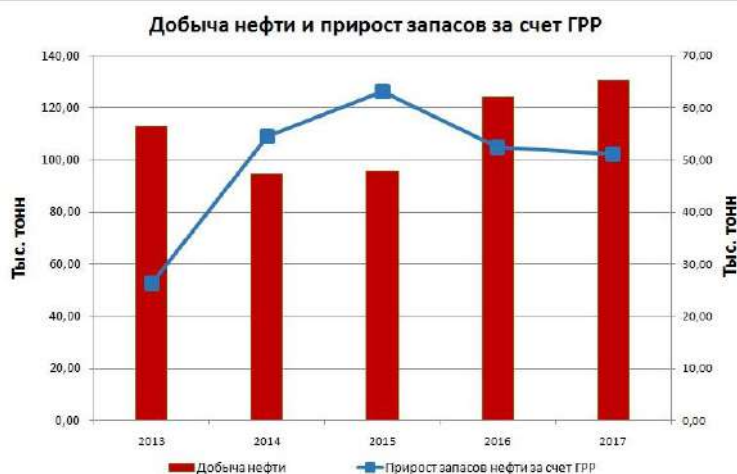


Рис. 1 Динамика показателей добычи нефти с 2013 по 2017гги и прирост запасов нефти за счет ГРП

постоянный прирост запасов, поэтому одновременно с этим с 2013 были увеличены затраты на ГРП, которая положительно сказались на приросте запасов нефти.

Прирост запасов за счет ГРП в сумме к 2015 году составил около 144 тысяч тонн, но затем опустился до средних значений равный 51,7 тысяч тонн в год. Среднегодовой прирост запасов нефти за счет ГРП – 14 %

Однако инвестиционный потенциал ГРП сдерживается финансово-инвестиционными возможностями компании.

Все эти изменения представлены на рисунке 1.

Была проанализирована динамика цен на нефть и затрат на ГРП, динамика цен на нефть и выручку компании за исследуемый период времени (2013-2017 гг.) [2][3]. Рассчитан показатель отношения выручки к количеству добытых УВ в тоннах условного топлива и баррелях нефтяного эквивалента.

Несмотря на падение цены на нефть, затраты на ГРП возрастали с каждым годом. Затраты на ГРП имели значительный рост от 2,77 млн. рублей в 2013 году и достигла до 133,11 млн. рублей уже в 2017.

На рисунке 2 показано, что у компании не было зависимости между выручкой и ценами на нефть, связано это с тем, что за данный период времени было добыто больше полезных ископаемых.

В исследуемый период за 2013-2017 гг., добыча нефти держалась на уровне 100 тыс. тонн/год, опускаясь до минимума в 94,77 тыс. тонн в 2014 году и достигая своего максимума в 130,58 тыс. тонн в 2017 году (694,7 и 957,1 б.н.э соответственно). Среднегодовой прирост добычи нефти составил – 4,95 %;

Начиная с 2013 года по 2015 год, добыча нефти снизилась, из-за процента содержания нефти в извлекаемой продукции. Также падение добычи в 2014 и 2015 годах обусловлено снижением объемов эксплуатационного бурения в связи с финансовыми трудностями.

Для реализации долгосрочных стратегически-положительных перспектив компании, был необходим

Корреляция цены на нефть и выручки

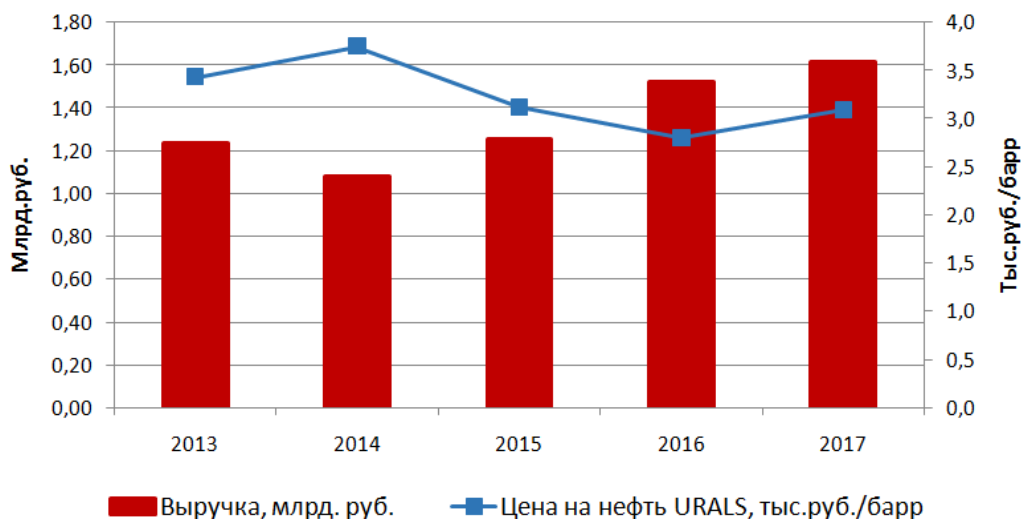


Рис. 2 Корреляция цены на нефть и выручку



Рис. 3 Корреляция цены на нефть и выручку

обводненность продукции, а также качественные характеристики добываемых жидкостей привели к увеличению затрат на геолого-разведочные работы на более молодые месторождения, что привело к увеличению показателей добычи нефти компании [4].

Затраты на ГРП линейно возрастают и по сей день, нет сомнения, в том, что в ближайшей перспективе ООО «Стимул Т» будет развиваться и продолжать свою производственную деятельность.

Литература

1. Годовые отчеты ООО «Стимул – Т».
2. Количество затрат ООО «Стимул – Т». <http://tomsk.mk.ru/article/2013/08/29/906906-neftyanyy-kapkan.html>.
3. Инвестиции компании ООО«Стимул – Т». <https://www.kommersant.ru/doc/2469000>
4. Petroneft ООО «Стимул – Т». <https://neftegaz.ru/forum/showthread.php?tid=24250>.

НАЛОГОВАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ДОБЫЧИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.А. Городилов, Г.А. Рябков

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях цены на нефть оказывают во многом определяющее влияние на доходы бюджетной системы РФ.

Экономической основой цены на нефть является себестоимость, формируемая с учетом затрат на разведку запасов, добычу, строительство, модернизацию оборудования, ремонты и т.д. Наибольшая часть текущих затрат приходится на промышленную подготовку нефти при той или иной технологии и организации производства, на поддержание пластового давления, сбор и транспортировку сырья до мест отправления потребителям, обезвоживание, обессоливание и стабилизацию, утилизацию промышленных сточных вод, внешнюю перекачку нефти.

Согласно данным Федеральной службы государственной статистики [1] средняя себестоимость добычи нефти в Российской Федерации составляет 11175,38 рублей за тонну (табл.1). При этом порог финансовой прочности, при средней цене на нефть «Urals» равной 53,03 \$ за баррель и курсу доллара равном 58,3 рубля, составляет 11184,375 руб/т.

Таблица 1

Себестоимость добычи в Российской Федерации, руб/т.

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|----------------------------|---------|----------|----------|-----------|
| I квартал | 8655,5 | 9812,2 | 7843,2 | 10862,6 |
| II квартал | 8666,4 | 10123,8 | 9613,1 | 10335,3 |
| III квартал | 8845,2 | 9665,1 | 9101,8 | 10993,8 |
| IV квартал | 8246,3 | 8784,6 | 9976,8 | 12545,8 |
| Порог финансовой прочности | 8603,35 | 9596,425 | 9133,725 | 11184,375 |

В настоящее время высокую долю в себестоимости нефти играют налоговые платежи, в первую очередь НДС. Налоговые нагрузки компании меняются в зависимости от масштабов деятельности, как следствие доля НДС в налоговой нагрузке компаний России варьирует в диапазоне от 11% до 70%. Этот налог является наиболее

**СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ГОРНОЕ ПРАВО**

крупным среди плательщиков нефтедобывающей отрасли в федеральный бюджет. Базой для начисления НДС является количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении.

В течение многих десятилетий компании лоббировали введение налогов, определяемых на основе финансового результата, а не валовых показателей. В июне 2018 года Государственная Дума РФ приняла в третьем, окончательном, чтении закон о поправках к Налоговому кодексу, которые касаются введения налога на дополнительный доход (НДД) в нефтяной отрасли, призванный заменить НДС. Он подразумевает старт с 1 января 2019 года пилотного проекта новой налоговой системы для нефтяной отрасли, пока ограниченной определенным перечнем месторождений и рядом условий. Преимущества данного налога наглядны в сравнении с налогом на финансовый результат и НДС (табл. 2).

Таблица 2

Сравнительный анализ налога на дополнительный доход, налога на финансовый результат и налога на добычу полезных ископаемых

| | НДД | НФР | НДПИ |
|------------------------|--|---|--|
| Основные принципы | Финансовый результат | Финансовый результат | Валовые показатели (объем добычи) |
| Месторождения | Гринфилды» (Сибирский и Дальневосточный федеральный округ, НАО и ЯНАО) и месторождения льготные по таможенной пошлине «Браунфилды» Северо-Западный и Уральский федеральный округ (закрытый перечень) | «Браунфилды» ХМАО и ЯНАО (закрытый перечень) | Все месторождения |
| Объект налогообложения | Чистый денежный поток (выручка за минусом капитальных и эксплуатационных затрат) | Прибыль от реализации добытого углеводородного сырья | Полезные ископаемые, добытые из недр на территории РФ |
| Налоговая база | Расчетная выручка за вычетом фактических и расчетных расходов | Денежное выражение прибыли от реализации углеводородного сырья | Количество добытых полезных ископаемых |
| Налоговая ставка | 0–60 % | 60 % (48 % в федеральный бюджет, 12 % в бюджет субъектов РФ) | 919 руб./т – базовая ставка 2018 г. |
| Налоговый учет | Раздельный учет доходов и расходов в разрезе каждого участка недр | Раздельный учет доходов и расходов в разрезе каждого участка недр | Раздельный учет объема добытого сырья в разрезе каждого участка недр |
| НДПИ | Пониженное значение ставки НДС | НФР полностью заменяет НДС | |
| | НДД | НФР | НДПИ |
| Экспортные пошлины | Льготы по экспортным пошлинам | Сохраняется | Сохраняется |
| Налог на прибыль | Заменяет | Сохраняется | Сохраняется |
| Администрирование | Сложно | Просто | Просто |
| Мировой опыт | Саудовская Аравия, Катар, ОАЭ | Норвегия, США, Канада, Великобритания | |

По мнению экспертов, переход на НФР выгоден только для высоко-затратных проектов, не имеющих прочих льгот, для остальных (низкобюджетных месторождений, месторождений, имеющих понижающие коэффициенты при расчете НДС) действующая система налогообложения более предпочтительна (табл. 2). Альтернативой налогу на финансовый результат выступает налог на добавленный доход. В качестве налоговой базы используется чистый денежный поток, т.е. выручка за минусом капитальных и эксплуатационных затрат. Величина налога прямо пропорциональна накопленной рентабельности конкретного проекта: чем выше соотношение накопленных доходов и затрат, тем выше налоговая ставка. Проект закона впервые был разработан в 1998 г., в 2016 г. правительство поручило Минфину разработать законопроект о переходе на налог на добавленный доход в нефтяной отрасли. И 2019 г. ознаменуется стартом нововведения. Согласно первоначальному проекту ставка НДС варьировала от 0 до 60 % при изменении значения фактора накопленной рентабельности от 1,0 до 2,0 соответственно [5]. Поэтому НДС выгоднее всего вводить для новых месторождений, а НФР может применяться и к выработанным месторождениям.

Проведя сравнительный анализ механизмов взимания НДС, НФР и НДСПИ, можно выделить ряд принципиальных различий.

1. При налоговом режиме НДС сохраняются все ключевые элементы рентной направленности налогообложения нефтегазовых ресурсов

2. Налоговый инструмент в виде НДС более гибок, так как ставка НДС ниже уровня определенной доходности проекта, в то время как налоговый режим в виде НФР устанавливает высокую налоговую ставку, которая не может быть изменена, что по сравнению с действующей налоговой системой (НДСПИ) снижает инвестиционную привлекательность большинства новых проектов.

3. Применение НДС не требует изменений в системе распределения налоговых платежей между бюджетами различных уровней, в то время как НФР изменит эту пропорцию

4. Формирование налогооблагаемой базы для НФР и налога на прибыль осуществляется исходя из одной и той же базы.

Каждая из рассмотренных систем налогообложения нефтегазовых предприятий имеет свои особенности и применения, и нельзя однозначно говорить о преимуществе одной над другой. Введение пилотного проекта НДС даст более полное понимание о преимуществах данного налога и нацелено главным образом на формирование стабильных доходов бюджета с одновременным сохранением уровня добычи и инвестиций в отрасль при рациональном использовании недр.

Литература

1. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.gks.ru/>
2. Губанов С.С. Кризисные реалии России и их преломление в оценках правительства (анализ статьи Д.Медведева) // Экономист. – 2015. – № 10, – С. 43.
3. Интервью президента Союза нефтегазопромышленников России Г.И. Шмаля // Экологический вестник России. – 2013. – № 1. – С. 14.
4. Динамика цен на нефть за 20 лет [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://kurs-dollar-euro.ru/dinamika-cep-na-neft.htm>
5. Налоговая реформа нефтяной отрасли: основные развилки. [Nalogovaya reforma neftyanoy otrasli: osnovnye razvilki [Tax reform of oil branch: main forks]. Available at: <http://vygon.consulting/products/issue-222/> 2018

ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «МЕЛЛЯНЕФТЬ»

В.П. Диденко, А.Е. Артемьев

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

ПАО «МЕЛЛЯНЕФТЬ» является малой независимой нефтяной компанией Республики Татарстан, основанной в 1997 году. Основным направлением деятельности компании является разработка нефтяных месторождений в Республике Татарстан и за ее пределами.

Компанией ведется разработка Муслумовского нефтегазового месторождения, добыча осуществляется механизированным способом с использованием закрытой системы нефтегазосбора и осуществляется на естественном режиме. Помимо разработки лицензионного участка ПАО «МЕЛЛЯНЕФТЬ» оказывает услуги ОАО «Татнефть» по стимулированию повышения нефтеотдачи пласта с использованием методов увеличения нефтеотдачи (МУН). [1]

В работе представлен анализ производственных и экономических показателей деятельности ПАО «МЕЛЛЯНЕФТЬ» за период с 2010 по 2017 года: рассмотрена динамика добычи нефти, построены графики величины выручки и чистой прибыли, приведены показатели величины уплаченных налогов, включая НДСПИ и налог на прибыль.

На рисунке 1 представлена динамика выручки компании от показателей добычи нефти в период с 2010 – 2012 года. Видно, что графики не коррелируются между собой. В 2011 году объемы добычи упали на 10,6% (до 77,25 тыс. т.), а в 2012 продолжили свое падение, но темпы падения значительно замедлились – до 2,7%. В противовес этому выручка компании выросла: в 2011 году на 12,3 %, составив 1198,7 млн.руб., а в 2012 на 16,3 %. Это связано с ростом цен на нефть марки Urals: за период с 2010 по 2012 они поднялись на 44,7%. [2,3]

Данные по динамике выручки компании от показателей добычи нефти в период с 2012 – 2014 года показаны на рисунке 2. Объемы добычи в этот период продолжили свое падение в 2013 году составив 71,015 тыс.т., что на 5,6% меньше значений 2012 года. Примечательно, что и выручка компании в 2013 году уменьшилась до 1259,3 млн.руб. Колебания цен на нефть в этот год практически не было и можно смело говорить, что в данном случае большую роль на выручку компании сыграло сокращение добычи. В 2014 году график добычи и выручки опять стал расходиться: объемы добычи уменьшились на 4,6%, а выручка выросла на 4,6%. Цены на нефть в данном году показали рост на 9,1%. [2,3]

На рисунке 3 представлена динамика выручки компании от показателей добычи нефти в период 2014-2016 годов. На данном графике не коррелируются между собой. Динамика двух величин абсолютно противоположная. Динамика объемов добычи нефти в первые за рассмотренный период начала расти. В 2015 году рост составил 1,3 %, а в 2016 4,6% и достиг значений в 71,85 тыс.т. Выручка, после роста в 2014 году, начала падать. В 2015 году показатели упали на 16,7%, а в 2016 на 3,9%. Это также объясняется падением цен на нефть в данный период: с 2014 по 2016 они упали на 25,1%. [2,3]

СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

График динамики выручки компании от показателей добычи в 2016 и 2017 годах представлен на рисунке 4. Из него видно, что динамики выручки и добычи поменяли свое направление в 2017 году. Так, добыча нефти начала падать, а выручка отметила свой рост. Темп падения объемов добычи составил 2,9%, а темп роста выручки составил 13,5%.

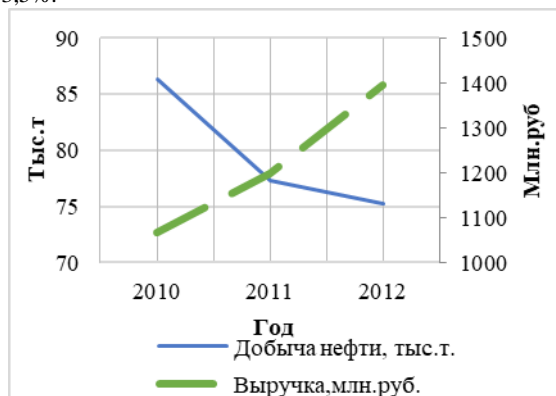


Рис.1 Динамика выручки компании от показателей добычи нефти в период с 2010 - 2012

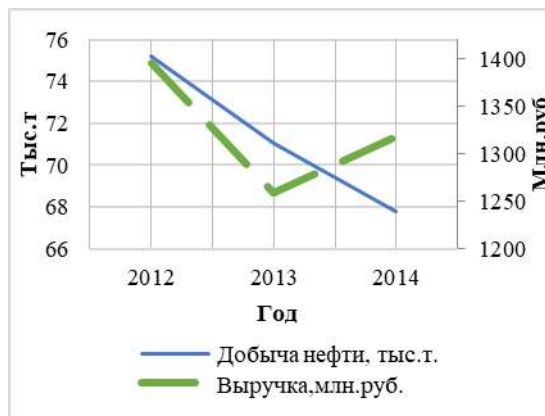


Рис.2 Динамика выручки компании от показателей добычи нефти в период с 2012 - 2014



Рис.3 Динамика выручки компании от показателей добычи нефти в период с 2014 - 2016

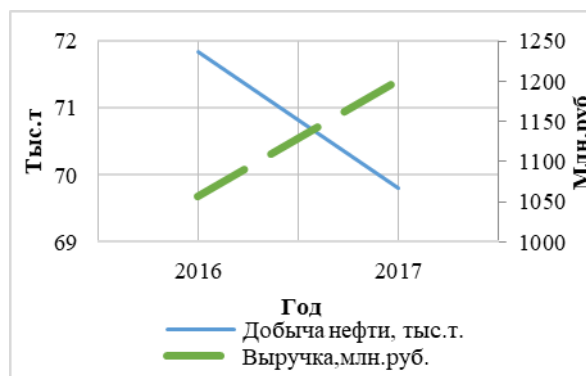


Рис.4 Динамика выручки компании от показателей добычи нефти в период с 2016 - 2017

Чистая прибыль любой нефтедобывающей компании связана не только с объемами реализованной нефти, но и с суммой уплаченных налогов. За рассматриваемый период максимальные налоговые отчисления наблюдаются в 2011 году – 1089 млн. руб. Из них НДС составляет 30,7 %, а налог на прибыль лишь 2,6%. Чистая прибыль компании в этот год составила 95,181 млн. руб. В последующие два года сумма уплаченных налогов уменьшается. При этом НДС и, соответственно, доля НДС в сумме уплаченных налогов растет – в 2012 году доля НДС составила 39,8 %, а в 2013 46,8%. Доля налога на прибыль в эти годы 1% и 2,5 % соответственно. Чистая прибыль в эти годы растет: в 2012 – 115,174 млн. руб., в 2013 – 115,959 млн. руб. В 2014 году сумма налоговых выплат выросла на 1,3 % и составила 904,556 млн. руб. Доля НДС продолжает расти – 50,8%, доля налогов на прибыль – 3,4%. Чистая прибыль упала до 109,914 млн.руб. В 2015 году чистая прибыль упала почти в два раза – до 52,497 млн. руб., при этом сами налоговые выплаты тоже упали на 31%, а доля НДС достигла наибольшей доли в налогах за весь период – 74,4%. В большей степени чистая прибыль уменьшилась за счет снижения выручки. В 2016 и 2017 годах чистая прибыль значительно выросла до 127,675 млн. руб. и 130,295 млн.руб. соответственно. Налоги при этом в 2016 году уменьшились на 3,6% (достигли минимальных значений за обозначенный период), а в 2017 увеличились на 31%. В 2017 году на рост чистой прибыли значительно повлияло увеличение выручки. Структура и сумма уплаченных налогов представлены на рисунке 5. На рисунке 6 представлены динамика чистой прибыли от выручки и суммы уплаченных налогов. [2]



Рис. 5 Структура уплаченных налогов



Рис. 6 Динамика чистой прибыли компании от выручки и суммы уплаченных налогов.

Анализируя вышесказанное можно заключить, что Муслюмовское нефтегазовое месторождение находится на третьей стадии разработки, о чем свидетельствует падение добычи начиная с 2010 года. Из графиков видно, что компания ПАО «МЕЛЛЯНЕФТЬ» старается замедлить темпы падения добычи нефти. В том числе путем ввода новых эксплуатационных скважин в 2015 и 2016 годах, что отражается небольшим ростом значений добычи в этих годах. В последние два года чистая прибыль заметно выросла после ее падения в 2015 годом. Можно отметить, что график выручки и суммы уплаченных налогов следует схожим трендам, что говорит нам о зависимости величины налогов от объемов добычи и реализации нефти.

Так же стоит отметить ярко выраженную зависимость выручки от среднегодовых цен на нефть. При этом слабо прослеживается зависимость выручки от показателей добычи (исключением стал период с 2012 по 2013 год, когда цена на нефть практически не менялась).

В структуре уплаченных налогов большую долю имеет НДС, доля которого в сумме уплаченных налогов разнится из года в год, но следует общим тенденциям на ее увеличение. Так в 2011 году доля НДС составляла 30,7%, а в 2015 74,4%. В 2017 году доля снизилась до 63,8 %.

Литература

1. Официальный сайт ПАО «МЕЛЛЯНЕФТЬ». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: mellyaneft.narod.ru
2. Годовые и бухгалтерские отчеты ПАО «МЕЛЛЯНЕФТЬ». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=2328&type=2

ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ ФАКТОРЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

Е.Е. Емельянов, Т. И. Смагин

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время развитие нефтегазовой отрасли связывают с интенсивным освоением шельфовых месторождений. С 2005 года Россия остается мировым лидером по добыче углеводородов (УВ) на арктическом шельфе. России принадлежит 21% шельфа Мирового океана, площадь которого свыше 6 млн км². Суммарные извлекаемые ресурсы УВ оцениваются специалистами в более чем 100 млрд тонн условного топлива (т. у. т.), из которых доля природного газа составляет 80%. По данным экспертов, обнаруженные запасы УВ составляют до 20% мировых запасов углеводородов. Перспективы обнаружения новых запасов все еще достаточно высоки, поскольку степень разведанности арктического шельфа РФ крайне низкая: Баренцево море – 20%, Карское – 15%, Восточно-Сибирское, море Лаптевых и Чукотское море – 0% [1].

Разработка месторождений на арктическом шельфе осложнена рядом факторов:

Санкционное давление на российские нефтегазовые компании.

В настоящее время уровень развития отечественных технологий для разработки месторождений арктического шельфа недостаточен, в связи с чем российские компании проводили освоение шельфа Арктики совместно с западными предприятиями, обладающими современным оборудованием и технологиями. Введение санкций против России привело к завершению ряда международных проектов по добыче УВ в арктическом регионе. В результате правительство РФ сделало упор на разработку отечественных проектов. Одним из ярких примеров практической реализации программы импортозамещения является строительство судов и иной морской техники на заводе «Звезда» в 2016 году для освоения арктического шельфа. Финансирование проекта составило 1,35 млрд. рублей. В результате успешной реализации проекта ожидается снижение зависимости от иностранного оборудования [2]. Также в рамках распоряжения Правительства Российской Федерации при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации с 2014 г. открыт прием заявок на «Международный конкурс

научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа" для выявления наиболее перспективных проектов и их внедрение на производство [3].

Стагнация цен нефти на низком уровне.

Снижение цены на нефть стало причиной «заморозки» многих нефтегазовых проектов. По образному выражению учредителя Полярного института Швейцарии Фредерика Паулсена: «нефтегазовые проекты арктического шельфа положены на холодный арктический лед, но с ростом цен на нефть нефтяная лихорадка в этом районе возобновится с новой силой» [4]. Согласно оценкам норвежской консалтинговой компании, RystadEnergy [5], опубликованным в январе 2016 г., с начала нефтяного кризиса аннулированы или отложены 63 нефтегазовых проекта по всему миру более чем на 230 млрд. долл. (рис).

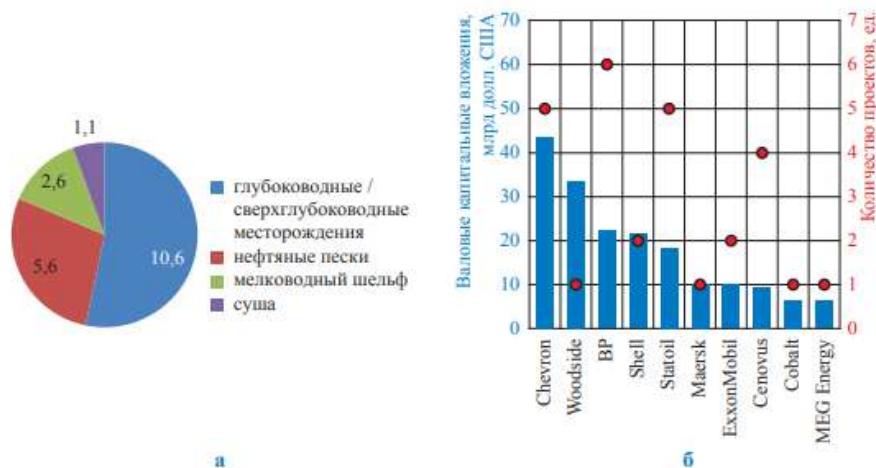


Рис. Реакция нефтегазового сектора на низкие цены: а – «замороженные» проекты и величина их ресурсов, млрд. барр. н.э.; б – распределение компаний-операторов по проектам [5]

Эколого-климатические условия реализации проектов.

Суровый климат и изменения экосистем являются еще одной важной проблемой в развитии арктического региона. Нефтегазовая деятельность в Арктике может стать губительной в связи с серьезными техногенными воздействиями: глобальным переносом загрязняющих веществ, радиационным загрязнением и др. Природа северных морей настолько чувствительна и уязвима, что даже незначительное нарушение ее структуры может привести к необратимым последствиям, спрогнозировать которые не представляется возможным в связи с малой изученностью экосистем Арктики. Данное обстоятельство требует совершенствования технологий в области экологической безопасности [6].

Заключение. Масштабное освоение арктического шельфа России ограничено рядом факторов, основными из которых являются: ввод санкций, снижение цен на нефть и эколого-климатические условия региона. В настоящее время разработка месторождений Арктики в условиях низкой стоимости нефти маловероятна. Однако при повышении цены на нефть и развитии отечественных технологий ожидается активное возобновление разработки арктических месторождений. В первую очередь начнется проведение геологоразведочных работ для комплексной оценки запасов УВ.

Литература

1. Мастепанов А.М. Традиционные и нетрадиционные источники углеводородов: некоторые сравнительные оценки: докл. на ежегодном форуме Клуба Ниццы «Энергетика и геополитика» / А.М. Мастепанов. – <http://www.clubdenice.eu/2012/MASTEPANOV.pdf>
2. Дребенцов В. Доклад / В. Дребенцов // Материалы пленарного заседания XIII Международного форума «Газ России – 2015» 8 декабря 2015 г.
3. Мастепанов А.М. Обеспечение энергетической безопасности: поиск решений в условиях новых вызовов / А.М. Мастепанов // *Neftegaz.RU*. – 2015. – № 10. – С. 18–29.
4. Глобальная система на переломе: пути к новой нормальности = *Globalsystemonthebrink: pathwaytoward a newnormal* / пер. с англ. под ред. А. Дынкина, М. Барроуза; авт. кол. ИМЭМО РАН и Атлантического совета (США). – М.: Магистр, 2016. – 196 с.
5. Rystad Energy UCube. – September 2015. – www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/global-liquids-supply-cost-curve
6. Разработка морских нефтегазовых ресурсов Арктики. Текущее состояние и перспективы - <http://russiancouncil.ru/arcticoil>.
7. *Energy Outlook 2013*. – DOE/US Energy Information Administration, July 2013. – 312 p. Глобальная энергетика и геополитика (Россия и мир) / под ред. Ю.К. Шафраника. – М.: Энергия, 2015. – 88 с.
8. *World Energy Investment Outlook: special report*. – OECD/IEA, 2014. – 190 p.

АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АМЕРИКАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ " PENN VIRGINIA CORPORATION "

М.Ц. Жалсанов, И.К. Мамонтов

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время активизировалась добыча углеводородов из сланцевых пород, в первую очередь в США. Помимо цен на нефть на финансовую устойчивость компаний, занимающихся добычей углеводородов (УВ), оказывают влияние ожидания инвесторов, которые вложили большие денежные средства в очень рискованные активы нефтегазовых «сланцевых» компаний, что влечет необходимость формирования дивидендов, которые в сумме зачастую превышают вложения в капитальные активы. Как следствие, эксперты отвечают, что сланцевый бум принес американским и канадским компаниям больше убытков, чем доходов, и предупреждают, что рост добычи нефти в Саудовской Аравии может усилить конкуренцию на нефтегазовом рынке.

В данной работе анализируется деятельность нефтяной компании "Penn Virginia Corporation", компания занимается разведкой, разработкой нефтяных месторождений, газового конденсата и природного газа, в континентальных и прибрежных районах Соединённых Штатов Америки. Корпоративная штаб-квартира располагается в Хьюстоне, штат Техас.

Основными месторождениями, разрабатываемыми компанией и вносящими значительный вклад в общую добычу, являются следующие.

Eagle Ford - является сланцевым нефтегазоконденсатным месторождением. Это самое крупное, активно разбуриваемое месторождение сланцевых углеводородов в мире. [1] Общая площадь 51,2 тыс. кв. км, оно расположено на юго-западе Техаса. Продуктивный пласт нижнего мела залегает на глубинах 1200-4200 м. Наиболее глубокая его часть содержит сухой газ, менее погруженная – газ с конденсатом и нефть. Площадь нефтяной части 9,2 тыс. кв. км, толщина пласта 30-85 м. Месторождение относится к крупным. Введено в эксплуатацию в 2008. На 01.01.2014 добыто 66 млн. т нефти и газового конденсата, 82,6 млрд. м³ газа. Начальные дебиты скважин достигают 480 т/сут. Средний дебит нефти или конденсата 19 т/сут, газа 13 тыс. м³/сут.

Granite wash – является сланцевым нефтегазовым месторождением. Месторождение расположено на севере Техаса. По категории доказанных запасов относится к мелким. Год ввода в эксплуатацию – 2011, доказанные запасы на 2011 год 2,5 млн. бнэ. В 2015 году добыча здесь упала на 36,5%, а в 2014 – еще на 40,5%. Хотя на месторождении постоянно трудятся 10-11 буровых станков.

Геологические особенности распространения и расположения в недрах сланцевых месторождений, а также качественные характеристики добываемой жидкости ведут к снижению среднесуточных дебитов добывающих скважин, а следовательно, и общих показателей нефти Компании. (Рис 1,2)

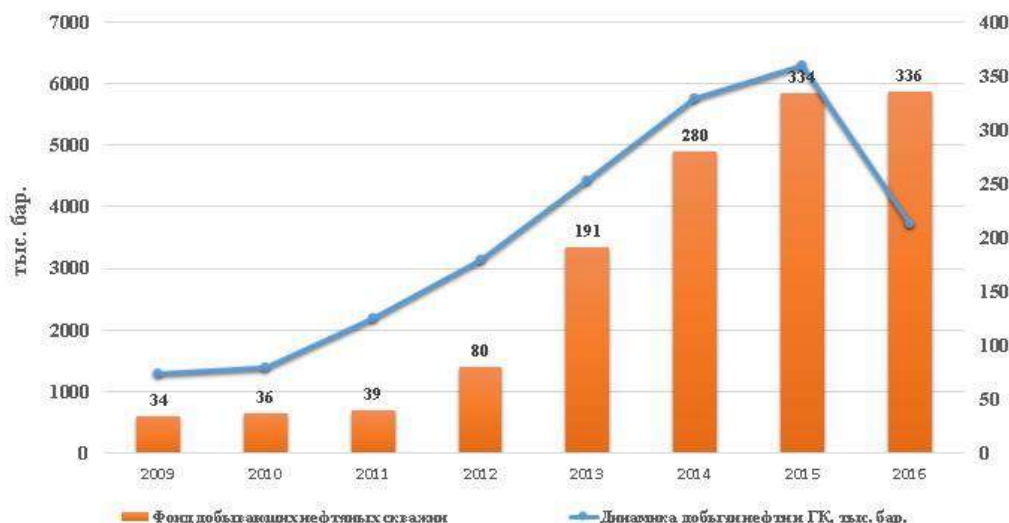


Рис. 1 Корреляция добычи нефти и фонда нефтяных скважин

Рассмотрев график корреляции добычи нефти и фонда скважин на Рис.2 следует, что добыча росла до 2015 года пропорционально росту числа нефтедобывающих скважин, а затем резко пошла на спад. Объяснить это можно тем что в 2015 году компания испытывала большие финансовые трудности, в результате которых была приостановлена программа бурения. К 2016 году выбранный вектор действий привёл компания к банкротству.

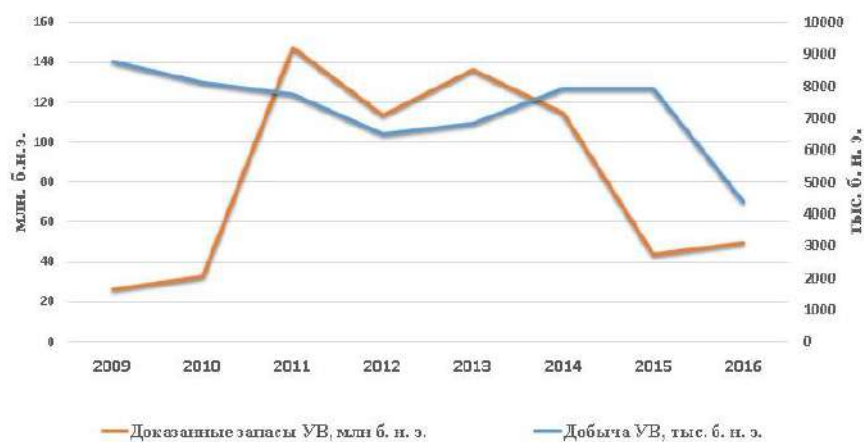


Рис. 2 Корреляция добычи и доказанных запасов УВ

Как видно из Рис.2 объём доказанных запасов не носит долгосрочный характер как прирост превышает добычу на 5-8%, а с 2014 г. Ещё ниже. Добытый объём не восполняется вообще. Судя по источнику [3], болевой порог цены на нефть для компании, занимающихся добычей сланцевых углеводородов – 45 \$ за баррель. Такая цена наблюдается в 2015 году как раз в это время начинается резкое снижение добычи. Очевидно, все эти факторы сказываются на возможностях добычи компании. В 2-13 году началось резкое падение объёма доказанных запасов, что повлияло на политику компании.

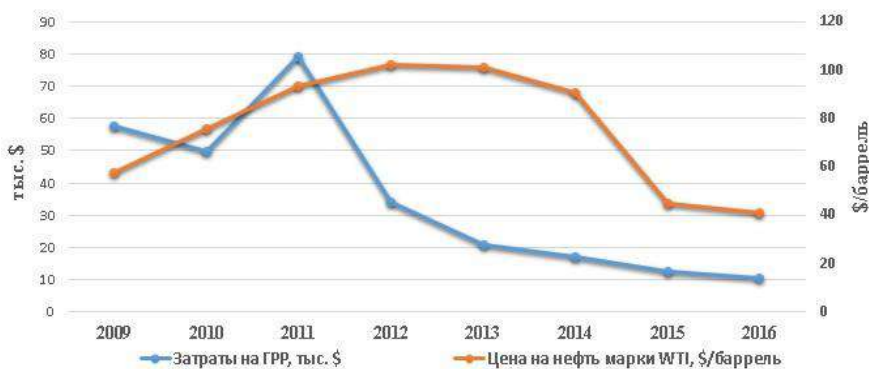


Рис. 3 Корреляция цены на нефть и затрат на ГРП

Анализируя график корреляции цены на нефть и затрат на ГРП на Рис.3 в 2011 году наблюдается пик финансирования, что связано с началом разработки месторождений сланцевых углеводородов, эти затраты должны были вывести компанию из состояния убыточности, в котором компания прибывала с 2011. В этот же год наблюдается наибольший объём доказанных запасов УВ. К 2012 году финансирование ГРП резко упало более чем в 2 раза, не смотря на рост цен на нефть. Это связано с возросшей кредитной задолженностью. Помимо задолженности с 2013 года началось падение цен на нефть, что еще пагубнее сказалось на экономической эффективности компании, поэтому затраты на ГРП падали с каждым годом все активнее, достигнув минимума в 2015-2016 годах при крайне низком уровне цен на нефть.

В заключении можно сделать вывод о том, что компании стоит активизировать деятельность по снижению операционных затрат, к тому же сохранить в своем активе участки с традиционными месторождениями, так как изменение цены существенно сказывается на производственных и финансовых показателях компании. Так же стоит уделить особое внимание на совершенствование технологий, так как применение ГРП уменьшает жизненный цикл скважины.

Литература

1. Eagle Ford News // Eagle Ford Shale URL: <https://eaglefordshale.com/> (дата обращения: 12.10.2018).
2. Перспективы "сланцевой нефти" так же призрачны, как и сланцевого газа // Агентство нефтегазовой информации URL: http://www.angi.ru/news/2808713_АЛЕКСАНДР_ХУРШУДОВ_Перспективы_сланцевой_нефти_так_же_призрачны_как_и_сланцевого_газа/ (дата обращения: 12.10.2018)
3. Сланцевая нефть в США // Рамблер. финансы URL: <https://finance.rambler.ru/> (дата обращения: 12.11.2018)
4. Penn Virginia Corporation // Encyclopedia URL: <http://www.encyclopedia.com/> (дата обращения: 12.09.2018).
5. investing URL: <https://ru.investing.com/equities/penn-virginia-corp> (дата обращения: 12.08.2018).
6. Annual reports pursuant to section 13 or 15(d) of the securities exchange act of 1934 // URL: https://ir.pennvirginia.com/annual-reports?form_type=10-K&year= (дата обращения: 12.08.2018)

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА (НА ПРИМЕРЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА)

Г.М. Жиров

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стремительное сокращение числа месторождений с легкоизвлекаемыми запасами является одной из тенденций последних десятилетий. В связи с этим приходится сталкиваться с все большим количеством проблем при добыче нефти, решение которых путём применения классических методов увеличения нефтеотдачи, становится невозможно. По этой причине возникает необходимость в использовании более эффективных, но в тоже время и более сложных МУН, одним из которых и является закачка в пласт CO₂ [1].

Углекислый газ (CO₂, диоксид углерода, двуокись углерода) – бесцветный газ, тяжелее воздуха. При нормальных условиях имеет плотность 1,98 кг/м³. Углекислый газ не токсичен, запаха не имеет.

Причиной продуктивного эффекта от применения данной технологии является в первую очередь высокая способность углекислого газа растворяться в пластовой воде и нефти. Взаимодействие CO₂ с нефтью приводит к увеличению её объёма, снижению вязкости, что в свою очередь способствует вытеснению остаточной неподвижной нефти из пласта. Снижается межфазное натяжение на границе нефть-вода, улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения. Растворение углекислого газа в воде приводит к образованию угольной кислоты, способной растворять некоторые виды цементов и пород пласта, тем самым увеличивая его проницаемость [1].

Экологическая эффективность применения данного метода также не может быть не замечена. Эффективный способ утилизации парниковых газов, во избежание глобального потепления, в естественных захоронениях как никогда актуален в наши дни.

Первое опытное нагнетание диоксида углерода было осуществлено в США в 1949 году. Его результаты оказались весьма успешными, и, в данный момент, из 136 реализующихся в мире проектов по закачке углекислого газа 128 осуществляется на территории Соединенных Штатов, что делает их несомненными лидерами в данном направлении [2].

Одни из наиболее крупных проектов по использованию метода нагнетания диоксида углерода в США представлены в таблице 1.

Таблица 1

Крупнейшие проекты по использованию нагнетания диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи [3]

| Компания | Регион | Месторождение | Площадь, км ² | Доп. добыча, барр./сут |
|--------------|----------------|--------------------|--------------------------|------------------------|
| Altura | Permian | Wasson | 113 | 29000 |
| Amerada Hess | Permian | Semi-nose | 64 | 25900 |
| Chevron | Rocky Mountain | Rangely Weber Sand | 61 | 11208 |
| ExxonMobile | Permian | Salt Creek | 49 | 9300 |
| Devon Energy | Permian | Sacroc | 202 | 9000 |

Относительно молодой, но весьма преуспевающей и перспективной компаний является Denbury Resources Inc, осуществляющая свою деятельность на территории двух крупных регионов: Gulf Coast и Rocky Mountain.

На основании годовых отчетов компании были построены диаграммы, отраженные на рисунках 1 и 2. Вы можете увидеть вклад, который оказывает применение данной технологии в регионах деятельности компании Denbury.

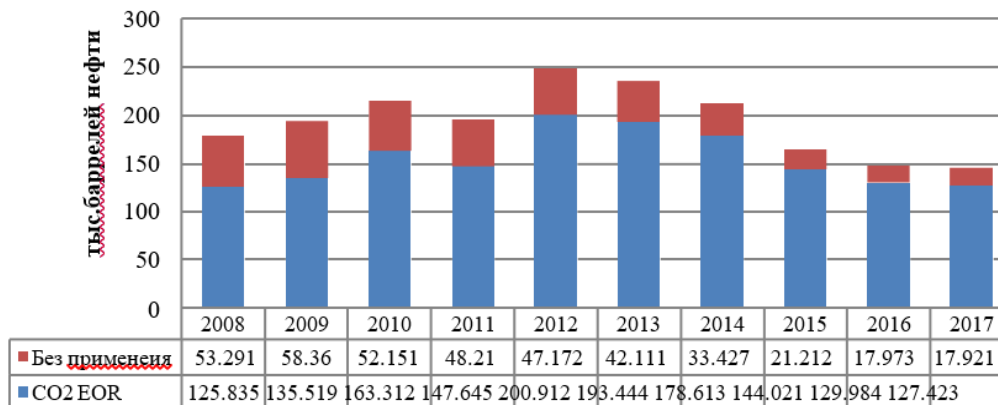


Рис. 1 Доля применения метода CO₂ EOR в общем количестве запасов на месторождениях Gulf

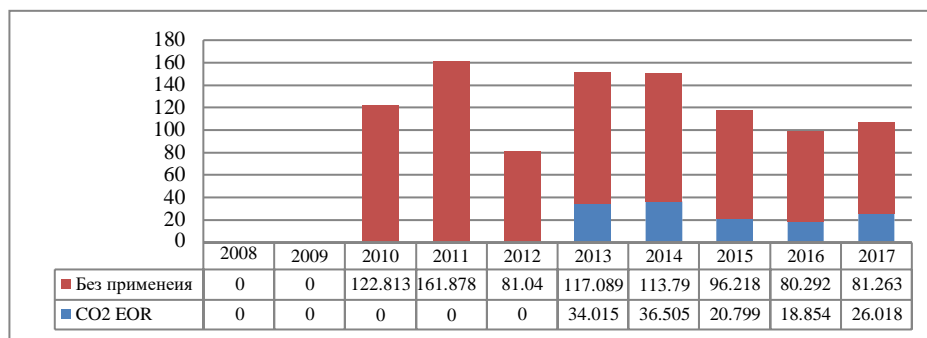


Рис. 2 Доля применения метода CO₂ EOR в общем количестве запасов на месторождениях RockyMountain region Coast region

Gulf Coast выделяется гораздо большим преобладанием доказанных запасов на месторождениях, разрабатываемых с применением метода нагнетания CO₂, причиной этого является гораздо большее время эксплуатации компанией данного региона (начиная с 1999 г.) и, в следствии этого, наличия развитой сети трубопроводного транспорта (700 миль), а также стабильного естественного источника углекислого газа – месторождения Jackson Dome, дающего до 90% всего используемого в данном регионе CO₂. Помимо естественных источников компаниями используются и отходы углекислого газа промышленных предприятий, получаемые на основании долгосрочных контрактов. На территории Rocky Mountain основной источник углекислого газа – контракты с газоперерабатывающими заводами таких компаний как ConocoPhillips и ExxonMobil.

Данный метод требует значительных объемов используемого углекислого газа (до 10000 т/сут). Вследствие этого, наличие стабильного месторождения со значительными запасами диоксида углерода является основополагающим фактором в достижении успеха от применения данной технологии.

Ещё одним ключевым фактором, влияющим на экономическую эффективность подобных проектов, является цена на нефть и CO₂. Мировой экономический кризис 2015 года едва не обанкротил компанию Denbury, но, благодаря грамотной выстроенной финансовой политике, этого удалось избежать [5].

Таким образом, из всего вышесказанного можно сделать вывод, что закачка углекислого газа в пласт является эффективным способом увеличения нефтеотдачи пласта, позволяющим также решить вопрос с утилизацией диоксида углерода, являющегося отходом деятельности промышленных предприятий, что несомненно актуально на фоне мировой проблемы глобального потепления. Однако, данный метод, для его успешного экономического использования, требует достаточно весомое количество углекислого газа, что делает возможность его применения прерогативой компаний, на чьей территории присутствуют естественные источники двуокиси углерода, способные обеспечить их месторождения необходимым сырьем, в противном случае для многих месторождений рентабельность применения данной технологии находится под вопросом. Снижение мировых цен на нефть, особенно на фоне удорожания углекислого газа, также не способствует созданию положительной динамики в применении данного метода компаниями, что приводит к необходимости введения принудительных обязательств по снижению количества выбросов углекислого газа, таких как например Киотское соглашение.

Литература

1. Балинт В. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт, А. Бан, Ш. Долешал – М: Недра, 1977. – 240 с.
2. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209
3. EPRI. Enhanced Oil Recovery Scoping Study. - Electric Power Research Institute, 1999. 148 p. URL: http://www.energy.ca.gov/process/pubs/electrotech_opps_tr113836.pdf (дата обращения: 28.12.2018)
4. Denbury Resources Inc. – Annual report [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.denbury.com/Search-Results/default.aspx?SearchTerm=annual+report> (дата обращения 03.01.2019)

ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ГИС ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ПАРТИЕЙ

Н.В. Закревская

Научный руководитель - старший преподаватель О.П. Кочеткова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обоснования проектных сроков выполнения геологоразведочных работ по проекту, обоснования материально-технических, трудовых и денежных ресурсов. Основными методами планируемых геологоразведочных работ являются поисковые маршруты, наземная геофизика, проходка поверхностных горных выработок и колонковое бурение, сопровождаемые различными видами опробования, в том числе технологического, а также аналитических работ.

Проведение геофизических исследований в скважинах (ГИС), обработка получаемых материалов и интерпретация результатов исследований возложены на специализированные геофизические управления и экспедиции.

В состав, которых входят геофизические партии, производственно-технологическая служба (ПТС), контрольно-интерпретационная партия (КИП), участок по зарядке прострелочно-взрывной аппаратуры, склад ВМ и хранилище РВ, служба радиационной безопасности и дозиметрического контроля, тематические, опытно-методические партии и партии внедрения новой техники, участки по ремонту аппаратуры, кабеля, ремонтно-механический, производственно-технического обслуживания, ремонтно-строительный, метрологии и стандартизации.

Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах.

Основной задачей планирования деятельности производственных партий является своевременное и качественное выполнение промыслово-геофизических исследований.

Объем работ, который должен быть произведен в скважине, определяется согласно обязательному комплексу ГИС и технологии производства.

Промыслово-геофизические исследования осуществляются по заявочной системе и возглавляются начальником партии.

Весь комплекс работ, проводящихся геофизической партией, состоит из последовательных этапов, входящих в технологический процесс проведения ГИС:

подготовительно-заключительные работы на базе и на скважине;

проезд на скважину и обратно;

проведение геофизических исследований в скважине.

По действующим нормам определяется время, необходимое для выполнения планируемого объема работ (приложение 1-4), рассчитывается трудоемкость работ и составляется календарный план график. Исходя из договорного объема по установленным нормам времени и расценкам составляются сметы.

Численный и квалификационный состав исполнителей взят из «Межотраслевых норм времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» утвержденных министерством труда и социального развития РФ от 06 июня 2006г. №24, определен по типовой структуре работников.

В состав геофизической партии входят: начальник партии - 1 человек, геофизик – 1 человек, машинист подъемника каротажной станции – 2 человека, каротажник-перфораторщик – 1 человек.

Общие положения:

СНГФ выполняет объём работ по производству промыслово-геофизических исследований и ПВР в скважинах, обработке и интерпретации материалов геофизических исследований скважин в соответствии с Регламентами, инструкциями, другими нормативными документами Общества и проектно-сметной документацией на основании доведённого Обществом до сторон годового план-задания и плановой стоимости объёма работ.

СНГФ и Заказчик при реализации работ ориентируется на соответствующие правовые нормы действующего законодательства РФ, требованиями регламента и другими нормативными актами, принятыми в обществе.

Каждая из сторон должна учитывать интересы другой стороны. Односторонний отказ от выполнения обязательств не допускается.

Передача затрат выполненных объёмов работ в стоимостном выражении производится в соответствии с графиком, утверждённым Обществом, на основании извещений, оформленных в соответствии с требованиями Общества и актов выполненных работ.

Обязанности СНГФ:

Обеспечивает своевременное и качественное выполнение работ в соответствии с заявкой и утверждённым комплексом ГИС, правилами безопасности ведения работ и охраны окружающей среды.

Обеспечивает выполнение в сутки количество заявок, определяемых годовым объёмом работ. Если количество заявок, поданных одновременно, превышает количество согласованных партий, находящихся на объектах заказчика на данные сутки, СНГФ согласовывает с Заказчиком очередность их выполнения.

Немедленно извещает Заказчика об обнаружении в ходе исследований отклонений от предусмотренных технологическим регламентом условий работ и останавливает ПГИ до восстановления нормальных условий производства работ.

Выдаёт заказчику непосредственно на скважине данные с записью в вахтовом журнале под роспись исполнителя:

- глубину забоя
- замер кривизны с указанным шагом глубины
- диаграмму стандартного каротажа и кавернометрии по стволу
- глубину спуска НКТ
- наличие цементного камня за колонной
- результат исследований ИПТ
- уверенно выделяемые интервалы негерметичности колонны или затрубной циркуляции
- результаты прослеживания уровня
- глубину прихвата инструмента
- глубину установки репера
- привязку клина отклонителя гироскопом

Количество диаграмм и сроки выдачи заключений оговариваются дополнительно

При обнаружении аномалий её детализация обязательна с принятием к зачёту дополнительно выполненной геологической задачи.

При ликвидации скважин СНГФ создает необходимое количество диаграмм, заключений и т.д. Расходы на их изготовление Заказчик возмещает дополнительно.

Ответственность

В случае ненадлежащего исполнения работ положений Регламента фонд оплаты труда виновной стороне снижается на 10% на основании решения хозрасчётной комиссии.

Некачественное либо несвоевременное выполнение обязательств подтверждается двусторонним актом, подписанным уполномоченными представителями обеих сторон в течении 2 суток с момента полного или частичного неисполнения обязательств.

Все споры, возникающие между сторонами при исполнении Регламента, разрешаются в хозрасчётной комиссии Общества.

При невыполнении заявленного комплекса исследований из-за неподготовленности ствола скважины, отсутствия спецтехники у Заказчика или другим, не зависящим от СНГФ причинам, СНГФ не несёт ответственности за качество выдаваемого заключения.

СНГФ не несёт ответственности за простой скважины, если он вызван отсутствием дороги или указателей направления движения на ней, неподготовленностью скважины, а также в случае стихийных бедствий, сильных морозах, когда работа на открытом воздухе запрещена действующими нормативными документами.

Примечание. Для выполнения ГИС используются скважинные приборы, позволяющие вести регистрацию необходимых параметров за несколько спуск-подъемов, поэтому норма времени устанавливается для каждого параметра своя (минимальная).

Расчет сделан с использованием «Межотраслевых норм времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» утвержденным постановлением Министерством труда и социального развития РФ от 06 июня 2006г. №24 и согласно утвержденной методики проведения ГИС.

ПЗР - подготовительно заключительные работы на базе включают:

- получение задания на геофизические исследования и оформление необходимой документации;
- прохождение медосмотра водителей, получение путевых листов, заправка ГСМ;
- проверка технического состояния транспортных средств, аппаратуры, получение и сдача скважинных приборов.

ПЗР - подготовительно заключительные работы на скважине включают:

- установка каротажной лаборатории, подъёмника;
 - разгрузка-погрузка приборов, аппаратуры, оборудования, транспортировка их к устью скважины и обратно.
- Согласно производственного календаря на 2010 год средняя продолжительность января месяца составляет

160 час.

В месяц с учетом сложившихся трудозатрат можно исследовать

160: 109 = 1,5 скважин. (109 часов на работу в 1 скважине установлен экономической службой ОАО «Сургутнефтегаз»)

Согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований» коэффициент отвращения на прочие профилактические работы подвижного состава принимается равным 0,75

С учетом коэффициента загрузки: $1.5 \cdot 0.75 = 1.125$ – это плановое количество скважин на месяц.

Среднемесячный фонд рабочего времени – 160 час (согласно производственного календаря рабочего времени на январь 2010 года).

Численный и квалификационный состав исполнителей взят из «Межотраслевых норм времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» утвержденным министерством труда и социального развития РФ от 06 июня 2006г №24, определен по типовой структуре работников.

Основные оклады и тарифные ставки исполнителей учитывалась согласно должностных окладов и тарифных ставок, утвержден ОАО «СНГ».

Районный коэффициент к зарплате равен 0,7 согласно перечня районов строительства скважин, «Сборника единых районных единичных расценок на геофизические исследования в скважинах», утвержденного постановлением Государственного комитета СССР от 29 декабря 1990г.

Дополнительная зарплата предусматривает компенсацию затрат на отпуска для ИТР и рабочих – по среднему за последние 3 месяца (28 рабочих дня + 16 дней за работу в условиях крайнего севера). 7,9% в месяц.

Виды и объёмы проектируемых работ указаны в таблице.

Таблица

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Виды и объемы проектируемых работ (Технический план)

| 1 | Виды работ | Оборудование | Объём | | Условия производства работ |
|---|---|---|-------------|---------------------|----------------------------|
| | | | Ед. изм. | Кол-во | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Инклинометрия гироскопом по стволу скважины | Подъёмник каротажный самоходный на базе Mercedes-Aktros Каротажная станция «Кедр-02/1.5В», программа «KEDR» «Гироскоп-1» | м | 2650 | 2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 2 | Оценка качества цементирования колонны и её тех.состояния | «Кедр-АКЦ73Т» «СГДТ» «СРК-76Ц» | м м м | 2650 2650 750 | 2 |
| 3 | Окончательный каротаж в хвостовике (боковой ствол) | Самоходная каротажная станция на базе а/м Урал, Геофизическая панель, планшет линейных перемещений, Программа GeoWise, RealDepth Алмаз-2+АПРК+ИОН АКШ+ГГК-П | м м | 900 900 | 2 |
| 3 | Контроль цементирования, привязка по ГК адаптера | Подъёмник каротажный самоходный на базе Mercedes-Aktros Каротажная станция «Кедр-02/1.5В», программа «KEDR» Кедр-АК42(60)Т «СРК-73Ц» | м м | 600 600 | 2 |

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту (Табл. 1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

В данном случае проектный забой скважин - 3000 м,

Нормы времени на каждый вид работ приведены в приложении 1-4.

Расчёт экономических показателей и сметы

Расчёт затрат по видам работ производится на основании расценок по видам работ, принятых в ОАО «Сургутнефтегаз».

Таблица 2

Расчет затрат времени проектируемых работ

| № | Вид работ | Объём | | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | Поправочн К | Итого времени на объем, мин. |
|---|---------------------------|----------|--------|-------------------------------|-------------|------------------------------|
| | | Ед. изм. | Кол-во | | | |
| 1 | Гироскоп | м | 2650 | 10,57 | 1,15 | 12,1555 |
| 2 | АКЦ+СГДТ+ГК | м | 5050 | 20,03 | 1,15 | 23,0345 |
| 3 | ОК в хвостовике (боковой) | м | 1900 | 52,56 | 1,15 | 60,444 |
| 4 | АКЦ+ГК(ЛМ) | м | 1250 | 12 | 1,15 | 13,8 |
| | | | | | | 109,434 |

Стоимость 1 партия-часа 5498 руб.

Геофизические исследования **601668,132 руб.**

Тариф п/часа 250,41 руб.

Сдельная з/п 27403,36794 руб.

Заключение. В данной работе были рассмотрены экономические перспективы производства геофизических работ, вопросы стимулирования и организации труда. Было рассмотрено предприятие, на базе которого будут проводиться геофизические работы. Был запроектирован комплекс геофизических работ на скважине Фёдоровского месторождения. Выбрана аппаратура и методика проведения работ. Были составлены поэтапный и календарный планы. Было рассчитано необходимое количество партий на проведение планируемых работ. Далее была рассчитана общая сметная стоимость работ по проекту.

«Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» утвержденных министерством труда и социального развития РФ от 06 июня 2006г №24 Регламент взаимоотношений между трестом СНГФ и структурных подразделений ОАО СНГ

Литература

1. Г.И. Журавлев. Бурение и геофизические исследования скважин [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Г.И. Журавлев, А.Г. Журавлев, А.О. Серебряков – 2-е изд., стер. – СПб: Лань, 2018. – 344 с. – (Бакалавриат). – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/98237>
2. Б.Б. Квеско. Основы геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Б.Б. Квеско, Н. Г. Квеско, В. П. Меркулов – Вологда: «Инфра-Инженерия», 2018. – 228 с. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/108658>
3. Осипов Э.В. Конструктивное оформление процессов переработки нефти [Электронный ресурс]: учебное пособие / Э.В. Осипов, Э. Ш. Теляков, М.А. Закиров. – Казань: КНИТУ, 2017. – 132 с. – (Бакалавриат). – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/101874>

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В УПРАВЛЕНИИ ЧЕЛОВЕЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ

Э.И. Ибрагимова

Научный руководитель - профессор Д.В Котов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Процессы глобализации и переход к цифровой экономике неизбежно ведут к изменениям во всех сферах жизни. К 2018 году доля жителей, которые пользуются сетью «Интернет», составила 55,1 %, в 2017 году – 51,7 %. [2]

Процессы цифровизации отражаются в необходимости перехода компаний к Индустрии 4.0. Это предполагает принципиально новые подходы к производству и реализации, а также в оптимизации процессов управления. Автоматизация влечет за собой необходимость преобразований в менеджменте, а также в области HR-менеджмента. Наступление Индустрии 4.0 ведет к новым вариантам развития предприятий, но и создает препятствия в управлении, так как повышаются ценность и гарантия безопасности данных, а не самих продуктов. Для поддержания имиджа и сохранения лидерских позиций на рынке предприятиям необходимы изменения, в том числе и в управлении человеческими ресурсами.

Качественное управление в области трудовых ресурсов является одной из главных задач предприятия. Персонал – это один из самых сложных объектов управления. При должном и правильно организованном отборе на рабочие места, производительность организации будет неуклонно расти.

Однако менеджеры по персоналу зачастую заняты административной работой. Они тратят большое количество времени для проведения первичных тестирований, мониторинга на наличие перечня необходимых требований для кандидата, рассылку с информированием о карьерной возможности или обратной связью по откликам, ответы на вопросы. Данными задачами может заняться HR-бот.

HR-бот – бот, который на основе технологий искусственного интеллекта и распознавания сообщений способен выполнить рекрутинговые функции человека. Такие боты могут собирать первичную информацию о соискателе, а в дальнейшем структурировать ее для рекрутера, давая обратную связь.

В ходе анализа обнаружено, что большая часть кандидатов ищут и откликаются на вакансии в вечернее время суток, когда, в свою очередь, менеджеры по найму персонала не работают. В связи с этим, резюме соискателя может не рассматриваться в течение долгого времени. Решением данной проблемы может быть внедрение HR-робота в работу компании. Такие роботы не болеют, не теряют мотивации и способны работать каждый день.

В таблице указаны задачи, которыми сможет заниматься HR-бот, а также то, насколько сократятся трудозатраты во времени. [1]

Таблица

Задачи HR- бота

| Типы задач | Сокращение трудозатрат |
|------------------------------|------------------------|
| Внесение данных о кандидатах | 60-80% |
| Передача данных | 50-70% |
| Заполнение отчетов | 30-60% |

Кроме рекрутинговых функций, боты могут выполнять следующие задачи:

1. Выяснять причины увольнения работников. Сбор такой информации повлияет на выстраивание стратегии поведения руководства по отношению к своим сотрудникам.
2. Отвечать на вопросы, возникающие у новых сотрудников.
3. Формирует имидж компании-работодателя. Наличие данной технологии выделяет компанию на фоне ее конкурентов как инновационную и готовую к коммуникации.

У HR-роботизации имеется и ряд минусов. К таким относятся невозможность гибкого общения и нестандартного подхода к проведению интервью. Также при живом общении рекрутер может сразу оценить человека, его способность быстро адаптироваться в новом коллективе, его поведение в различных ситуациях (при возникновении нестандартных ситуаций, конфликтов, споров и т.п.).

Боты могут выполнять найм на работу низкоквалифицированного персонала, однако для найма, например, PR-менеджеров, разработчиков, дизайнеров основная работа ляжет на менеджеров по HR.

Реализация проекта ввода HR-ботов в организации имеет значительные затраты. Средства на его реализацию можно получить от минимизации издержек на привлечение новых сотрудников, а также оптимизации процессов, влекущих за собой повышение эффективности труда.

Внедрение HR-ботов позволит повысить эффективность бизнес-процессов, сократить себестоимость производства, повысить уровень управления, что в целом способствует ускорению приближения организации к поставленным стратегическим целям. Сотрудники получают возможность заниматься творческими и стратегическими задачами, благодаря освобождению от рутинной деятельности.

Литература

1. Ernst & Young. Роботизация бизнес-процессов. {Электронный ресурс} Режим доступа: [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-report-robotics-kbd-2017-rus/\\$FILE/ey-report-robotics-kbd-2017-rus.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-report-robotics-kbd-2017-rus/$FILE/ey-report-robotics-kbd-2017-rus.pdf)
2. Internet usage stats. World internet usage and population statistics. {Электронный ресурс} Режим доступа: <https://www.internetworldstats.com/stats.htm>

СПОСОБНОСТИ К АДАПТАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ КОРПОРАТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.В. Казак

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данного исследования является сравнение способности к адаптации различных корпоративных моделей в нефтегазовой отрасли. Основным критерием является то, способна ли компания поддерживать относительно стабильный уровень ключевых показателей эффективности (КПЭ) в период снижения цен. В исследовании приведено сравнение КПЭ крупных вертикально-интегрированных компаний и компаний-юниоров.

Цена на нефть оказывает непосредственное влияние на значения КПЭ. Несмотря на рост цен на нефть в 2016-2018 годах сегодня цена одного барреля значительно ниже, чем была 4 года назад. Это влияет на всю цепочку производства и вынуждает компании и правительства адаптироваться к новым реалиям. За последние 4 года нефтяным компаниям пришлось пойти на серьезные изменения – они вынуждены были сократить расходы и провести реорганизацию.

Сланцевые компании быстрее других приспосабливаются к изменениям ситуации на рынке, сокращая или наращивая добычу в зависимости от внешней конъюнктуры. Эта особенность – результат прежде всего относительно низкой капиталоемкости бурения новых скважин на месторождениях. Временной лаг между принятием инвестиционного решения и началом добычи из сланцевых месторождений значительно меньше, чем при добыче из традиционных месторождений [7].

На деятельность компаний-юниоров существенным образом сказывается цена на нефть – при снижении цены ниже определенного порога добыча компаний-юниоров резко падает. Так и произошло, однако порог оказался ниже ожидаемого уровня. Только после того, как цены упали ниже 50 долл./барр. во второй половине 2015 года, добыча нефти в США несколько снизилась. Но в конце 2016 года траектория цен пошла вверх, добыча в США начала восстанавливаться [6]. В 2017 году количество работающих буровых установок в США увеличилось более чем в 2 раза по сравнению с предыдущим годом [3]. Эффективность сланцевых компаний выражается не только в снижении издержек, но и в повышении коэффициента извлечения нефти.

Как следствие, порог безубыточности сланцевой нефтедобычи в США значительно снизился. По оценкам Goldman Sachs [4], в 2014 году он составлял в среднем 80 долл./барр., тогда как в 2016 году – уже всего 55 долл./барр. Сейчас этот показатель находится на уровне 40 долл./барр. Прогнозируется его дальнейшее сокращение. Как итог – совокупная добыча нефти в США растет с каждым годом [5].

В приведенном ниже исследовании Казначеева П., Кюрчиски Н., Самойловой Р [8] были использованы данные компаний, которые в свою очередь были разделены на две группы: первая – это вертикально интегрированные компании (ВИНК), вторая – компании-юниоры. В исследовании приведено сравнение изменения трех ключевых показателей эффективности: EBITDA, объема добычи нефти и рыночной капитализации. Очевидно, что сравнение абсолютных значений было бы малоинформативно в силу принципиальных различий в размерах компании и структуре их портфелей. Поэтому сравнивались относительное изменение средних показателей в период высоких цен на нефть (2011-2014 годы) и в период низких цен (2015-2016 годы). Для каждой компании был рассчитан средний показатель за оба периода, а затем изменение показателя во втором периоде по сравнению с первым (в процентах) у двух групп компаний. В группу ВИНК входят 10 самых крупных частных международных компаний с добычей более 700 тысяч баррелей в день. Во вторую группу вошли 20 средних и малых компаний из США, значительную долю которых обеспечивают сланцевые месторождения. Были отобраны только те компании, данные по которым находятся в общем доступе [8].

Важно отметить что ВИНК и компании-юниоры находятся в изначально неравных условиях. ВИНК обладают преимуществами – экономия на масштабе, себестоимость добычи в среднем меньше, чем у сланцевых компаний. Это связано с необходимостью использовать сложные и дорогостоящие технологические решения на сланцевых месторождениях [7].

Таблица 1

Средний процент изменения показателя КПЭ (%) [8]

| Группа компаний | Изменение показателя EBITDA | Изменение объема добычи нефти | Изменение рыночной капитализации |
|---|-----------------------------|-------------------------------|----------------------------------|
| Вертикально-интегрированные компании (ВИНК) | -63 | 8 | -21 |
| Средние и малые независимые компании-юниоры | -48 | 61 | -18 |

Сравнение двух групп компаний принесло интересные результаты. Показатель EBITDA сократился несколько больше у ВИНК, чем у компаний-юниоров. Одновременно с этим компаниям-юниорам удалось более чем в 1,5 раза увеличить объем добычи нефти. Это позволило им частично компенсировать упавшие доходы от снижения цен на нефть. Аналогичный показатель у ВИНК увеличился лишь на 8%. Кроме того, снижение цен несколько меньше отразилось на капитализации компаний-юниоров. Учитывая наличие ряда преимуществ у ВИНК, данный результат компаний-юниоров свидетельствует об их значительной способности адаптироваться.

Примером быстрой адаптивности компаний-юниоров может послужить «Baytex Energy Corp.», канадская нефтегазовая компания, располагающаяся в городе Калгари, провинция Альберта. Компания занимается геологической разведкой, добычей и производством сырой нефти и природного газа в центре Канады и в Игл Форде (рисунок 1) в США. Baytex ввел месторождение Игл Форд в эксплуатацию в 2014 году совместно с Aurora Oil and Gas Limited. На месторождении добывается приблизительно половина продукции компании [2]. После приобретения участка компанией, объем добытой нефти в нефтегазовом бассейне Игл Форд вырос с 300 баррелей на скважину в 2014 году до 1200 баррелей в 2016, что показательно, для компаний-юниоров, т.к. в кризисный период компания не только увеличила объем извлекаемой нефти, так и повысила коэффициент ее извлечения за счет новых для данной индустрии технологий.

Еще одним доказательством быстрой адаптивности компании может послужить структура ее расходов на рисунке 2 [1]. Оказалось, что сланцевые компании в состоянии сократить издержки значительно быстрее, чем предполагалось наблюдателями.

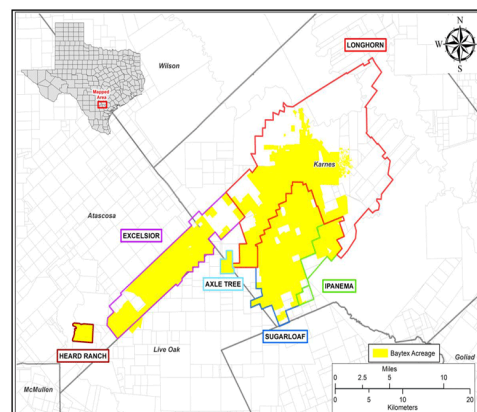


Рис 1 Месторождение Игл Форд

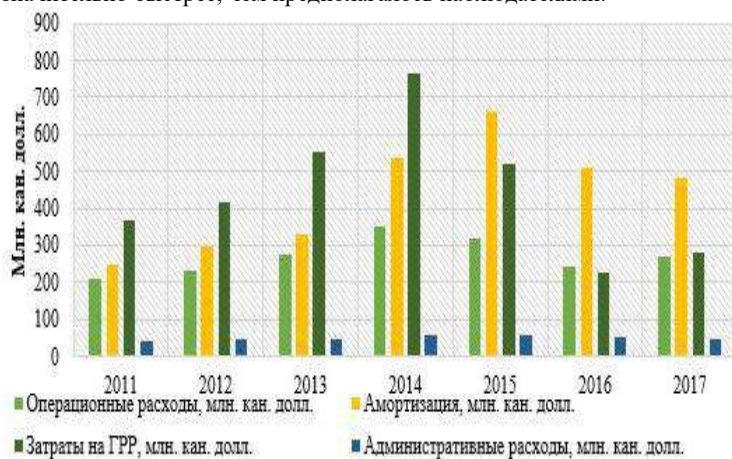


Рис 1 Структура расходов компании «Байтекс Энерджи Корп.»

решений: сильного сокращения издержек, увеличения коэффициента извлечения нефти, наращивания объемов добычи УВ [6].

Отдельный вопрос касается того, насколько применим этот опыт к более крупным корпорациям. Очевидно, что определенные технические и структурные особенности сланцевой отрасли не всегда дают возможность в полной мере использовать применяемые в ней решения для других компаний. Тем не менее опыт адаптации компаний-юниоров, безусловно, оказывает влияние на более крупные компании.

Литература

1. Baytex Energy Corp. 2017 Annual Report. 2018. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.baytexenergy.com/files/pdf/2017-Annual-Report.pdf> свободный. - Загл. с экрана (Дата обращения 18.11.2018);

2. Baytex Energy Corp. Company Overview. 2018 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.baytexenergy.com/about/overview-about.cfm> свободный. - Загл. с экрана (Дата обращения 18.11.2018);
3. Baker Hughes Data Show a Rise in the Weekly U.S. Oil-Rig Count // Market Watch. 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.marketwatch.com/story/baker-hughes-data-show-a-rise-in-the-weekly-usoil-rig-count-2017-08-11>. – Загл. с экрана (Дата обращения 2.12.2018);
4. Davis C. Goldman Credits 'Shale Productivity Scenario' in Higher U. S. Oil Price Forecast // NGI's Shale Daily. 2016. – Режим доступа <http://www.naturalgasintel.com/articles/106512-goldman-creditsshale-productivity-scenario-in-higher-us-oil-price-forecast>. – Загл. с экрана (Дата обращения 30.11.2018);
5. U. S. Crude Oil Production Increases Following Higher Drilling Activity // U. S. Energy Information Administration. 2017. – Режим доступа <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30032> – Загл. с экрана (Дата обращения 30.11.2018);
6. Baumeister C., Kilian L. Understanding the Decline in the Price of Oil Since June 2014 // Journal of the Association of Environmental and Resource Economists. 2016.
7. Макаров А., Галкина А. Грушевенко Е., Грушевенко Д., Кулагин В., Митрова Т., Сорокин С. Перспективы мировой энергетики до 2040 года // Мировая экономика и международные отношения. 2014;
8. Казначеев П., Кюрчиски Н., Самойлова Р. Адаптация к снижению цен на нефть: международные корпорации и сланцевые компании-юниоры // Экономическая политика. Т. 12. №6. 2017.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-СОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Н.Кулакова, В.М.Кучерова

Научный руководитель - старший преподаватель О.П.Кочеткова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе представлен расчет двух вариантов разработки нефтегазового месторождения. Эффективность разработки месторождения связана с технико-технологическими особенностями нефтегазовой залежи. Расчеты представлены в виде расчета окупаемости и расчета чувствительности проекта

Ключевые слова: нефтегазовое месторождение, залежь, анализ чувствительности, окупаемость проекта.

Интенсивное развитие газодобывающей промышленности требует повышения эффективности процессов добычи природного газа и конденсата, увеличения компонентоотдачи пластов, совершенствования систем разработки и способов эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, улучшения методов промышленной подготовки газа и конденсата.

Опыт газодобывающей промышленности показывает, что основной проблемой является увеличение полноты извлечения газа и конденсата из продуктивных пластов. Из анализа • данных разработки большого количества месторождений следует, что в ряде случаев коэффициент газоотдачи оказывается недопустимо низким, а пластовые потери конденсата очень велики.

Географо-экономическая характеристика района работ

Согласно дополнению к лицензионному соглашению об условиях пользования недрами Северо-Соленинского газоконденсатного месторождения (ФГУ «Геоинфотека» в реестре № 133 от 14.02.2003 г.) установлены в соответствии с проектным документом (Протокол Бюро ЦКР Минтопэнерго № 2386 от 11.05.2000 г.).

Показатели разработки пластов Северо-Соленинского месторождения рассчитаны с учетом запланированных среднегодовых объемов добычи газа с месторождения по «Дополнению к комплексному проекту разработки группы газовых и газоконденсатных месторождений ОАО «Норильскгазпром» на период до 2020 года».

С целью экономии энергии пласта сбор и транспорт газа, добытого из объектов V (Як-0) и VI (Мх-III) планируется осуществлять на одну нитку, а с I по IV объекты – на другую нитку газопровода Северо-Соленинское – Южно-Соленинское при минимальном давлении на выходе с месторождения ≥ 20 кгс/см².

Рассматриваются 4 варианта доразработки Северо-Соленинского месторождения:

1 вариант (базовый) предусматривает эксплуатацию проектных объектов I – IV в соответствии с «Комплексным проектом разработки...» (1990 г.) и уточненными показателями, утвержденными ЦКР МПЭ в 2000 г.

2 вариант предусматривает в дополнение к варианту 1 разработку новых объектов V (Як-0) и VI (Мх-III). Разработка всех объектов ведется до достижения давления на устье добывающих скважин ≥ 22 кгс/см², так как транспорт газа осуществляется по существующей системе до дожимной компрессорной станции (ДКС) Южно-Соленинского месторождения со своим давлением, т.е. при $P_{уст} \leq 22$ кгс/см² разработка объекта заканчивается и на выходе с Северо-Соленинского месторождения давление должно быть ≥ 20 кгс/см².

3 вариант отличается от первого варианта тем, что эксплуатируется 6 объектов при давлении на выходе с месторождения = 20 кгс/см², для чего с 2013 года подключается ДКС и этим продлевается разработка объектов I-IV и с 2016 года объектов V и VI продлевается до достижения $P_{уст}$ 8 атм.

По этому варианту рассматривается работа объектов в летний и зимний периоды. По ОАО «Норильскгазпром» сезонная неравномерность потребления газа значительная, т.е. суточная потребность в газе в зимний период возрастает в 2 раза по сравнению с летним, продолжительность зимнего периода составляет 207 дней. 4 вариант. По данному варианту планируется максимальный возможный отбор УВ всех объектов месторождения при ныне действующем фонде скважин и $\Delta p = 10$ атм.

Технико-экономический анализ

Выбор рекомендуемого варианта разработки месторождения и обоснование целесообразности его реализации осуществлены с использованием общепринятых экономических критериев оценки эффективности проектных решений, предусмотренных «Регламента составления проектных документов по разработке газовых и

СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

газоконденсатных месторождений”, “Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов”.

Характеристика расчетных вариантов

Экономические расчеты выполнены исходя из решений, предусмотренных технологическими вариантами разработки месторождения, и из предполагаемых условий реализации добываемых углеводородов потребителям.

Вариант 1 предусматривает эксплуатацию проектных объектов I – IV в соответствии с «Комплексным проектом разработки...» (1990 г.) и уточненными показателями, утвержденными ЦКР МПЭ в 2000 г.

Вариант 2 предусматривает в дополнение к варианту 1 разработку новых объектов V (Як-0) и VI (Мх-III). Разработка всех объектов ведется до достижения давления на устье добывающих скважин ≥ 22 кгс/см², так как транспорт газа осуществляется по существующей системе до дожимной компрессорной станции (ДКС) Южно-Соленинского месторождения со своим давлением, т.е. при Руст ≤ 22 кгс/см² разработка объекта заканчивается и на выходе с Северо-Соленинского месторождения давление должно быть ≥ 20 кгс/см².

Вариант 3 аналогичен первому варианту, только при давлении на выходе с месторождения =20 кгс/см², т.е. с 2013 года подключается ДКС и этим продолжительность разработки объектов I-IV и с 2016 года объектов V и VI продляется до достижения Руст 8 атм. По этому варианту рассматривается работа объектов в летний и зимний периоды. По ОАО «Норильскгазпрому» сезонная неравномерность потребления газа значительная, т.е. суточная потребность в газе в зимний период возрастает в 2 раза по сравнению с летним, продолжительность зимнего периода составляет 207 дней.

Вариант 4 По данному варианту планируется максимальный возможный отбор УВ всех объектов месторождения при ныне действующем фонде скважин и $\Delta p = 10$ атм.

Таблица

Исходные данные для расчета экономических показателей

| NN п/п | Показатели | Значение |
|-----------|---|----------|
| 1 | Цена реализации: | |
| | - природного газа, тыс.р. / 1000 м ³ (без НДС и транспорта) | 690.00 |
| | - конденсата, тыс.р./т | 9000.00 |
| 2 | Налоги и платежи: | |
| | - НДС, % | 18.0 |
| | - налог на прибыль, % | 24.0 |
| | - налог на добычу полезных ископаемых по газу, руб/1000 куб. м | 147 |
| | - налог на добычу полезных ископаемых по конденсату, % | 17.5 |
| | - налог на имущество, % | 2.2 |
| | - единый социальный налог, % | 26.0 |
| | - страхование от несчастных случаев, % | 0.5 |
| 3 | Капитальные вложения | |
| | Капитальные вложения в промышленное обустройство | |
| | - ДКС, млн.р | 1200.0 |
| | - Прочие объекты и природоохрана, доли ед. | 0.15 |
| 4 | Эксплуатационные затраты: | |
| | Материалы, топливо и энергия, р./1000 м ³ | 37.94 |
| | Зарплата тыс. руб./ скв. | 190.1 |
| | Прочие произв. расходы, тыс.р./ср.действ. скв. | 2548.68 |
| 5 | Дополнительные данные: | |
| | Норма амортизационных отчислений скважин, % | 6.7 |
| | Норма амортизационных отчислений для оборудования, не вход. в сметы строек, % | 20 |
| | Норма амортизационных отчислений для объектов промышленного обустройства, % | 10 |

Заключение. Таким образом, на основе оценки коммерческой целесообразности разработки Северо-Соленинского месторождения получены следующие результаты. С позиции экономической эффективности и рациональности использования природных ресурсов может быть рекомендован к внедрению вариант 3. Осуществление указанного варианта будет способствовать улучшению показателей разработки месторождения, а предусмотренные технологические решения позволят длительное время вести работу по извлечению газа и конденсата. Инвестиционная оценка характеризует вложение средств в создание на месторождении основных фондов как эффективное для инвестора и государства.

Литература

1. Протокол ГТС ОАО «Норильскгазпром» № 2 от 23.11.2006 г.
2. Протокол ЦКР № 1/90 от 19.01.1990 г.
3. Протокол ЦКР № 2586 от 11.05.2000 г.
4. Протокол ТО ЦКР по ЯНАО № 20-06 от 26.06. 2006 г.

НАЛОГОВАЯ НАГРУЗКА МЕЛКИХ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

А.А.Кустубаев, А.С.Чемякин

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время монополистом добычи газа является ПАО «Газпром». Однако, в последнее время наблюдается увеличение добычи газа мелкими газодобывающими предприятиями, чему способствовала проводимая государством политика по стимулированию их деятельности посредством различных финансовых и налоговых инструментов.

Рассмотрим влияние этих инструментов на деятельность мелких газодобывающих предприятий на примере компании ОАО «Севернефтегазпром». Данное предприятие является дочерней компанией ПАО «Газпром». Находится в с. Красноселькуп, Красноселькупского района, Ямало – Ненецкого автономного округа. ОАО «Севернефтегазпром» является владельцем лицензии на право геологического изучения и добычи углеводородного сырья в пределах Южно-Русского участка недр. На территории участка расположены три месторождения, из которых Южно-Русское является основным источником углеводородного сырья, ныне находящееся на второй стадии разработки, а месторождения Яровое и Западно-Часельское числятся на государственном балансе как разведываемые. Главным инновационным проектом, реализующимся ОАО «Севернефтегазпром» на Южно-Русском месторождении, является промышленное освоение туронской газовой залежи. Это трудноизвлекаемые залежи, запасы которых лишь в Западной Сибири оцениваются в 3 трлн м³ газа. ОАО «Севернефтегазпром» стала первой в России компанией, начавшей добычу турона. В апреле 2012 года состоялась торжественная церемония запуска первой эксплуатационной скважины туронской залежи, что положило начало новому этапу развития газовой промышленности, предполагающего освоение трудноизвлекаемых запасов газа [3].

Далее рассмотрим в динамике показатели: добыча газа, выручка, уплаченные налоги, цена на газ, налоговая нагрузка и структура уплаченных налогов (рисунки 1,2,3,4).

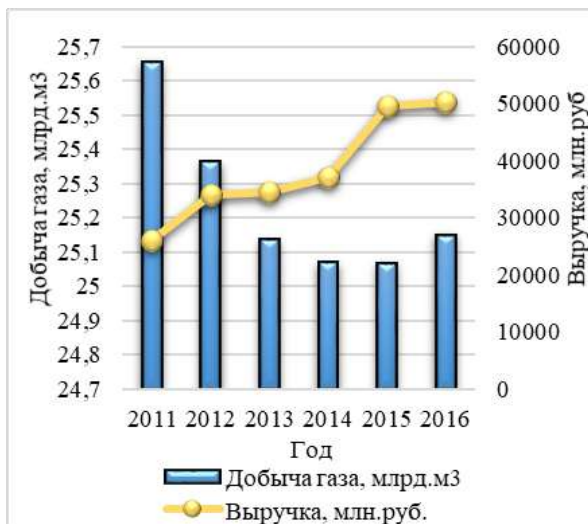


Рис. 1 Динамика выручки компании от показателей добычи газа

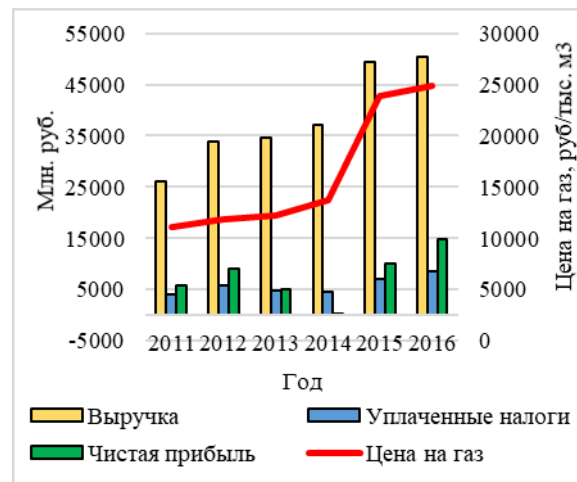


Рис. 2 Динамика выручки, уплаченных налогов, чистой прибыли и цена на газ

Анализируя данные диаграммы, можно заключить, что при незначительном изменении показателей добычи газа сильное влияние на выручку компании оказывал ежегодный рост цены на газ. Особенно это заметно в 2015 году, когда цена на газ выросла в 1,7 раз.

Анализируя диаграмму динамики налоговой нагрузки, видно, что налоговая нагрузка за данный период не превышает 17,5 % и имеет такую же динамику, как и уплаченные налоги.

Рассмотрев структуру уплаченных налогов, без учета налога на прибыль, можно сделать вывод, что основной вклад в сумму уплаченных налогов вносит налог на добычу полезных ископаемых. В среднем его доля составляет 40% от общей суммы уплаченных налогов.

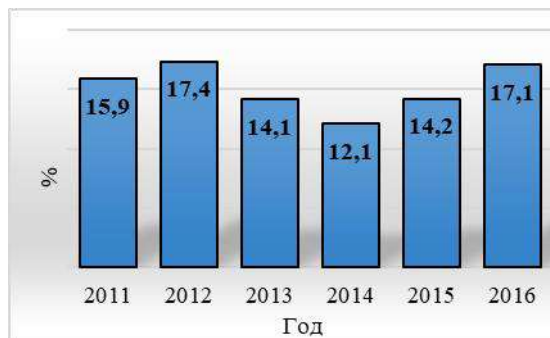


Рис.3 Динамика налоговой нагрузки



Рис.4 Структура уплаченных налогов

Одним из основных государственных налоговых инструментов является новая схема налогообложения газодобывающих компаний в части налога на добычу полезных ископаемых, которая была введена с 1 июля 2014 года. Ранее действующая система налогообложения при добыче газа и газового конденсата не учитывала ни стадий жизненного цикла освоения недр, ни изменения ценовой конъюнктуры рынка, ни условий разработки, ни прочих факторов, поэтому предприятия газовой отрасли несли избыточное налоговое бремя [2]. Новая методика расчета учитывает, в частности, состав газа, макроэкономические показатели, уровень цен на рынках сбыта голубого топлива, условия разработки залежей, расходы на транспортировку газа горючего природного. Все это необходимо для стимулирования разработки новых залежей углеводородов. С 1 января 2016 г. вступил в силу Федеральный закон от 28 ноября 2015 г. № 325-ФЗ «О внесении изменений в часть первую и статьи 342.4 и 342.5 части второй Налогового кодекса Российской Федерации», который скорректировал показатель «единица условного топлива», используемый при расчете налога на добычу полезных ископаемых, на показатель, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива. Данный коэффициент в 2016 г. был равен единице для ПАО «Газпром», для прочих налогоплательщиков — 0,7317. А с 1 января 2017 г. Коэффициент, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива, устанавливается равным 0,7317 для всех плательщиков налога на добычу полезных ископаемых. Кроме того, в формуле расчета показателя единицы условного топлива коэффициент изменился с 0,15 на 0,2051. Таким образом, процент изъятия выручки от средней цены для ПАО «Газпром» возрос с 15 до 20,51 %, для остальных производителей остался равным 15 % без повышения [1].

На рисунке 4 можно наблюдать уменьшение доли налога на добычу полезных ископаемых в 2015 году в связи с введением 1 июля 2014 года новой схемы налогообложения газодобывающих компаний.

Все вышеперечисленные выводы свидетельствуют о стимулировании государством деятельности мелких и средних газодобывающих компаний, месторождения которых находятся на ранних стадиях разработки.

Литература

1. Каширина М. В., Журавлев М. А. Особенности налогообложения при добыче газа в России // *Налоги и налогообложение*. 2016. № 4.
2. Палювина А. С., Каширина М. В. Современные проблемы развития налогообложения нефтяного сектора в России // *Налоги и налогообложение*. 2016. № 2.
3. Официальный сайт ОАО «Севернефтегазпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://severneftegazprom.com>
4. Финансовая отчетность по МСФО ОАО «Севернефтегазпром».

АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА "ГАЗПРОМНЕФТЬ - НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ"

Е.И. Кухаренко, П.Д. Грицаев, И.В. Шарф

Научный руководитель - доцент Т.С.Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одной из главных проблем российской нефтегазовой промышленности является высокая степень выработанности и обводненности месторождений, большинство из которых эксплуатируются с 60-70 гг. прошлого столетия, и в настоящий момент месторождения находятся на 3 и 4 стадии разработки. Эти факторы обуславливают падающие дебиты добывающих скважин. Поэтому, стратегические перспективы развития компаний связаны с приростом запасов благодаря открытию новых залежей и месторождений, что влечет за собой необходимость в росте инвестиций в данную область.

В данной работе анализируется деятельность Акционерного общества "Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз" - предприятия средних размеров, разрабатывающего 22 месторождения на территории двух субъектов РФ: ХМАО и ЯНАО. [1] Цель - определение перспектив и направлений роста компании.

Основными месторождениями, разрабатываемыми Компанией и вносящими значительный вклад в общую добычу, являются следующие.

Вынгапуровское - нефтегазоконденсатное, местонахождение - ЯМАО, 100 км от г. Ноябрьск, введено в эксплуатацию в 1982 г., сегодняшние извлекаемые запасы: газа - 80 млрд м³, нефти - 29 млн т. Промышленные значения имеют отложения нижнего мела и юры, 27 продуктивных пластов - в том числе 4 нефтегазоконденсатных, 4 газонефтяных, 3 газовых; этаж нефтеносности - 1600 м. Наземная инфраструктура - цех предварительной подготовки нефти, 5 насосных дожимных станций и 5 насосных кустовых станций. [2]

Спорышевское - нефтяное, местонахождение - ЯМАО, 15 км (к северу) от г. Ноябрьск, введено в эксплуатацию в 1996 г., извлекаемые запасы на 2007 г. - 57,9 млн т. (В+С₁+С₂). Промышленные значения имеют отложения нижнего мела и юры, 27 продуктивных объектов, коллектор - песчаник. Нефти - средней плотности, от малосернистых до сернистых, средней вязкости, парафинистые с невысоким газовым фактором. [3]

Холмогорское - нефтяное, местонахождение - ХМАО (большая часть) и ЯНАО, 540 км (к юго-востоку) от г. Салехард, введено в эксплуатацию в 1975 г., начальные извлекаемые запасы - 70 млн т. Нефтеносные отложения - меловые, глубина залегания - 2640 м. Нефть - легкая, маловязкая, сернистая. Степень выработанности к 2000 г. - 96%. [4]

Особенности основных месторождений, прежде всего, длительный срок эксплуатации, обуславливающий высокую выработанность и обводненность, а также качественные характеристики добываемых жидкостей ведут к снижению среднесуточных дебитов добывающих скважин, а следовательно, и общих показателей добычи нефти Компании (рис. 1, 2).

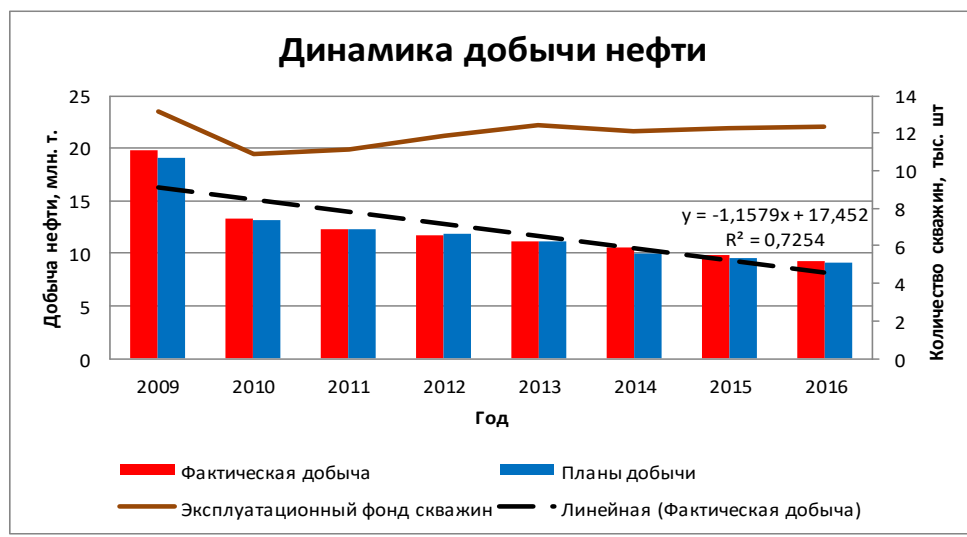


Рис. 1 Динамика показателей добычи нефти с 2009 по 2016 гг. [1]

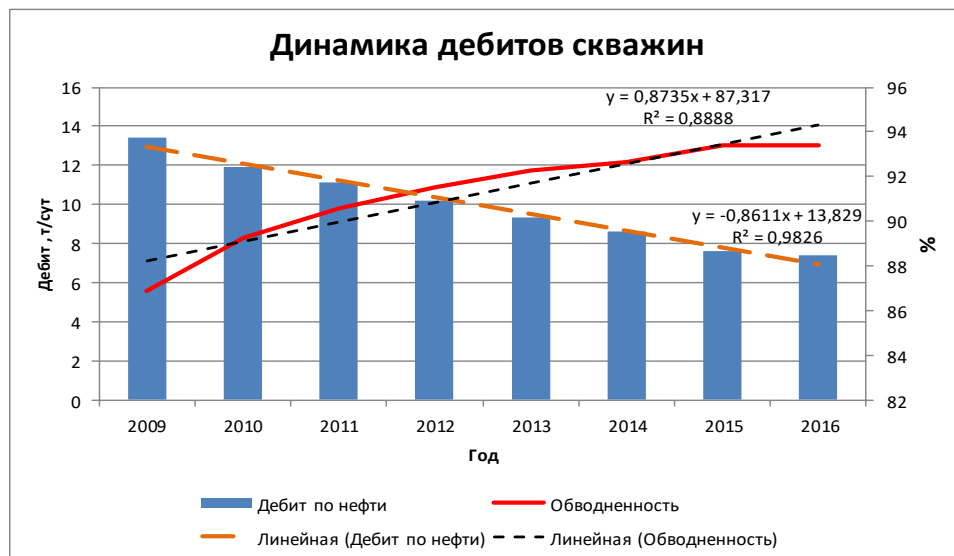


Рис. 2 Динамика среднесуточного дебита скважин и обводненности [1]

В рассматриваемом временном интервале можно выделить 2 этапа:
Первый, до 2009 года (включительно), характеризующийся уровнем добычи нефти в районе 20 млн т. в год;

Второй, начиная с 2010 года, характеризующийся резким падением показателя добычи - порядка 35% от значения 2009 года, с последующей стабилизацией на отметке 10 млн т. в год.

При этом следует отметить, что данные показатели в целом соответствуют планам компании, а в последние годы несколько превышают намеченные показатели, что будет освещено ниже.

По мнению авторов, помимо длительной эксплуатации основных месторождений причиной падения уровней добычи и дебитов эксплуатационных скважин являются методы разработки, применяемые в 1990-2000ых гг., в период пика продуктивности месторождений. В данный период целью являлось быстрое извлечение максимального количества ресурсов. Следствием такой деятельности является значительный и преждевременный рост обводненности, а также "захоронение" значительной части запасов, которую можно было извлечь, в пласте.

В сложившейся ситуации деятельность компании ведется по следующим направлениям:

Рост инвестиций в геологоразведочные работы. В период с 2012 по 2017 гг. размер вложений в геологоразведку вырос более, чем в 2 раза - с 2,1 млн до 4,8 млн рублей. Это привело к следующим результатам: за 2012-2015 гг. введены в эксплуатацию два новых месторождения - Вальнтойское с притоками из пластов Ю₀₁₋₂ и Ю₀₁₋₁ 12,9 м³/сут и 9 м³/сут и Равнинное с запасами 28 млн т. (АВС₁+С₂) и плановым пиком добычи 675 тыс. тонн нефти в год. Кроме того, был обеспечен прирост извлекаемых запасов на 2,7 млн т. нефтяного эквивалента по северному кластеру проекта Отдаленной группы месторождений на Западно-Чатылькинском лицензионном участке. [1]

Активное применение современных методов повышения нефтеотдачи. На Вынгапуровском месторождении за счет применения данных методов было добыто дополнительно около 5 тыс. т нефти. [2] Очень высока степень изученности методами гидродинамического исследования скважин Спорышевского месторождения - более 300 исследований в 145 скважинах, 7 добывающих скважин оборудованы установками "Гранат", позволяющими в процессе эксплуатации вести запись давления, температуры и дебита на различных режимах фильтрации. [3] На Холмогорском месторождении активно применяются методы многостадийного гидроразрыва пластов, также была составлена уточненная геологическая модель, результатом которой стало бурение 3 скважин, позволивших получить к годовому плану дополнительно 95 тыс. т. сырья. [4] В совокупности проведение подобных мероприятий на объектах разработки стабильно позволяет компании перевыполнять годовые планы добычи в последние несколько лет.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

В настоящий момент компания переживает переходный период, когда большая часть основных месторождений истощается, добыча нефти падает, обводненность продуктивных пластов возрастает.

В сложившейся ситуации общество проявляет комплексный подход в поддержании нефтедобычи: заметны как экстенсивный метод - расширение ареала деятельности и открытие новых месторождений за счет увеличения инвестиций в геологоразведочные работы, так и интенсивный - модернизация скважинного фонда, применение новейших методов повышения нефтеотдачи.

Предпринимаемые меры позволили удержать падение темпов добычи и дебитов, а в последние годы и вовсе стабилизировать эти показатели. Намечившаяся тенденция позволяет предположить дальнейший рост производственных показателей Акционерного общества "Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз".

Литература

1. ОАО "Газпромнефть-ННГ" - Годовые отчеты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ir.gazprom-neft.ru/index.php?id=142print.htmlprint.htmlprint.html> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 12.11.2018);
2. Вынгапуровское месторождение: где находится и какие запасы? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://fb.ru/article/321939/vyngapurovskoe-mestorojdenie-gde-nahoditsya-i-kakie-zapasyi> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 26.11.2018)
3. Спорышевское месторождение нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-nefti/sporyshevskoe-mestorozhdenie-nefti.html> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 26.11.2018)
4. Холмогорское месторождение нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-nefti/xolmogorskoe-mestorozhdenie-nefti.html> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 26.11.2018).

НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ
Р.С. Курмель

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Налоговое бремя компаний нефтегазового комплекса России составляет 25-27%, что значительно больше, чем налогообложение других отраслей экономики страны. В то же время капиталоемкость добычи углеводородов растет из-за увеличения выработанности запасов полезных ископаемых и их труднодоступности (1).

Текущий год ознаменовался для недропользователей существенными изменениями в налогообложении, а именно, введением налога на дополнительный доход согласно следующих этапов:

1. Завершение налогового манёвра согласно ФЗ №301 от 03.08.2018 г. (постепенное снижение до нуля экспортных пошлин к 2024 г.; постепенное увеличение налога на добычу полезных ископаемых);
2. Введение налога на добавленный доход на добычу углеводородного сырья согласно ФЗ №199 от 19.07.2018 г.

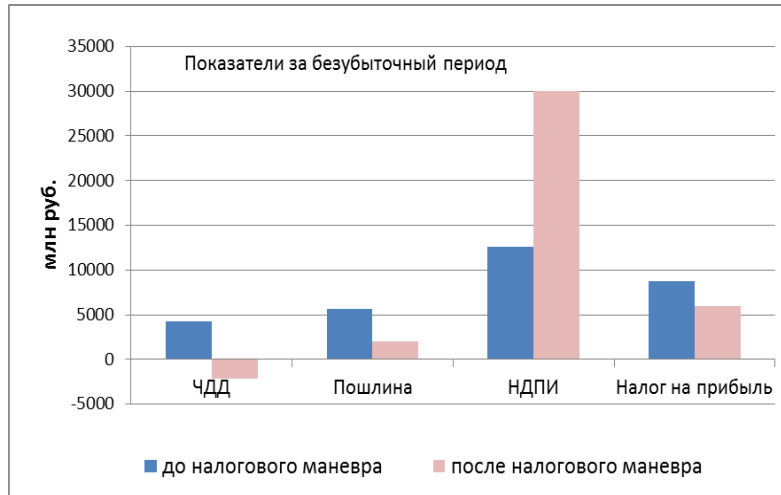


Рис. Влияние налогового маневра на эффективность геологического изучения и освоения нефтяного участка недр

В связи с этим, выделено четыре группы месторождений для пилотного введения НДС (ст. 333.45 НК РФ, 424-ФЗ от 17.11.2018):

- новые месторождения («гринфилды») в Республике Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярском крае, Ненецком АО, севернее 65 градуса северной широты в Ямало-Ненецком АО, в Каспийском море. Требования: выработанность не более 5% либо запасы поставлены на баланс после 01.01.2017 г;

- месторождения, указанные в примечании 8 к единой Товарной номенклатуре внешнеэкономической деятельности ЕАЭС по состоянию на 01.01.2018 г., которые имеют льготы по экспортной пошлине. Всего 29 месторождений: 19 – Вост. Сибирь, 3 – НАО, 2 – ЯНАО, 2 – ХМАО, 2 – Касп. море, 1 – арктический шельф.

- действующие месторождения в Тюменской области, Ханты-Мансийском АО, Ямало-Ненецком АО, Республике Коми – 39 участков недр с указанными конкретными координатами. Требования: выработанность от 10-20% до 80% на 01.01.2017 г., добыча нефти и конденсата по всем участкам за 2016 год не превышает 15 млн тонн.

- новые месторождения в Тюменской области, Ханты-Мансийском АО, Ямало-Ненецком АО, Республике Коми – 26 участков недр с указанными конкретными координатами. Требования: выработанность не более 5% либо запасы поставлены на баланс после 01.01.2017 г., запасы нефти по участку менее 30 млн т, а по всем участкам не более 150 млн т на 01.01.2017

Право отказаться от перехода на уплату НДС имеют недропользователи следующих участков недр:

- участков недр первой группы
- участков недр, у которых доля извлекаемых запасов газа всех категорий в совокупных запасах углеводородного сырья превышает 50%

Влияние налогового маневра на эффективность геологического изучения и освоения нефтяного участка недр с учетом льгот представим на рисунке.

Переход на систему налогообложения с уплатой налога на добавленный доход на добычу углеводородного сырья может существенно повысить эффективность геологического изучения, освоения разработки участков недр с запасами и ресурсами нефти. Требуется обоснование целесообразности решения о переходе на систему с уплатой налога на добавленный доход для каждого конкретного проекта.

Литература

1. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса: монография / О. В. Пожарническая [и др.]; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2015.

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ВАРИАНТА
УТИЛИЗАЦИИ ПНГ С ПРОИЗВОДСТВОМ CO₂ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ X**

А.И. Людкевич, С.В. Репчук

Научный руководитель - доктор PhD В.С. Рукавишников

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти все большие усилия направляются на создание технологий и способов разработки, позволяющих сохранять рентабельность добычи в осложненных условиях. Одним из таких методов является повышение нефтеотдачи путем закачки в пласт углекислого газа (CO₂), которую начали широко применять в США в 1970-1980 гг. с использованием природных источников CO₂. За это время были изучены механизмы физико-химического взаимодействия CO₂ с водой, нефтью и породой, а также получены практические знания о преимуществах и недостатках данного подхода по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи (МУН) [2]. В отличие от природного, попутного нефтяного газа и азота, CO₂ в качестве вытесняющего агента позволяет достичь значительного увеличения коэффициента нефтеотдачи при сравнительно невысоких давлениях закачки. В лабораторных условиях в режиме полного смешивания коэффициент вытеснения нефти может достигать 100 % [3].

В лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть» были проведены эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти циклическим воздействием жидкого CO₂ на образцы керна одного из месторождений. Продемонстрировано увеличение коэффициента вытеснения с 39% до 84% (рис. 1).

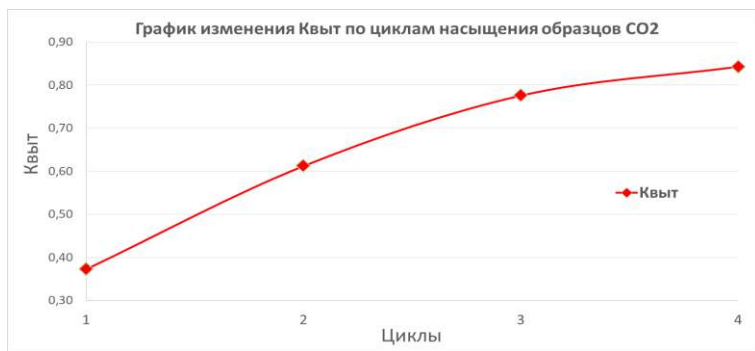


Рис. 1 График изменения $K_{\text{выт}}$ по циклам насыщения образцов CO₂

Полученные результаты являются основанием для рассмотрения применения вышеуказанной технологии на примере месторождений, имеющих доступный источник получения CO₂. Таким источником может стать попутный нефтяной газ (ПНГ), утилизация которого в условиях отдаленности от магистральных газопроводов и отсутствия местных потребителей представляет серьезную проблему.

Нами было выбрано месторождение X, на котором остается нерешенным вопрос утилизации

значительных объемов ПНГ. Для оценки объема дополнительной добычи нефти за счет CO₂, была построена композиционная модель месторождения X, куст №1 (рис. 2). Прирост добычи нефти составил порядка 356,9 тыс. тонн за период расчета 20 лет (рис. 3), что составляет 15% от базового уровня добычи.

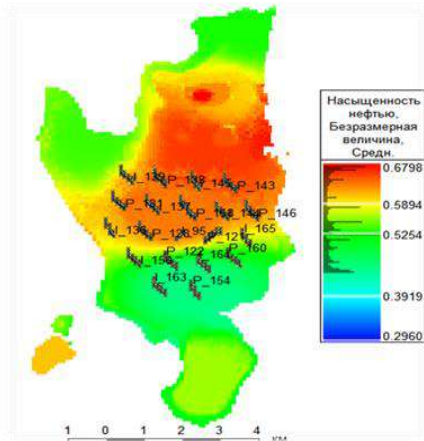


Рис. 2 Схема расположения скважин куста №1 месторождения X

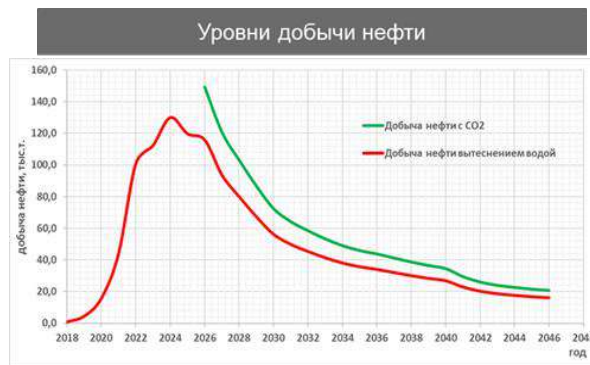


Рис. 3 Уровни добычи нефти на кусте №1 месторождения X

С целью реализации проекта разработки куста №1 месторождения X путем закачки CO₂ необходимы дополнительные инвестиции для внесения изменений в систему наземной инфраструктуры. Важным фактором, определяющим необходимые изменения, является история разработки месторождения X и применявшиеся на нем методы воздействия на пласт. Так как закачка CO₂ в предложенном нами варианте предполагает вторичную разработку, затраты на полное техническое перевооружение куста не требуются.

Дополнительные капитальные затраты по проекту включают в себя стоимость:

- установки получения CO₂;

- трубопровода среднего давления;
 - насосных станций перекачки CO₂ и индивидуальных насосов высокого давления для закачки CO₂ в скважину;
 - емкостей промежуточного хранения CO₂;
 - бурение артезианских скважин для нужд установки получения CO₂.
- Дополнительные операционные затраты состоят из расходов на:
- расходные материалы для установки получения CO₂;
 - оборудование в коррозионностойком исполнении;
 - ингибиторы коррозии и солей отложений для систем добычи и сбора нефти;
 - техническое обслуживание оборудования;
 - текущий ремонт скважин;
 - фонд оплаты труда.

По результатам инвестиционной оценки проекта закачки CO₂ на примере куста №1 месторождения X накопленный дисконтированный денежный поток (NPV) за весь период реализации проекта (20 лет) составил 424 млн. руб (рис. 4), при том, что по результатам разработки того же куста путем заводнения NPV составил 249 млн. руб. Использовавшиеся при расчетах макропараметры: цена нефти – 56 \$/баррель, норма дисконта – 20%, налог на добычу нефти – 559 руб/т.

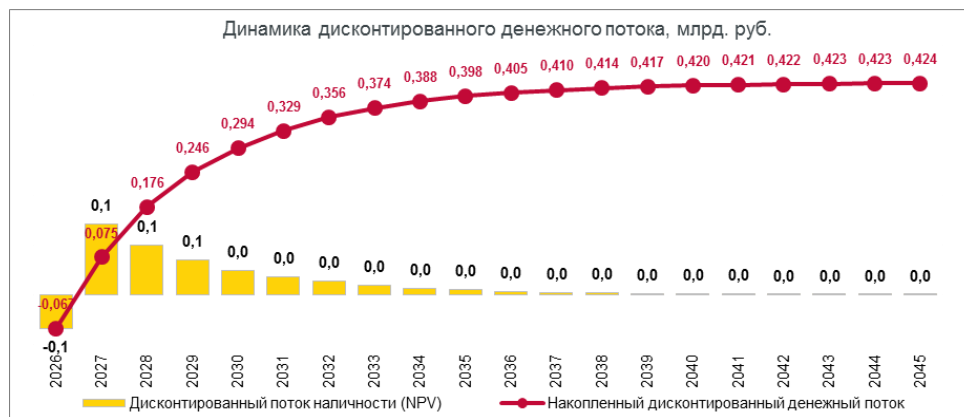


Рис. 4 Динамика дисконтированного денежного потока

На рисунке 4 видно, что наибольшее повышение нефтеотдачи наблюдается в первые годы закачки CO₂ – отсюда высокие доходы. Далее эффективность вытеснения нефти углекислым газом постепенно снижается, и во второй половине жизни проекта доходы лишь незначительно превышают затраты.

Подводя итог можно сказать, что при подробном рассмотрении критериев применимости и полученного опыта на большом количестве месторождений в таких странах, как США, Китай и др., становится очевидным, что при сохранении текущих мировых цен на нефть данный МУН применим почти повсеместно. Помимо экономического фактора, захоронение (секвестрация) углекислого газа в геологических пластах рассматривается современными экологами как перспективный способ борьбы с парниковым эффектом [4].

Литература

1. Гумеров Ф.М. перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – Москва, 2011. - № 2 – С. 93-109;
2. Медведев К.Ю. Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти // Recent Studies of Applied Sciences. – Kiev, 2015. - № 8. – С. 10-17;
3. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – Москва, 2016. – № 3. – С. 205-209;
4. Череповицын А.Е., Сидорова К.И., Буренина И.В. Экономическая оценка проектов закачки CO₂ в нефтяные месторождения // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2014. - №5 – С. 337-356.
5. Balbinski E. CO₂ flooding of UKCS reservoirs //Sharp IOR News letter. – 2003. – № 4. - 85 p.
6. Heddle G., Herzog H., Klett M. The economics of CO₂ storage //Eds Massachusetts Institute of Technology, USA. – 2003. – 111 p.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ
ПРЕДПРИЯТИЙ НА ПРИМЕРЕ ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ»**

Т.Т. Мансуров, А.В. Сидоренко

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

При принятии решений в сфере подготовки минерально-сырьевой базы добычи углеводородного сырья важную роль играет обоснование экономической эффективности планируемых геологоразведочных работ (ГРП). Решения об инвестировании в разведку и освоение объектов углеводородного сырья (финансирование ГРП для подготовки запасов на нефтеносных объектах, разведка и освоение выявленных месторождений, покупка лицензионных участков и др.) принимаются на основе результатов геолого-экономической и стоимостной оценки этих объектов [1].

Геологоразведочные работы (ГРП) на нефтеперспективных площадях имеют своей целью установление присутствия, а также выяснение условий залегания продуктивных пластов и приуроченных к ним залежей с детальностью достаточной для обоснования выбора наиболее эффективной системы разработки потенциального месторождения по их завершению. Оптимальный подход к определению методики получения информации в процессе ГРП зависит от того, насколько грамотно были составлены предварительные модели строения изучаемых объектов на разных стадиях геологоразведочного процесса. Ошибки, допущенные при проектировании системы наблюдения в течении отдельных стадий и этапов, могут привести к заблуждениям во взглядах о строении изучаемого объекта, что повлечёт за собой просчёты в проектировании рациональной методики его дальнейшего освоения. Повышение эффективности ГРП в том числе связано с использованием данных о геологическом строении хорошо изученных площадей, расположенных в схожих геологических условиях, а также с проведением анализа допущенных ошибок в процессе ГРП на аналогичных объектах. В настоящей работе была проанализирована эффективность проведения геологоразведочных работ на примере ОАО «Севернефтегазпром».

ОАО «Севернефтегазпром» — одно из основных добывающих предприятий Группы Газпром. Ключевым проектом компании является разработка и обустройство Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения, которое относится к числу крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений России. Газовый промысел Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения на сегодняшний день является одним из самых современных и технически оснащенных в России, объединяющим западные технологии с российским опытом работы в сложных климатических условиях. Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в северо-восточной части Западной Сибири, является одним из крупнейших в России по объемам запасов.

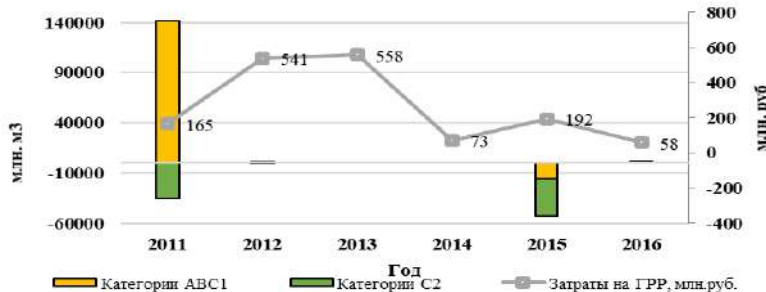


Рис.1 Динамика показателей прироста запасов и затрат на геологоразведочные работы

скважин, а в 2017 году строительство поисковых и разведочных скважин не планировалось и не проводилось, с этих соображений в динамике этот год не учитывался.

Значительный прирост запасов природного газа в 2011 году связан с вводом в эксплуатацию экспериментальной двухзабойной скважины № 174, пробуренной на туронскую газовую залежь (Рис.1). Прирост запасов составил 139,8 млрд. м³ природного газа. До 2015 года прирост запасов не изменялся по причине эксплуатации уже пробуренных скважин без ввода новых. В 2015 году пересчет показал снижение прироста извлекаемых запасов природного газа на 53 млрд. м³. Высокие затраты на ГРП не могут гарантировать высокий показатель прироста запасов, как это видно из графика по динамике с 2012 по 2016 г., эффективность данного мероприятия зависит от технологии проведения и более совершенного комплекса данных работ, а также геологических особенностей лицензионного участка.

Далее рассмотрим ГРП на территории Южно-Русского лицензионного участка за период 2011 по 2017 год. Строительство поисково-разведочных скважин в 2011 и 2012 году не осуществлялось, испытаний объектов в колонне не было. Работы проводились по трем основным направлениям: тематические и научно-исследовательские работы; сейсмические исследования территории; мероприятия по защите окружающей среды и ликвидация неблагоприятных условий строительства. В 2016 году проводились работы по завершению строительством двух разведочных

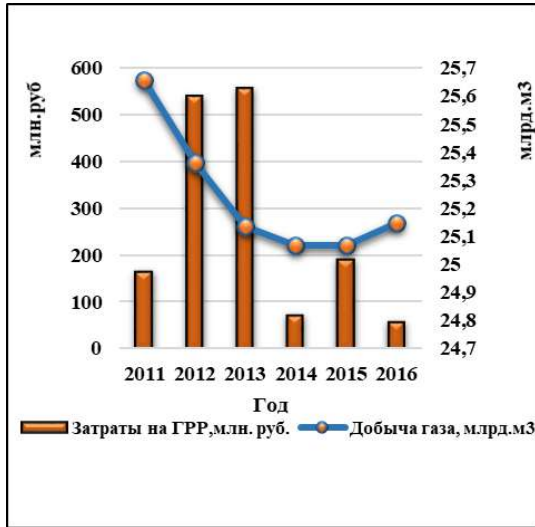


Рис.2 Динамика добычи газа и затрат на геологоразведочные работы

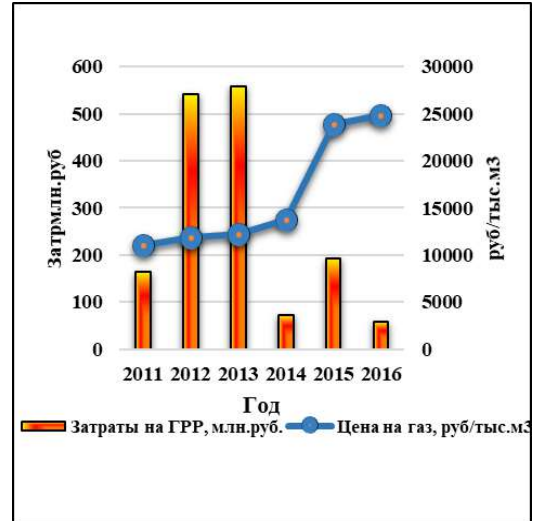


Рис.3 Динамика цен на газ и затрат на геологоразведочные работы

Анализируя данные, следует вывод, что высокие вложения в ГРП не всегда гарантируют увеличение запасов и показателей добычи, вследствие того, что данные работы не всегда бывают успешными, что отражает ситуацию в 2012 и 2013 году. На инвестиционный потенциал ГРП значительное влияние оказывает цена на газ, так как в условиях низких цен происходит сокращение геологоразведочных программ. Однако как видно из рисунка 3 обеспеченность запасами позволяет снизить затраты даже в условиях роста цен.

Рассматривая примерную структуру себестоимости ГРП (Рис.4), можно сделать вывод, что высокая доля затрат приходится на заработную плату и ИТР – 40% и на накладные расходы – 15%. Прибыль организации по основной деятельности складывается из плановых накоплений, экономии от снижения себестоимости ГРП и от сокращения объемов ГРП при выполнении геологического задания.



Рис. 4 Структура себестоимости геологоразведочных работ

В целом, проведение ГРП играет огромную роль в приросте сырьевой базы газодобывающих предприятий. Развитие ГРП связано с решением новых задач, включающих: расширение минерально-сырьевых баз на промышленно освоенных территориях за счёт выявления глубокозалегающих, слепых (не имеющих выхода на поверхность) и погребённых (под рыхлыми отложениями) залежей; подготовку новых минерально-сырьевых баз в труднодоступных малоосвоенных районах; поиски и разведку больше объёмных месторождений с низкими концентрациями полезных компонентов.

Эффективность работ зависит от многих факторов как геологических, так их экономических, институциональных и технологических. Повышение эффективности ГРП может быть достигнуто за счет: концентрации геологоразведочных работ по наиболее перспективным направлениям; совершенствования методики и комплекса геологоразведочных работ; совершенствования техники и методики сейсмических работ; улучшения техники и технологии буровых работ; улучшения геофизических исследований в скважинах и повышения выноса керна; совершенствования техники и технологии испытания скважин в процессе бурения и через эксплуатационную колонну. [3]

Сегодня геологоразведочные работы на месторождении продолжаются, ведется работа по увеличению фонда действующих скважин и развитию инфраструктуры.

Литература

1. Герт А. А., Немова О.Г., Супрунчик Н.А., Волкова К.Н. - Стоимостная оценка запасов и ресурсов углеводородного сырья // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2006. - Вып. 2. - С. 54-60.
2. Финансовая отчетность по МСФО ОАО «Севернефтегазпром».
3. Шпайхер Е.Д., Салихов В.А. Геологоразведочные работы и геолого-экономическая оценка месторождений полезных ископаемых. Учебное пособие / СибГИУ. - Новокузнецк, 2002. - 311 с.

**ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ПОДБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ
ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ**

А.А. Никонов, К.В.Синебрюхов

Научный руководитель: профессор П.Н. Зятиков, доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Аннотация: в представленной работе приводится сравнение и обоснование экономической эффективности бурения горизонтальных стволов с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в качестве уплотняющего бурения. Рассматриваются экономические показатели бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

Ключевые слова: уплотняющее бурения, горизонтальная скважина, наклонно-направленная скважина, многостадийный гидравлический разрыв пласта, рентабельность бурения.

Введение

На данный момент множество месторождений характеризуются высокой выработкой запасов, что в первую очередь влияет на запланированные уровни добычи. В связи с этим необходимо вовлечь запасы, не участвующие в разработке. Для достижения данной цели необходимо использовать методы, увеличивающие охват области пласта [2]. Один из таких методов, зарекомендовавший себя в производственной практике – это уплотнение сетки скважин путем бурения новых скважин [1].

Для определения локализации запасов на исследуемом участке месторождения «Z» была построена секторная фильтрационная модель с измельчением сетки до размера ячеек 20x20 м. После адаптации секторной фильтрационной модели были построены карты плотностей остаточных извлекаемых запасов на конец разработки по базовой добыче. В результате были найдены слабо дренируемые зоны, куда и закладывалось уплотняющее бурение для достижения проектных значений коэффициента извлечения нефти. Для этого было предложено два варианта разработки [4]:

Уплотняющее бурение с использованием 37 скважин наклонно-направленного бурения с гидравлическим разрывом пласта.

Уплотняющее бурение с использованием 18 горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

На рисунке 1 изображена диаграмма расчетных накопленных показателей по вариантам уплотняющего бурения с использованием ГС+МГРП и ННС+ГРП на конец разработки. Из графика видно, что наибольший коэффициент извлечения нефти достиг вариант с использованием наклонно-направленных скважин, однако по накопленным показателям вариант с использованием горизонтальных скважин отличается менее чем на 0,5%.

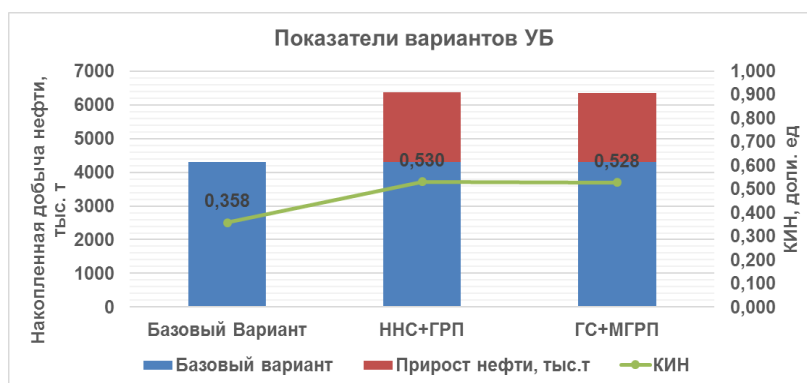


Рис. 1 Результаты расчета вариантов уплотняющего бурения

На рисунке 2 изображены результаты расчета экономической эффективности вариантов уплотняющего бурения, рассчитанные на основе накопленных показателей вариантов на конец разработки [3]. Капитальные вложения варианта с использованием наклонно-направленных скважин значительно больше в сравнении с другими вариантами, за счет большого количества скважин, запланированных для бурения, и составляет 4 792 млн. руб. Капитальные вложения варианта с наибольшим значением чистого дисконтированного дохода отмечается у горизонтальных скважин – 1 269 млн. руб., что в 3,8 раза меньше, чем у наклонно-направленных скважин. Чистый дисконтированный доход варианта уплотняющего бурения с ННС+ГРП составляет 442 млн. руб., при этом у варианта с ГС+МГРП ЧДД на 42% больше (758 млн. руб.).



Рис. 2. Результаты расчета экономической эффективности вариантов уплотняющего бурения

Для подтверждения эффективности использования горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта была произведена дополнительная оценка на основе интегрального показателя оптимальности. Данный метод учитывает нормированный коэффициент извлечения нефти, нормированный чистый дисконтированный доход и нормированный дисконтированный доход государства [3]. На рисунке 3 можно наблюдать, что наибольший экономический эффект по результатам расчета интегрального показателя оптимальности достигнут в случае использования горизонтальных скважин в качестве уплотняющего бурения.

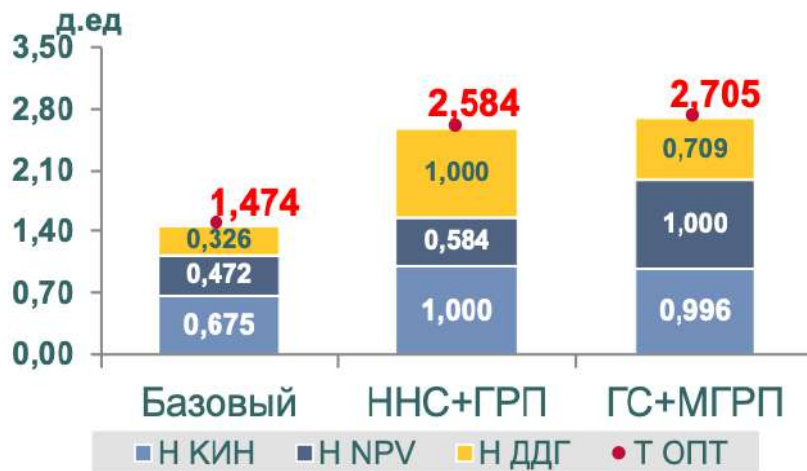


Рис. 3. Интегральные показатели оптимальности вариантов уплотняющего бурения

При схожих показателях накопленной добычи для обоих вариантов разработки, наиболее экономически эффективным является вариант с бурением горизонтальных скважин с проведением на них многостадийного гидравлического разрыва пласта. Данный вариант рекомендуем для отбора ранее слабо дренируемых запасов внутри сектора месторождения «Z», данная технология рекомендована для тиражирования на всем месторождении «Z» и месторождениях аналогах.

Литература

1. Буслаев В., Цхадая Н., Литвинкович И. Строительство скважин с большой протяженностью горизонтальной части ствола. Бурение и нефть №9, 2005 г.
2. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений. – проблемы моделирования / Г.Б. Кричлоу. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
3. Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утверждены распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р.
4. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин». -М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. -645 с.

**АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИИ ADVANTAGE OIL & GAS LTD.**

О.С. Осипов, И.В. Миронович

Научный руководитель - доцент Никульчиков А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время основной проблемой Advantage Oil & Gas Ltd. является то, что несмотря на стабильное наращивание добычи газа, компания терпит большие убытки.

Свою основную деятельность компания сосредотачивает в Канаде, в провинциях Саскачеван, Британская Колумбия и Альберта. Компания разрабатывает следующие месторождения: Glacier, Wembley, Valhalla и Progress.

На месторождении Glacier находится 90 участков, на которых ведется разработка газовых месторождений. Первая скважина была пробурена в июле 2008 года. По состоянию на сегодняшний день на данном месторождении пробурено в общей сложности 36 горизонтальных и 3 вертикальных скважины [1].

На месторождении Wembley находится 31 участок, на которых производится добыча углеводородов. Первая скважина была пробурена в 2017 году. В длину она составляла 2254 метра. Скважина испытывалась в течение 17 дней с ограниченным дебитом из-за нормативных ограничений на сжигание. По завершении испытательного периода скважина продемонстрировала средний дебит 1312 баррелей в сутки, состоящий из 0,82 млн куб. метров/сутки газа и 819 баррелей/сутки углеводородных жидкостей. Добыча конденсата в устье скважины составляла 624 барреля/сутки. Бурение проводится по всем слоям ледника. Результаты бурения на сегодняшний день показывают богатые запасы жидких углеводородов на данном месторождении [1].

В 2017 году на месторождении Valhalla было пробурено 4 скважины которые продемонстрировали суммарный дебит 6 410 баррелей в сутки, состоящую из 0,9 млн. куб. метров газа и 1075 баррелей/сутки жидкостей. Бурение также проводится по всем слоям ледника. Результаты бурения на сегодняшний день показывают богатые запасы жидких углеводородов данного месторождения [1].

На месторождении Progress находится 31 участок, на которых производится добыча углеводородов. Первая скважина была пробурена в 2017, её длина составляла 2313 метров. Скважина прошла эксплуатационные испытания в течение 6 дней. В конце испытания дебит скважины составил 624 барреля/сутки, состоящей из 0,76 млн куб. метров в сутки газа и 172 баррелей/сутки углеводородных жидкостей. Бурение также проводится по всем слоям ледника. Результаты бурения на сегодняшний день показывают богатые запасы жидких углеводородов данного месторождения [1].

Анализ производственной деятельности показывает, что компания стабильно наращивает добычу газа. А после модернизации газоперерабатывающего завода Glacier в 2015 году компания начинает повышать и объемы добычи газового конденсата (рис. 1).

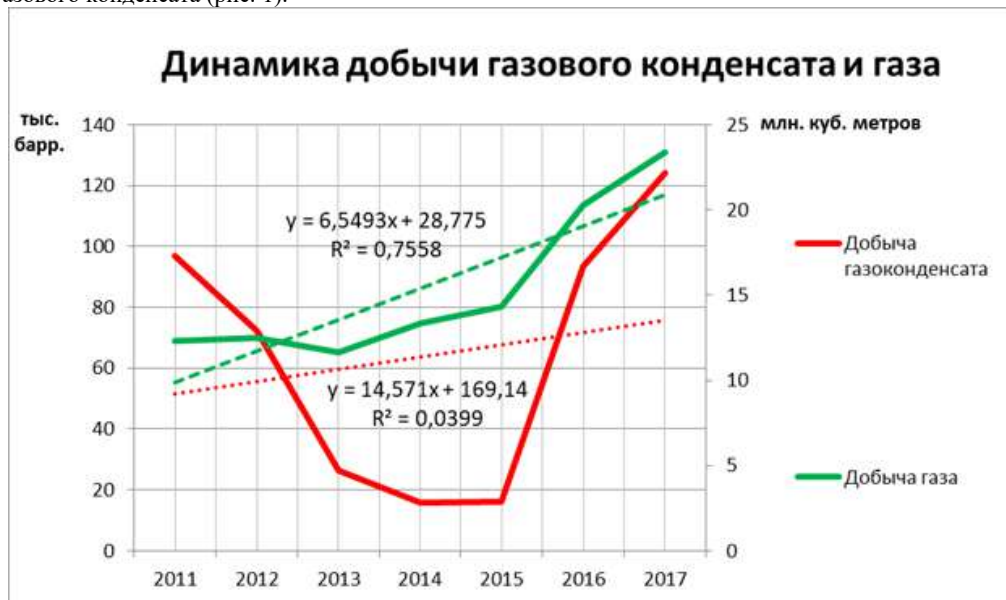


Рис. 1 Динамика добычи газового конденсата и газа с 2011 по 2017 гг.

Но если обратиться к финансовой отчетности, то можно увидеть, что несмотря на большие успехи в газодобыче, компания на протяжении рассматриваемого периода времени терпит большие убытки (рис. 2) [2]. Однако в 2017 году компания и отчиталась о рекордной прибыли в \$95 млн. Существенный вклад в это внесло то, что начиная с 1 ноября 2017 года, примерно 20% объемов добычи природного газа были проданы на рынке Dawn, в Южном Онтарии, где реализованы более высокие средние цены на газ, чем в АЕСО. Однако же в четвертом квартале акции резко потеряли в цене, и, скорее всего, в 2018 году компанию опять будет ждать отрицательная прибыль [3]. Свою роль в этом сыграла так называемая сланцевая революция в США, пик которой пришелся как раз на 2017 год.

В связи с этим на площадках АЕСО и Dawn цены на природный газ упали. В дальнейшем канадской компании будет очень сложно конкурировать с американским рынком.

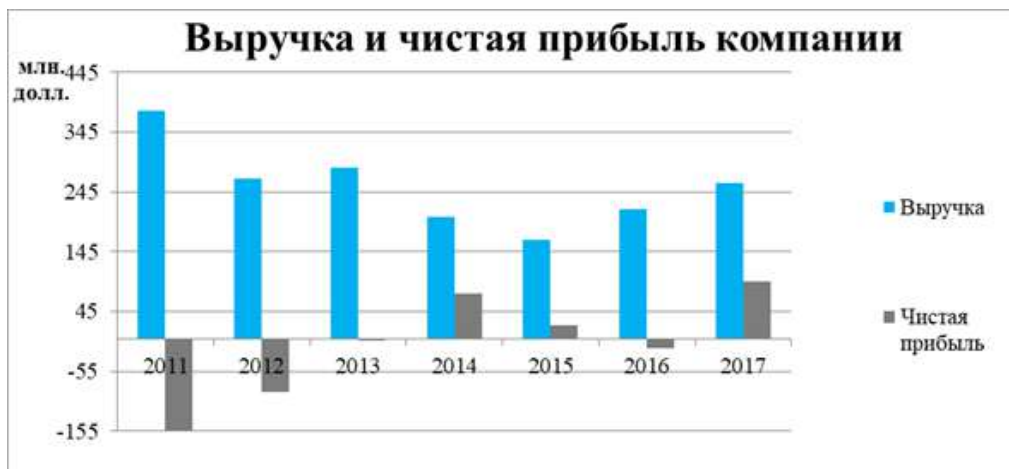


Рис. 2 выручка и чистая прибыль компании

Для того чтобы избежать убытков компания стабильно увеличивает добычу газа; практически каждый год проводит модернизацию газоперерабатывающего завода Glacier; приобретает права на добычу на новых, более перспективных участках. Также активно развивается производственная база новых месторождений, разработка которых началась в 2017 году. Но при всем этом компания по-прежнему ожидает неясное будущее.

По итогам данной работы можно сделать следующий вывод:

В настоящий момент компания переживает довольно сложный период из-за жесткой конкуренции со стороны газодобывающих компаний США, которые делают упор на разработку нетрадиционных месторождений, таких как сланцевые. В связи с этим компании будет достаточно сложно развиваться в ближайшем будущем. Поэтому дальнейшие перспективы Advantage Oil & Gas остаются довольно туманными.

Литература

1. Advantage Oil & Gas Ltd Official site [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.advantageog.com/>, (дата обращения 1.12.2018).
2. Advantage Oil & Gas Ltd Financial Reports [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.advantageog.com/investors/financial-reports/archived-reports/>, (дата обращения 1.12.2018).
3. Advantage Oil & Gas Ltd stock price [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.marketwatch.com/investing/stock/aav?countrycode=ca>, (дата обращения 1.12.2018).

СТИМУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Н.И. Полякова, Д.А. Волженина

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефть и газ для России - это основа экономики и важная статья доходов, определяющая бюджет страны. По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ на 1.01.2018г. доказанные запасы жидких углеводородов в России составили 80 млрд. барр. (8 место в мире), а суточное производство достигло 11 млн. барр. (14% от мировой добычи). Около 70% российской сырьевой базы жидких углеводородов сосредоточено в 11 уникальных и 179 крупных многопластовых месторождениях, расположенных преимущественно на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [1]. Согласно официальным данным Министерства энергетики РФ в 2017г. добыча сырой нефти с учетом газового конденсата составила 546,7 млн. тонн, а на период с января по ноябрь 2018г. включительно - 507,3 млн. тонн [2]. Однако большинство месторождений, обеспечивающих основные объемы добычи нефти, на сегодняшний день вступают в последнюю стадию разработки, которая подразумевает существенное падение добычи.

Чтобы избежать потерь, связанных с выработкой крупных месторождений и падением добычи жидких углеводородов, необходимо в дальнейшем вовлекать в эффективное промышленное освоение участки недр, содержащие трудноизвлекаемые запасы углеводородного сырья, отнесенного к баженновским, хадумским, доманиковым и абалакским продуктивным отложениям (рисунок 1). Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России растёт с каждым годом, и сейчас она превышает 65 % от общего объема геологических запасов, что в первую очередь связано с преимущественной отработкой легкоизвлекаемых запасов [1]. Согласно приказу Минприроды РФ № 41 от 13.02.1998 «трудноизвлекаемыми следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных

СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». С учетом дополнительных материальных и финансовых затрат на освоение ТРИЗ, а также сравнительно низкого коэффициента извлечения нефти (КИН), экономическая эффективность разработки таких залежей существенно ниже показателей для залежей с традиционной нефтью, поэтому требует дополнительных налоговых стимулов со стороны государства.

Существующих налоговых льгот на ТРИЗ, связанных с налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ), не достаточно, чтобы сделать разработку таких месторождений рентабельной. Например, ресурсный потенциал баженовской свиты огромен, и для его раскрытия нужны структурные преобразования в нефтяной отрасли, появление большого числа высокоразвитых компаний, рост конкуренции.

В соответствии с действующей налоговой системой предусмотрено предоставление льгот по НДПИ для залежей баженовской свиты, тюменских, хадумских, абалакских, и доманиковых продуктивных отложений, а именно налогообложение таких объектов производится по налоговой ставке 0% (подпункт 21 пункта 1 статьи 341 НК РФ), для залежей тюменской свиты предусматривается понижающий коэффициент к НДПИ Кд = 0,8 (подпункт 4 пункта 1 статьи 342.2 НК РФ).

Опираясь на данные статистической налоговой отчетности ФНС можно сказать, что налоговое стимулирование добычи ТРИЗ посредством нулевой налоговой ставки является эффективным. Так, 2015г. по 2017г. добыча нефти, налогооблагаемой по налоговой ставке 0 рублей выросла на 220%. В частности, к таким нефтям относятся нефти, добытые из залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям, а также нефти вязкостью 10 000 мПа*с и более. (таблица).

Таблица

Данные по объемам добычи льготированной нефти в РФ [3]

| Период | на 1.01.16 | | на 1.01.17 | | на 1.01.18 | |
|------------------------|--|---|--|--|---|--|
| | Нефть, налогооблагаемая по налоговой ставке 0 рублей, тыс.тонн | за счет добычи из залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям | в части нефти вязкостью 10 000 мПа*с и более | Нефть, налогооблагаемая по налоговой ставке 0 рублей, тыс.тонн | за счет добычи из залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям | в части нефти вязкостью 10 000 мПа*с и более |
| Республика Коми | 0 | 337 | 0 | 914 | 0 | 1082 |
| Ставропольский край | 4 | 0 | 15 | 0 | 18 | 0 |
| Республика Татарстан | 10 | 458 | 18 | 846 | 40 | 1620 |
| ХМАО | 352 | 0 | 1529 | 0 | 180 | 0 |
| ВСЕГО, тыс.тонн | 1201 | | 3322 | | 3840 | |



Рис. Расположение основных групп трудноизвлекаемых запасов нефти в России

Таким образом, основные объемы добычи нефти в России с нулевой налоговой ставкой составляют тяжелые высоковязкие нефти, залегающие на территории республик Коми и Татарстана, а также трудноизвлекаемые запасы Ставропольского края (хадумская свита), Ханты-Мансийского АО (абалакские, баженовские отложения) и нефти доманиковых отложений в Татарстане (рисунок).

В настоящее время можно выделить два актуальных направления развития технологий добычи ТРИЗ, во-первых, опытно-промышленные испытания существующих технологий с

целью их адаптации к осложнённым геологическим условиям, во-вторых, создание инновационных технологий добычи. Сейчас Министерством природных ресурсов и Министерством энергетики ведётся разработка изменений в Федеральном законе «О недрах», призванных стимулировать освоение трудноизвлекаемых запасов нефти. Суть законопроекта заключается в создании отдельного вида пользования недрами для построения полигонов для

отработки технологий разведки, добычи и геологического изучения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, а также определения порядка предоставления такого права недропользователям [4]. Так, с целью внедрения инновационных технологий при освоении баженовской свиты Министерство природных ресурсов подписало Соглашение о сотрудничестве в области геологии и недропользования с правительством Ханты-Мансийского автономного округа, в рамках которого создается научный полигон «Баженовский» в соответствии с п. 5 ст. 6 Закона РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 28.12.2013, с изм. от 23.06.2014) «О недрах».

Помимо этого, ведётся работа по созданию новой налоговой системы в нефтяной отрасли, основанной на налоге на дополнительный доход от добычи нефти (НДД). Данный законопроект одобрен Госдумой и вступит в силу в 2019г. Облагаться налогом в данном случае будут расчетные доходы от добычи сырья, уменьшенные на совокупную величину фактических и расчетных расходов по добыче на этом участке недр. Расчетными расходами в соответствии с законопроектом признаются расчетная вывозная таможенная пошлина на нефть и газовый конденсат; расчетные расходы на транспортировку нефти, газового конденсата.

Переход на НДД в перспективе должен увеличить рентабельность разработки залежей и месторождений, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти и газа, что в свою очередь позволит стимулировать КИН и нарастить объем добываемой нефти, и как следствие привлечь дополнительные инвестиции в нефтегазовую отрасль [5].

Таким образом, раскрытие потенциала трудноизвлекаемых запасов нефти возможно, как посредством поиска и отработки новых усовершенствованных технологий разведки и добычи, так и при помощи различных экономических стимулов со стороны государства.

Литература

1. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации [Электронный ресурс]. - <http://www.mnr.gov.ru/>. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ с 2016-х и 2017-х годах.
2. Министерства энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. Статистика. - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic>.
3. Федеральная Налоговая Служба России [Электронный ресурс] Статистика и аналитика - Режим доступа: https://www.nalog.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/.
4. Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 "О недрах" [Электронный ресурс]. - http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/.
5. Раскачают залежи // Российская газета - Столичный выпуск – 2017, 12 декабря – N 7448 (282).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННОНАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2600 МЕТРОВ НА ОЛЕНЬЕМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

С.А. Попов, А.В. Швайко, В.Д. Шайдулин

Научный руководитель - старший преподаватель О.П. Кочеткова
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

Объектом работы является нефтяная наклонно-направленная скважина Оленьего нефтяного месторождения. Цель работы – разработка технологии строительства нефтяной наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров на Оленьем. В результате работы спроектировано технологическое решение по строительству наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров, конструкция скважины, технология проведения и технология закачивания скважины глубиной 2600 метров. Достигнутые результаты: сроки сооружения скважины уменьшены, уменьшены затраты на строительство скважины за счет конструкции забоя.

Один из важнейших факторов повышения качества – является строгое соблюдение проекта по бурению наклонно направленных скважин. Бурение скважин является самой дорогой отраслью нефтегазодобывающей промышленности, и лишь в последние годы данная отрасль начала технически развиваться, начала совершенствоваться техника, началось внедрение новых технологий, разумная организация производственного процесса. Благодаря техническому прогрессу происходят улучшения многих показателей по бурению и освоению скважин. Техничко-экономические постоянно повышаются, достигается это внедрение новых буровых установок с более широким функционалом, они много мощнее своих предшественников, повышается качество используемых материалов, а так же усовершенствование способов бурения. Очень важным фактором является автоматизация работ и облегчение труда буровиков на буровой и увеличение скорости работы. Целью дипломного проекта является проектирование скважины на Оленьем нефтяном месторождении, глубиной 2600 метров.

В настоящее время в Западной Сибири самым распространенным типом профиля является четырехинтервальный тип профиля, который включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла. На выбор конструкции забоя влияет строение пласта, его коллекторские свойства, состав содержащихся в нём жидкостей и газов, число продуктивных пластов и коэффициенты аномальности пластовых давлений. Принимая во внимание, что устойчивость призабойной зоны равна 61,9 МПа, выбираем конструкцию закрытого забоя. При бурении данной скважины выбираем следующий способ вскрытия продуктивного пласта: продуктивный пласт перебуриваем на 70м, спускаем обсадную колонну до забоя и цементируем. Для сообщения обсадной колонны с продуктивным пластом её перфорируем. Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 475,39 метров, но так как в интервале 0-600 метров ожидаются интенсивные осыпи, обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихваты, то проектируем спуск

**СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ГОРНОЕ ПРАВО**

кондуктора на глубину 600 метров – по вертикали, 639 метров – по стволу. Глубина спуска эксплуатационной колонны по вертикали 2600 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 70 метров. Исходя из геологических характеристик и совмещенного графика давлений, запроектирована следующая конструкция скважины: кондуктор, эксплуатационная колонна. Интервал цементирования кондуктора: 0 – 600 метров; Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 450 – 2600 метров. Исходя из ожидаемого притока нефти 160 м³/сут, принимаем диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм. Величина максимального устьевого давления составляет 7,6 МПа. По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта ПВО ОП 5 - 280/80×35 (280-диаметр проходного отверстия, мм; 80-диаметр проходного отверстия манифольда, мм; 35-рабочее давление, МПа). Схема состоит из двух плащечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора. Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 7,6 МПа. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-168х245 с рабочим давлением 14 МПа. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. За основу выбора долот положены физико - механические свойства пород и литологический разрез. Рациональным типом долот данного размера является такой тип, который при бурении в конкретных геологических условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 метр проходки. Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу. Наиболее эффективное разрушение породы на забое происходит в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает на контакте долота с породой, напряжение, превышающее твердость горной породы. На основании полученных значений для бурения под кондуктор выбирается турбобур ТСП-240, для бурения под эксплуатационную колонну турбобур ЗТСП – 195, для вскрытия продуктивного горизонта в интервале 2250 – 2600 метров винтовой забойный двигатель Д1-195. Промывочная жидкость должна обеспечивать очистку забоя от шлама и транспортировку его на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенкой скважины. Также расход промывочной жидкости проектируется с учетом недопущения размыва стенок скважины, гидроразрыва пластов и обеспечения необходимой скорости истечения жидкости из насадок долота.

Выбор технологической оснастки обсадных колонн проектируется с использованием следующей технологической оснастки: - башмак типа БК-168; - ЦКОД 168-1; - заколонный пакер типа ПГПМ-168; - центраторы ЦЦ-2-168/216 Центраторы типа ЦЦ-2-168/216 устанавливаются через 10 метров в интервале продуктивного пласта. Как минимум по два центратора должно быть установлено выше и ниже пласта. Минимальное количество центраторов на один объект – четыре (два выше и два ниже). В интервале непосредственно выше башмака кондуктора устанавливаются через 10 метров три таких центратора, один на верхней трубе.

Таблица

Стоимость основных работ

| №№ п/п | Наименование работ или затрат | Стоимость всего, руб. | |
|--------|---|-----------------------|---------------------------|
| | | Прямые затраты | В т.ч. осн. з/пл. рабочим |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Подготовительные работы к строительству скважины | | |
| 1.1 | Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач. Разработка трубопроводов, ЛЭП, и др. | 3910000 | 834000 |
| | Итого по главе 1: | 3910000 | 834000 |
| 2 | Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, установки для испытания скважины | | |
| 2.1 | Строительство вышки | 2720400 | 1810300 |
| 2.2 | Разборка вышки | 2340200 | 258055 |
| 2.3 | Монтаж установки для испытания скважины | 212010 | 154388 |
| 2.4 | Демонтаж установки для испытания скважин | 165840 | 28090 |
| | Итого по главе 2: | 5438450 | 2250833 |
| 3 | Бурение и крепление скважины | | |
| 3.1 | Бурение скважины | 3072125 | 465000 |
| 3.2 | Крепление скважины | 1740600 | 245600 |
| | Итого по главе 3: | 4812725 | 710600 |
| 4 | Испытание скважины на продуктивность | | |
| 4.1 | Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне | 7242200 | 320000 |
| | Итого по главе 4: | 7242200 | 320000 |
| 5 | Промысловые-геофизические работы | | |
| 5.1 | Промысловые-геофизические работы (11,3% от глав 3 и 4) | 625672.525 | 85380 |
| | Итого по главе 5: | 625672.525 | 85380 |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 6 | Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время | | |
| 6.1 | Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (6,42% от главы 2) | 349148.49 | - |

| | | | |
|------|---|------------|---------|
| 6.2 | Эксплуатация теплофикационной установки | 417200 | 67200 |
| | Итого по главе 6: | 766348.49 | 67200 |
| | Итого по главам 1-6: | 16277396 | 4268013 |
| 7 | Накладные расходы | | |
| 7.1 | Накладные расходы на итог глав 1-6 (22%) | 35811027 | - |
| 8 | Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (12%) | 2383010.78 | - |
| 9 | Прочие работы и затраты | | |
| 9.1 | Выплаты премий (4,4% от глав 1-8) | 978623.1 | - |
| 9.2 | Экспертиза документов по передаче скважины | 14600 | - |
| 9.3 | Выплата за подвижной характер работ (0,5% от глав 1-8) | 111207.2 | - |
| 9.4 | Лабораторные работы (0,15% от глав 3-4) | 8305.4 | - |
| 9.5 | Транспортировка вахт | 12000 | - |
| 9.6 | Скважины на воду | 83000 | - |
| 9.7 | Топографо-геодезические работы | 5340 | - |
| | Итого по главе 9: | 1213075.7 | - |
| 10 | Авторский надзор (0.2% от глав 1-9) | 46909 | - |
| 11 | Проектные и изыскательские работы | | |
| 11.1 | Проектные работы | 37000 | - |
| 11.2 | Составление отчета | 90000 | - |
| | Итого по главе 11: | 127000 | - |
| 12 | Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5% от глав 1-11) | 1181420.9 | - |
| 13 | Охрана окружающей среды (3% от глав 111) | 708852.6 | - |
| | Всего по сводному сметному расчету (на одну скважину) | 25518692.1 | 4268013 |

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы приведены обоснования по всем вопросам, освещенным в ней, а именно различные характеристики района производимых работ, в том числе географические, геологические, а также экономические. Для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров были обоснованы выбор способа бурения, а именно турбинный, профиль выбран четырехинтервальный, скважина-одноколонная. Также был аргументирован выбор забойных двигателей и буровой установки. Произведены расчеты промывки, осевой нагрузки на долото, частоты вращения долота, доказан выбор очистного агента и расчет его необходимого расхода, был проведен расчет параметров цементирования и приведена рецептура бурового раствора. Произведена проектировка конструкции обсадных колонн, при условии их равнопрочности по всей длине. В организационно-экономической части были определены: план мероприятий по повышению производительности труда, должная продолжительность строительства скважины, расчеты рабочего времени и сводный расчет затрат. В ходе выполнения выпускной работы также были затронуты вопросы о производственной, экологической безопасности, а также о безопасности в чрезвычайных ситуациях. В специальной части рассмотрен вопрос колтюбинговых технологиях.

Литература

1. Евсеев В.Д. Разрушение горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. -Томск: Изд. ТПУ, 2002. -95с.
2. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин. Практ. Пособие, Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84 с.
3. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. – 670 с.
4. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
5. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИТнефть, 1997. – 194 с.
6. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: НПО ОБТ, 2004. – 160 с.
7. Борисов К.И., Рязанов В.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые. - М.: Недра, 1994. – 140с.
9. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. -М.: Недра, 1990. -302 с.
10. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2001. – 679 с.
11. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. -М: Недра, 1982. -296 с.
12. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 1996-68 с.
13. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. -Томск: Изд. ТПИ, 1991. -100 с.
14. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидромеханика в бурении. Учебник –М.: Недра,

**АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ЗАТРАТ НА ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ
АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМНЕФТЬ – НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»**

В.В. Резван, А.А. Самарин

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Последние несколько лет наблюдались характеризовались стагнацией цен на низком уровне, которые наряду с санкционным давлением заставляли компании сокращать капитальные расходы на 2015 год, в частности расходы на геологоразведочные работы (ГРП).

Совокупность взаимосвязанных, применяемых в определённой последовательности, производственных работ, обеспечивающих решение конечных целей геологоразведочного производства – выявление, геолого-экономическую оценку и подготовку к разработке промышленных залежей нефти и газа – представляет собой геологоразведочный процесс [1].

В данной работе анализируются затраты на проведение ГРП АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» – предприятия, осуществляющего добычу нефти и газа. Компания разрабатывает 22 месторождения на территории двух субъектов РФ: Ханты-Мансийский автономный округ и Ямало-Ненецкий автономный округ [2]. Цель – анализ затрат и определение эффективности проведения ГРП.

Отметим, что геологоразведочные работы финансируются в РФ как за счет бюджетных средств, так и средств частных компаний на лицензионной основе. На рисунке 1 представлены данные за последние несколько лет по затратам на геологоразведочные работы – весь выполненный объем ГРП в стоимостном выражении независимо от источников их финансирования (федеральный бюджет, бюджет субъектов РФ, собственные средства организаций, средства зарубежных и отечественных инвесторов, кредиты банков и др.) [3], [4].

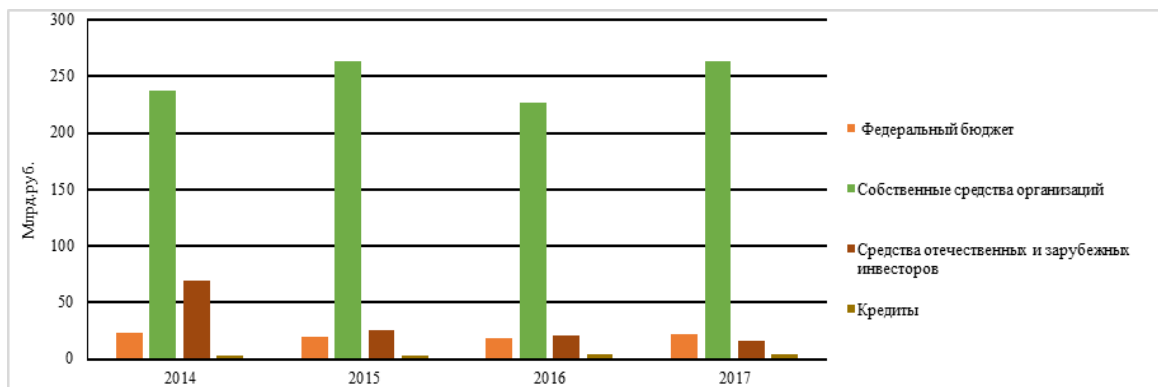


Рис.1 Структура источников финансирования геологоразведочных работ на нефть и газ в Российской Федерации

Исходя из рисунка 1, видно, что порядка 95% финансирования ГРП осуществляется за счет собственных средств компаний. Несмотря на позитивную динамику объемов финансирования ГРП в последнее время, в частности, до 2014 года, наблюдается постоянное недофинансирование геологоразведки, вследствие чего изученность территории России значительно ниже, чем в развитых странах. Весьма актуальна проблема интенсификации геологоразведочных работ. Достаточно быстрыми темпами ведутся доразведка и ввод в эксплуатацию уже открытых месторождений. В то же время объем поисковых работ, нацеленных на открытие новых объектов в относительно слабо изученных районах, недостаточен. Для полноценного проведения региональных геолого-съёмочных работ не хватает выделяемого бюджетного финансирования, современного геологоразведочного, технологического и аналитического оборудования [1].

Данные обстоятельства подтверждаются статистикой изменения показателей ГРП в «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» и цен на нефть (Таблица 1), что проиллюстрировано на рисунке 2,3.

Таблица 1

Статистика изменения показателей геологоразведочных работ и цен на нефть в АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»

| Показатель | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Ед.изм. |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|
| Курс доллара к рублю | 31,72 | 30,36 | 29,38 | 31,09 | 31,84 | 38,42 | 60,95 | 67,03 | 58,35 | Руб |
| Средневзвешенная цена на нефть | 60,9 | 78,2 | 109,3 | 110,5 | 107,8 | 97,6 | 51,2 | 41,9 | 53,1 | Долл./бар |
| затраты на ГРП | 2650 | 1 640 | 4 070 | 2129 | 2956 | 3693 | 3845 | 3945 | 4834 | Млн.руб |
| Средневзвешенная цена на нефть | 1931,7 | 2374,1 | 3211,2 | 3435,4 | 3432,3 | 3749,7 | 3120,6 | 2808,5 | 3098,3 | Руб./бар |

На рисунках 2,3 наблюдается резкое падение цены на нефть в 2014 году, основной причиной которого является снижение спроса в Европе и Азии, что, в свою очередь, напрямую связано с экономическим кризисом в таких странах, как Китай, Германия, Япония и т.д.

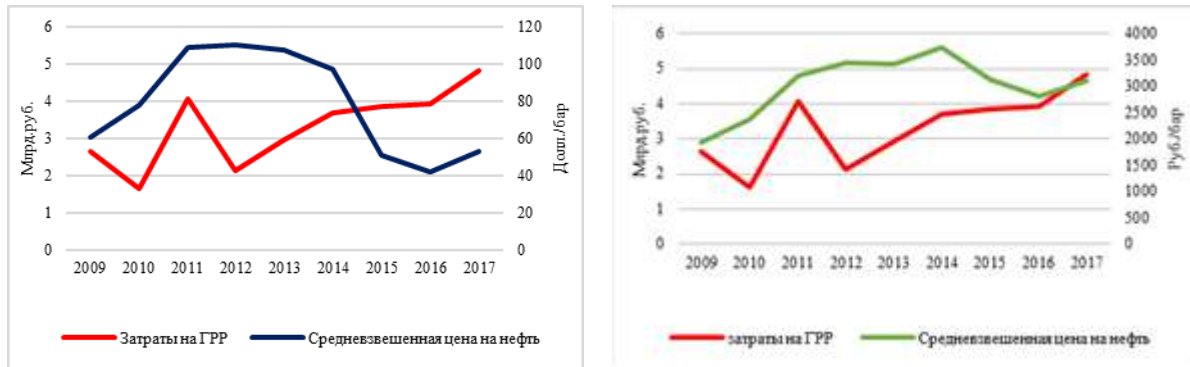


Рис.2,3 Динамика затрат на ГРП и цен на нефть в долларах за баррель и в рублях за баррель в АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»

Еще одно резкое падение цен на нефть наблюдается в 2015 - 2016 годах. Данное событие скорее связано с наращиванием добычи нефти в других странах. Однако, после обвала цен 2016 года, наблюдается их рост из-за сокращения добычи в рамках сделки с ОПЕК, а также санкций США против Ирана.

Проанализировав динамику затрат на геологоразведочные работы можно сделать вывод о том, что с 2011 по 2012 года наблюдается резкое сокращение затрат средств на геологоразведку, которое обусловлено, прежде всего, ценовой ситуацией на мировом рынке.

Однако в дальнейшем наблюдается существенный рост финансовых вложений на данный вид работ. Одной из важных причин для этого стало ухудшающееся состояние ресурсной базы РФ. Многие месторождения находятся на 3 и 4 стадиях разработки в условиях падения дебитов и роста обводненности. При этом новые месторождения открываются редко, и компании стараются получить дополнительную добычу со старых участков, производя доразведку и уточнение запасов. Также положительную роль оказал эффект девальвации рубля.

Рост инвестиций в геологоразведочные работы в период с 2012 по 2017 года в геологоразведку вырос более, чем в 2 раза - с 2,1 до 4,8 миллиардов рублей. Это привело к следующим результатам: с 2012 по 2015 года введены в эксплуатацию два новых месторождения - Вальнтойское с притоками из пластов Ю₁₋₂ и Ю₁₋₁ 12,9 и 9 м³ в сутки и Равнинное с запасами 28 миллионов тонн (А, В, С₁+С₂) и плановым пиком добычи 675 тысяч тонн нефти в год. Кроме того, был обеспечен прирост извлекаемых запасов на 2,7 миллионов тонн нефтяного эквивалента по северному кластеру проекта Отдаленной группы месторождений на Западно-Чатылькинском лицензионном участке, где в настоящий момент продолжают полевые сейсморазведочные работы 3Д на Воргенском лицензионном участке, общий объем которых составляет 760 км² [5].

В настоящее время для увеличения и поддержания добычи на высоком уровне возрастает роль ГРП, так как восполнение выработанных запасов является залогом сохранения и увеличения добычи в будущем. В связи с этим, «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» ведет активную геологоразведку на традиционных нефтеносных регионах, и наращивают влияние на новых территориях.

Отношение доказанных запасов к добыче планируется поддерживать на текущем уровне. Для достижения этих целей «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» будет стремиться к максимально рентабельному извлечению остаточных запасов на текущей ресурсной базе за счет распространения применяемых практик оптимизации разработки, снижения себестоимости опробованных технологий, привлечения и промышленного внедрения новых разработок [2].

Литература

1. Блехцин И.Я. Социальная стратегия ОАО «Газпром» и пути её реализации // Актуальные проблемы экономики и стратегического управления развитием топливно-энергетического комплекса: сб. науч. тр. / под ред. И.Я. Блехцина. СПб.: Изд-во СПбГЭУ, 2014;
2. ОАО "Газпромнефть-ННГ" - Годовые отчеты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ir.gazpromneft.ru/index.php?id=142print.htmlprint.htmlprint.html> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 18.11.2018);
3. Васичкина Е.П. Проблемы финансирования геологоразведочных работ в России [Электронный ресурс] //Режим доступа: <http://www.km.ru/referats/335645-problemy-finansirovaniya-geologorazvedochnykh-rabot-v-rossii> (Дата обращения 29.11.2018);
4. Статистическая отчетность роснедр - Сведения о выполнении геологоразведочных работ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosnedra.gov.ru/category/214.html> (Дата обращения 15.11.2018);
5. Вынгапуровское месторождение: где находится и какие запасы? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://fb.ru/article/321939/vyngapurovskoe-mestorojdenie-gde-nahoditsya-i-kakie-zapasyi> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 20.11.2018)

НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Налоговое бремя компаний нефтегазового комплекса России составляет 25-27%, что значительно больше, чем налогообложение других отраслей экономики страны. В то же время капиталоемкость добычи углеводородов растет из-за увеличения выработанности запасов полезных ископаемых и их труднодоступности (1).

Текущий год ознаменовался для недропользователей существенными изменениями в налогообложении, а именно, введением налога на дополнительный доход согласно следующим этапам:

1. Завершение налогового манёвра согласно ФЗ №301 от 03.08.2018 г. (постепенное снижение до нуля экспортных пошлин к 2024 г.; постепенное увеличение налога на добычу полезных ископаемых);

2. Введение налога на добавленный доход на добычу углеводородного сырья согласно ФЗ №199 от 19.07.2018 г.

В связи с этим, выделено четыре группы месторождений для пилотного введения НДД (ст. 333.45 НК РФ, 424-ФЗ от 17.11.2018):

- новые месторождения («гринфилды») в Республике Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярском крае, Ненецком АО, севернее 65 градуса северной широты в Ямало-Ненецком АО, в Каспийском море. Требования: выработанность не более 5% либо запасы поставлены на баланс после 01.01.2017 г;

- месторождения, указанные в примечании 8 к единой Товарной номенклатуре внешнеэкономической деятельности ЕАЭС по состоянию на 01.01.2018 г., которые имеют льготы по экспортной пошлине. Всего 29 месторождений: 19 – Вост. Сибирь, 3 – НАО, 2 – ЯНАО, 2 – ХМАО, 2 – Касп. море, 1 – арктический шельф.

- действующие месторождения в Тюменской области, Ханты-Мансийском АО, Ямало-Ненецком АО, Республике Коми – 39 участков недр с указанными конкретными координатами. Требования: выработанность от 10-20% до 80% на 01.01.2017 г., добыча нефти и конденсата по всем участкам за 2016 год не превышает 15 млн тонн.

- новые месторождения в Тюменской области, Ханты-Мансийском АО, Ямало-Ненецком АО, Республике Коми – 26 участков недр с указанными конкретными координатами. Требования: выработанность не более 5% либо запасы поставлены на баланс после 01.01.2017 г., запасы нефти по участку менее 30 млн т, а по всем участка не более 150 млн т на 01.01.2017

Право отказаться от перехода на уплату НДД имеют недропользователи следующих участков недр:

- участков недр первой группы

- участков недр, у которых доля извлекаемых запасов газа всех категорий в совокупных запасах углеводородного сырья превышает 50%

Влияние налогового маневра на эффективность геологического изучения и освоения нефтяного участка недр с учетом льгот представим на рисунке.

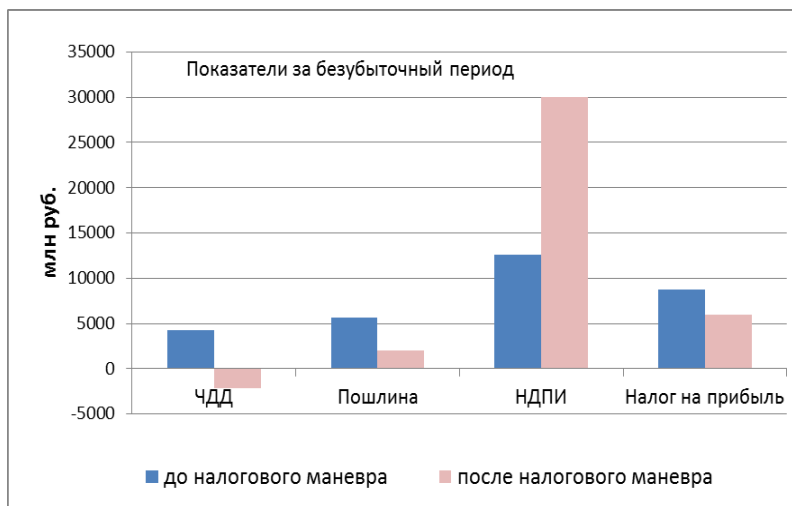


Рис. Влияние налогового маневра на эффективность геологического изучения и освоения нефтяного участка недр

Переход на систему налогообложения с уплатой налога на добавленный доход на добычу углеводородного сырья может существенно повысить эффективность геологического изучения, освоения разработки участков недр с запасами и ресурсами нефти. Требуется обоснование целесообразности решения о переходе на систему с уплатой налога на добавленный доход для каждого конкретного проекта.

Литература

1. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса: монография / О. В. Пожарницкая [и др.]; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2015.

**ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ГИС НА ЗАПАДНО-КРАПИВИНСКОМ
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Д.А. Серёдкина

Научный руководитель - преподаватель О.П.Кочеткова
Томский политехнический техникум г. Томск, Россия

Работа включает в себя вопросы экономики, организации, планирования, управления и менеджмента, а также расчеты технико-экономических показателей и денежные расчеты. Все это необходимо для обоснования сроков выполнения геологоразведочных работ по проекту, обоснования материально-технических, трудовых и денежных ресурсов.

Наименование объекта: Западно-Крапивинское нефтяное месторождение.

Нахождение объекта: В административном отношении Западно-Крапивинское нефтяное месторождение расположено в юго-западной части Каргасокского района Томской области. Районный центр - поселок Каргасок расположен в 420 км к востоку от района работ, ближайшее село Новый Васюган находится в 120 км от месторождения, до Томска - областного центра - соответственно 715 км и 1195 км. Источник финансирования: Контракт.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ: Задачи, основные методы исследования:

1. Литологическое расчленение разреза и оценка характера насыщения по данным ГТИ, газового каротажа и исследований шлама.

2. Контроль проводки и определение пространственного положения ствола скважин по результатам исследований высокоточными магнитными инклинометрами в том числе с привязкой глубины по ГК.

3. Выделение коллекторов, определение их мощности, фильтрационно-емкостных свойств, характера насыщения и коэффициентов нефтегазонасыщенности, определение местоположения контактов (ВНК, ГНК, ГВК).

4. Определение качества крепления обсадной колонны акустическими цементомерами, характера распределения цемента в заколонном пространстве, толщины стенок колонны и элементов колонны радиоактивными методами.

5. Размещение проектируемых интервалов перфорации эксплуатационной колонны и определение их фактического местоположения.

6. Определение гидродинамических параметров пластов при освоении и эксплуатации скважин.

7. Прогнозирование состава флюида и продуктивности скважин по геологическим и геофизическим параметрам, характеризующим разрез.

Методы исследования: в масштабе 1:500 - стандартный каротаж (КС), акустический каротаж цементирования (АКЦ), цементометрия (ЦМ), радиоактивный каротаж (ГК, НКТ), магнитная локация муфт (МЛМ); в масштабе 1:200 - КС, метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), боковой каротаж (БК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный каротаж (ИК), высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), широкополосная модификация акустического каротажа (АКШ), резистивметрия, инклинометрия, микробоковой каротаж (МБК), кавернометрия (КВ) и профилометрия (ПР), газовый каротаж, термометрия, ГК, НКТ, цементометрия. Форма представления результатов: письменный отчет, графический материал в виде каротажных диаграмм и заключений по скважинам.

В таблице 1 указаны виды и объемы проектируемых работ (Технический план).

Таблица 1

Виды и объемы проектируемых работ (Технический план)

| № | Виды работ | Оборудование | Объем | | Условия производства работ |
|-------------|---------------------|---|----------|--------|----------------------------|
| | | | Ед. изм. | Кол-во | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Комплексный каротаж | Подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М Каротажная станция "Кедр-02/1.5В", программа "Геофизика" | | | 2 |
| | | "К1А-723М" | м | 10720 | |
| | | "К3а-723" | м | 7920 | |
| | | "ВИКИЗ" | м | 7920 | |
| | | "ИОН-1(ИОН-1 + ГК)" | м | 24240 | |
| | | "Кедр-80СКПД" | м | 10720 | |
| | | "АКВ-1" | м | 18640 | |
| "СГДТ-НВ-Ц" | м | 13520 | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | "РК5-76" | м | 16080 | |
| | | "СПП2-Агат" | м | 7920 | |
| | | "ЦМ-8-12-Ц" | м | 2800 | |

**СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ГОРНОЕ ПРАВО**

| | | | | | |
|---|---|--|---|-------|---|
| 2 | Контроль параметров бурения и газовый каротаж | Цифровые компьютеризированные комплексы "СИРИУС-2000" | м | 10720 | 2 |
| 3 | Перфорация колонн, термометрия | Перфораторы "ПК-105С" или "ПНКТ 89СМ" | м | 240 | 2 |
| | | "КСА-А2-36-80/60" | м | 10720 | |
| 4 | Контрольно-интерпретационные работы | Средства вычислительной техники Программное обеспечение: "Теккон", "Камертон", "СИАЛ-ГИС", "МФС ВИКИЗ", "СГДТ-МИД-К", "edit-Kar", "Shop-Kar" | м | 10720 | 1 |

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту (Табл. 1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований. В данном случае проектный забой скважин - 2680 м, работы по проекту в 4-х скважинах.

В качестве нормативного документа был использован справочник "Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ" (ПОСН 81-2-49).

Расчёт затрат времени проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине.

Таблица 2

Расчёт затрат времени

| № | Вид работ | Объём | | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | ед. изм. | Итого времени на объём, мин. |
|----|---|--------|--------|-------------------------------|----------|------------------------------|
| | | Ед.изм | Кол-во | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Стандартный каротаж | м | 4660 | 3 | мин/100м | 139,8 |
| 2 | Вспомогательные работы при стандартном каротаже | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 3 | ПС | м | 2680 | 3 | мин/100м | 80,4 |
| 4 | Вспомогательные работы при ПС | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 5 | Кавернометрия | м | 2680 | 3,7 | мин/100м | 99,16 |
| 6 | Вспомогательные работы при кавернометрии | опер | 1 | 49 | мин/опер | 49 |
| 7 | Инклинометрия (тчк через 25 м) | тчк | 268 | 1,4 | мин/тчк | 375,2 |
| 8 | Вспомогательные работы при инклинометрии | опер | 1 | 17 | мин/опер | 17 |
| 9 | Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД) | м | 5360 | 30 | мин/100м | 1608 |
| 10 | Вспомогательные работы при акустической цементометрии | опер | 1 | 94 | мин/опер | 94 |
| 11 | Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц) | м | 700 | 15 | мин/100м | 105 |
| 12 | Вспомогательные работы при плотностной цементометрии | опер | 1 | 57,5 | мин/опер | 57,5 |
| 13 | Профилеметрия | м | 1980 | 3,7 | мин/100м | 73,26 |
| 14 | Вспомогательные работы при профилеметрии | опер | 1 | 49 | мин/опер | 49 |
| 15 | Микрокаротаж | м | 1980 | 8,1 | мин/100м | 160,38 |
| 16 | Вспомогательные работы при микрокаротаже | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 17 | Боковой микрокаротаж (БМК) | м | 1980 | 8,1 | мин/100м | 160,38 |
| 18 | Вспомогательные работы при БМК | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 19 | Боковой каротаж (БК) | м | 1980 | 3,3 | мин/100м | 65,34 |
| 20 | Вспомогательные работы при БК | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 21 | БКЗ | м | 1980 | 3 | мин/100м | 59,4 |
| 22 | Вспомогательные работы при БКЗ | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 23 | Индукционный каротаж (ИК) | м | 1980 | 4,1 | мин/100м | 81,18 |
| 24 | Вспомогательные работы при ИК | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 25 | Акустический каротаж (регистрация КТН) | м | 1980 | 10,8 | мин/100м | 213,84 |
| 26 | Вспомогательные работы при акустическом каротаже | опер | 1 | 54 | мин/опер | 54 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 27 | ВИКИЗ | м | 1980 | 3 | мин/100м | 59,4 |
| 28 | Вспомогательные работы при ВИКИЗ | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 29 | РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:200) | м | 3960 | 30 | мин/100м | 1188 |
| 30 | РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:500) | м | 1980 | 10,2 | мин/100м | 201,96 |

| | | | | | | |
|----|---|----------------------|--------|------|-------------------------|---------|
| 31 | Вспомогательные работы при РК | опер | 1 | 87,5 | мин/опер | 87,5 |
| 32 | Плотностной гамма-гамма каротаж | м | 1980 | 50 | мин/100м | 990 |
| 33 | Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже | опер | 1 | 87,5 | мин/опер | 87,5 |
| 34 | Резистивиметрия | м | 1980 | 3 | мин/100м | 59,4 |
| 35 | Вспомогательные работы при резистивиметрии | опер | 1 | 39 | мин/опер | 39 |
| 36 | Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:200) | м | 1980 | 18 | мин/100м | 356,4 |
| 37 | Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:500) | м | 2680 | 9 | мин/100м | 241,2 |
| 38 | Вспомогательные работы при плотностной цементометрии | опер | 1 | 44,5 | мин/опер | 44,5 |
| 39 | СПК | м | 101900 | 1,18 | мин/100м | 1202,42 |
| 40 | ПЗР | опер | 1 | 112 | мин/опер | 112 |
| 41 | Проезд | км | 20 | 1,9 | мин/км (дор. 2 кат.) | 38 |
| 42 | Тех дежурство | парт-ч | 6 | 60 | мин/ парт-ч | 360 |
| 43 | Итого | На запись диаграммы: | | | | 7208,7 |
| | | Всего: | | | | 8921,12 |

В данной работе были рассмотрены экономические перспективы производства геофизических работ, вопросы стимулирования и организации труда. Было рассмотрено предприятие на базе которого будут проводиться геофизические работы. Был запроектирован комплекс геофизических работ на четырёх скважинах Западно-Крапивинском месторождения. Выбрана аппаратура и методика проведения работ. Были составлены поэтапный и календарный планы. Было рассчитано необходимое количество партий на проведение планируемых работ. Далее было рассчитаны финансовый и инвестиционные планы, распределение выручки, сметные расчеты по видам работ, общая сметная стоимость работ по проекту.

Литература

1. Глухов В. В. Менеджмент: Учебник. 2-е изд. испр. и доп. - СПб.: Издательство "Лань", 2002. - 528 с., ил.
2. Гудушаури Г. В., Литвак Б. Г. Управление современным предприятием. - М.: Издательство "ЭКМОС", 1998. - 336 с.
3. Зуб А. Т. Стратегический менеджмент. Теория и практика: Учебное пособие для вузов. - М: Аспект Пресс, 2002. - 415 с.
4. Мардас А. Н. Мардас О. А. Организационный менеджмент. - СПб.: Питер, 2003. - 336 с, ил.
5. Производственно-ораслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49), издание второе исправленное. Москва 2000.
6. Фондовые материалы ООО "Томскгазпромгеофизика".

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В.П Соломатин., В.Ю.Гришаев

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Западная Сибирь является крупнейшей нефтегазоносной провинцией, начальные суммарные ресурсы которой составляют примерно 60% от начальных суммарных ресурсов всей России. На территории Западной Сибири открыто около 500 месторождений углеводородов, которые содержат около 73% текущих разведанных запасов России. На данный период времени в Западной Сибири добывается 70% российской нефти, при этом фонтанная добыча значительно уступает добыче насосным способом, что свидетельствует о старении месторождений. [1]

Томская область является третьей по значению областью в нефтедобывающей промышленности западной Сибири. Средняя выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет 30%, а таких крупных месторождений, как Советское, Лугинецкое, Первомайское, в среднем – 17,6%. Неразведанные запасы в Томской области превышают уже разведанные в 1,8 раз, согласно геологическому прогнозу. Данный факт дает возможность для многолетней сырьевой обеспеченности компаний-недропользователей. [4]

Так, лидером по нефтедобыче в Томской области является компания ОАО «Томскнефть» ВНК, на долю которой приходится более 50% добытых объемов, которая, однако, имеет тенденцию к снижению. Если компания в 2008 г. добывала 8,001 млн т, то в 2017 всего 5,714 млн т. Общая добыча нефти в Томской области за данный период также сократилась с 10,092 млн т 9,768 млн т [2].

Основная часть.

Основной причиной является нахождение основных месторождений, приуроченных к отложениям юры, неокома и мела, на 3 стадии разработки, которая характеризуется сильным падением уровней добычи нефти. Данный фактор обуславливает требование к разработке и внедрению новых технологий, способных интенсифицировать добычу или увеличить нефтеотдачу пластов-коллекторов. Но кроме технологий для уже разрабатываемых

месторождений одним из направлений повышения добычи является вовлечение в разработку палеозойских отложений, которые можно отнести к категории трудноизвлекаемых запасов в силу практической малоосвоенности.

Именно в эру палеозоя начала образовываться первая нефть из донных отложений морей, богатых жизнью. Отличительная особенность палеозойских залежей – нахождение нефти в карбонатных коллекторах - твердых породах с мелкими и крупными трещинами. Данный факт значительно облегчает процесс бурения, но с другой стороны может являться причиной быстрой обводненности, поломок оборудования, прорывом газа и поглощением бурового раствора. Ко всему прочему в палеозойских залежах зачастую присутствуют обширные газовые шапки и пластовые воды.

В Томской области имеются подтвержденные залежи нефти в палеозойских отложениях. Сейчас стоит проблема в нахождении нефтематеринской толщи в которой происходит формирование нефти. Для нахождения источника необходимо провести комплекс исследований, буровых работ и испытаний скважин. В сейсморазведке сейчас применяется технология пространственной 3D-съемки, которая позволяет точно определить геологическое строение участка. Также для уточнения данных используются магнитные, гравиметрические и радиометрические съемки, которые раньше с целью прогноза не проводились. С применением современных компьютерных технологий сейчас пересматриваются даже старые материалы, полученные еще в 80-е — начале 90-х годов.

На данный момент оценка ресурсов палеозойских отложений Западной Сибири весьма противоречива. Цифры запасов колеблются от миллиардов тонн нефти до сотен тысяч тонн [3]. Однако эксперты все же предпочитают придерживаться значению в 1 млрд. тонн, что в свою очередь является весьма значительным числом в доле извлекаемых запасов нефти. Даже если данное значение уменьшить в 2 или 3 раза, то ресурсная база все равно остается мощной, что в любом случае является предпосылкой для начала освоения палеозоя. Ко всему прочему, при обосновании отнесения палеозойских отложений к числу трудноизвлекаемых запасов, возможно получение налоговой льготы на начальном периоде разработки.

В настоящее время освоением палеозоя в Томской области уже начали заниматься такие компании как «Газпромнефть-Восток» и «Томскнефть ВНК», к числу месторождений с разрабатываемыми палеозойскими отложениями относятся такие как Урманское, Арчинское, Герасимовское и Чкаловское. На указанных месторождениях к верхней зоне палеозойских отложений приурочен пласт М₁, общие запасы в палеозое оцениваются более чем в 20 млн. тонн. [3] Палеозойские отложения по своим характеристикам отличаются значительными нефтенасыщенными толщами по сравнению с юрскими отложениями (порядка 25-50 метров), высокой проницаемостью горных пород (порядка 70-100 мД) и низкой пористостью пластов коллекторов. Данные факты вызывают определенные трудности при разработке, а именно невозможность применения существующих систем заводнения, нерентабельность проведения большинства известных геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи и интенсификацию притока, большие капитальные затраты на бурение скважин. За счет того, что нефть является высокопарафинистой, применение насосов будет вызывать их частые выходы из строя. [5]

Методику поисково-разведочных работ в палеозойских отложениях еще только предстоит создать, возможно, что к каждому объекту потребуется индивидуальный подход. Стандартная сейсморазведка и ее трехмерный вариант уже не будут эффективны в достаточной степени. Разработка палеозоя с трещинными и кавернозными типами коллекторов должна осуществляться на щадящих режимах. Быстрая обводненность наступает как следствие поступления в трещинные каналы не подошвенной или краевой, а связанной воды, вследствие интенсивного режима дренирования пласта [3]

Заключение. Подводя итог, можно сказать, что в условиях текущей ситуации у нефтедобывающих компаний еще есть запас по времени, чтобы подготовиться к освоению отложений палеозоя. Но уже сейчас, наряду с разработкой уже давно осваиваемых месторождений требуется часть усилий сосредоточить на изучении геологических особенностей палеозоя, опыта зарубежных компаний по разработке трудноизвлекаемых запасов и, самое главное, на разработку технологий, которые будут пригодны для использования и смогут быть рентабельным в условиях текущей и будущей рыночной ситуации.

Литература

1. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов российской федерации в 2016 и 2017 годах. [Электронный ресурс]. - Москва, 2018. Режим доступа: <http://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/9bb/Госдоклад%202017.pdf>
2. Шарф И.В. Оценка потенциала добычи трудноизвлекаемых запасов нефти Томской области. [Электронный ресурс]. Изд.: Институт экономики Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург. Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_25694206_34241006.pdf
3. Запивалов Н.П. Палеозойская нефть Западной Сибири – большие перспективы. [Электронный ресурс]. - Институт геологии нефти и газа СО РАН, Новосибирск. Режим доступа: <http://altay-geojournals.ru/wp-content/uploads/2015/02/2-8.pdf>
4. Шумкин К.А. Развитие и размещение добычи нефти и газа на территории Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Пермский институт муниципального управления. Пермь, 2013. Режим доступа: https://revolution.allbest.ru/economy/00331046_0.html
5. Шустер В.Л. Пунанова С.А. Проблемы освоения глубокозалегающих объектов Западной Сибири. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_10/shuster.pdf

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

А. Е. Стретович

Научный руководитель - преподаватель О.П. Кочеткова
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

Основными методами планируемых геологоразведочных работ являются поисковые маршруты, наземная геофизика, проходка поверхностных горных выработок и колонковое бурение, сопровождаемые различными видами опробования, в том числе технологического, а также аналитических работ. По завершению полевых работ будет проведена укрупненная геолого-экономическая оценка выявленных запасов и прогнозных ресурсов, а также составлены ТЭО постоянных разведочных кондиций.

Целью данной работы является оценка и подсчет экономических аспектов планируемых работ.

Исходя из физико-геологической модели Кингашского месторождения (участок обоснования) наземные геофизические работы необходимо проводить комплексом, включающим в себя следующие виды геофизических работ:

1) Магниторазведку в площадном варианте высокой точности (погрешность $m < 5nTл$), которая позволит изучить внутреннее строение изучаемого объекта. Полученная информация позволит сделать выводы о форме рудного тела, определить размеры и глубину залегания рудного объекта, таким образом, получить ценные сведения об особенностях геологического строения участка еще до бурения и горных выработок. Магниторазведка, является приоритетным методом ввиду наличия аномально высоких значений магнитного поля над рудным телом. А также при помощи магниторазведки будет откартирована тектоника участка работ, которая напрямую связана с геологическим строением участка, а также с медно-никелевой минерализацией.

2) Электроразведочные работы методом *вызванной поляризации (ВП)* рекомендовано провести на переменном токе в модификации симметричного электропрофилеирования. Поляризуемость серпентинитов является наибольшей, к тому же полученные ранее данные угла сдвига фаз и кажущегося сопротивления над эталонным месторождением говорят о хорошей информативности данного метода.

3) Для изучения внутреннего строения объекта исследований проектируется проведение наземной радиометрической съемки. Выбор метода обусловлен результатами каротажных исследований (ГК) на эталонном месторождении, на которых места медно-никелевого оруденения отчетливо выделяются пониженными значениями радиоактивности.

Выбранные методы позволят качественно и количественно, а главное информативно оценить объект исследований. Все перечисленные методы, включенные в комплекс наземных работ, ранее дали хорошие результаты (на участке обоснования), позволили разделить изучаемые тела на рудные и безрудные зоны, по этим данным были пробурены скважины, которые в последствии подтвердили рудоносность объектов.

4) Топо-геодезическое обеспечение проектируемых работ

При проведении топо-геодезических работ будут использоваться топо-карты масштаба 1:25000 и 1:50000 системы координат 1942 г., издания ГУГК 1979 г., аэрофотоснимки масштаба 1:25000. Методика и точность топогеодезических работ определяется требованиями «Инструкции по топографо-геодезическому обеспечению геологоразведочных работ», 1984 г.

Таблица 1

Объемы наземных геофизических работ

| Вид работ | Объем | Аппаратура |
|-------------------------------|---------|------------------------------|
| 1.Топо - геодезические работы | 17,5 км | Теодолит |
| 2. Магниторазведка | 17,5 км | МиниМаг, Протонный Магнито-р |
| 3.Электроразведка (ВП) | 17,5 км | Измерит. «МЭРИ-24» №30 |
| 4.Радиометрия | 17,5 км | Концентрато-мер РКП-305 |

Календарный план выполнения работ

При проведении работ на участке Хоунда в первую очередь будут проводиться топо работы, объем работ приведен выше. Так как это комплексные работы то на них планируется затратить:

1. Разбивка и вешение профилей, шаг. 40 м., категория трудности IV (ССН-93, ч.9, т.42, н.3) - затраты времени- 3.5 и затраты времени (отр/мес) - 0,137795276;

2. Изготовление вех (ССН-93, ч.9, т.92, н.1) - затраты времени- 3.5 и затраты времени (отр/мес) 0,137795276 (через 100 м.);

3. Изготовление пикетов (ССН-93, ч.9, т.92, н.2) - затраты времени- 4.375 и затраты времени (отр/мес) 0,172244094 (через 40 м.);

4. Перенесение на местность точек профиля, категория трудности IV (ССН-93, ч.9, т.48, н.3) - затраты времени- 3.5 и затраты времени (отр/мес) - 0,137795276 (2 точки на км.);

5. Аналитическая привязка точек, категория трудности IV (ССН-93, ч.9, т.50, н.4) - затраты времени- 9.45 и затраты времени (отр/мес) - 0,372047244 (3 точки на км.).

**СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ГОРНОЕ ПРАВО**

Далее будут выполняться комплексные геофизические работы:

Магниторазведка

1. Магниторазведка, ММП-203М, лого, проф. Шаг 20 м., категория трудности IV (ССН-93, ч.3, т.30, н.57) - затраты времени с учётом коэффициентов (бр/см) 2,966796875, затраты времени (отр/мес) 0,116803027

2. Наблюдение геомагнитных вариаций, работы за пределами населённого пункта, лето (ССН-93, ч.3, т.37) - затраты времени (отр/мес) 0,116803027.

Электроразведка (ВП)

Метод ВП, ВП-Ф, проф. Шаг 40 м., лето, категория трудности V (ССН-93, ч.2, т.2.5, н.373) - затраты времени с учётом коэффициентов (бр/см) 9,34185, затраты времени (отр/мес) 0,36778937

Гаммаспектрометрия

Гаммаспектрометрия (ССН-93, ч.3-7, т.3.1, стр.12) - затраты времени с учётом коэффициентов (бр/см) 7,97475, затраты времени (отр/мес) 0,313966535.

Таблица 2

Индексы изменения сметной стоимости геологоразведочных работ (Дата (период) проведения измерений июль-сентябрь 2010 года, ООО «Геофизическая кампания»)

| Объект измерений | Изм. вел. или параметр | Един. измерения | Доп. погр. (в ед. измерения) | Характеристика используемых методов и средств измерения | | | Знач. систем. погр. | Дата и место посл. Гос. или вед. проверки | Установленная НТД периодичность и проверка метр. парам. |
|------------------|--------------------------|---------------------|------------------------------|---|---|--|---------------------|---|---|
| | | | | Средство измер. его тип и зав. номер. | Диапазон измер. | Знач. случ. погрешности по интерв. опред. велич. | | | |
| Горная порода | индукция магнитного поля | нТл | ± 5 | МиниМаг, Протонный Магнитор | 20-100 мкТл | не более 0,2 | не более 2,5 | 20.03.03 завод Геологоразведка | 1 раз в год |
| Горная порода | ρк φк | Омм. град. | 7 % 0,1 | Измерит. «МЭРИ-24» №30 | 0,03-10000 - 90÷90 | не более 2 не более 0,06 | | 2006 ООО «Северо-Запад» | 1 раз в год |
| Местность | Величина углов | градус | ± 5 | Теодолит ЗТ5КП | 0-360 углы горизонтальные 0-90 углы вертикальные | | | 2006 Хабаровский филиал ПО УОМЗ | 1 раз в 2 года |
| Горная порода | Радиоактивность | *10 ⁻⁶ % | 15% | Концентра-то-мер РКП-305 | 1-499 | | | 2007 ФГУП «ВНИИГ ЕОСИТЕ М» | 1 раз в год |

Таблица 3

Наименование камеральных работ

| № п/п | определенной по нормативам СНОР-93 на 3 квартал 2006 года | Сводный индекс |
|-------|---|----------------|
| 1 | Магниторазведка с наземными магнитометрами | 0,622 |
| 2 | Наблюдение геомагнитных вариаций | 0,508 |
| 3 | Электроразведка (Метод ВП) | 0,632 |
| 4 | Электроразведка (Методы ЕП и МПП) | 0,9 |
| 5 | Камеральные работы по магниторазведке | 0,850 |
| 6 | Камеральные работы ВП | 0,850 |
| 7 | Камеральные работы ЕП и МПП | 0,850 |
| 8 | Разбивочно-привязочные работы | 0,654 |
| 9 | Изготовление вех | 0,808 |
| 10 | Изготовление пикетов | 0,792 |
| 11 | Перенесение на местность точек профиля | 1,004 |
| 12 | Аналитическая привязка точек геологоразведочных наблюдений | 0,656 |
| 13 | Закрепление на местности пунктов рабочего обоснования | 0,765 |
| 14 | Перевозка грузов автомобилем ГАЗ-66 грузопоемностью до 2-х тонн | 0,720 |

Обработка материалов магниторазведки.

Магнитометр МИНИМАГ записывает значения измеренного поля и координаты точек наблюдения в цифровом виде в текстовый файл по каждому профилю отдельно. В конце каждого рабочего дня камеральный работник или сам оператор будет осуществлять копирование файлов с данными с накопителя на компьютер, и представлять данные в табличном виде. Данные необходимо будет сохранять в отдельные папки для каждого дня работ. Данные магнитовариационной станции также будут сохраняться по той же системе, что и рядовые наблюдения. Все это необходимо для правильного введения поправок за вариации геомагнитного поля.

Интервал времени взятия значения поля магнитовариационной станцией, а также нулевой уровень магнитного поля будет осуществляться опытно-методическими работами на месте производства наземных геофизических работ. Введение поправок за вариации планируется осуществлять с помощью программного комплекса «OasisMontaj». Этот программный продукт позволяет в автоматическом режиме производить введение поправок. В ходе обработки материала в базу данных заносятся значения магнитного поля по профилям, значения поля с МВС, также туда заносятся значения координат. Программа в автоматическом режиме вводит поправки за вариации, затем оператор приводит значения, к нормальному полю вычитая региональные и прочие фоновые составляющие. По полученным данным программа строит модель поля с привязкой к топографическим координатам. После обработки данных вычисляется среднеквадратическая погрешность. Погрешность измерений на пунктах опорной и рядовой сети определяется раздельно на основании повторных наблюдений, которые должны быть выполнены в независимых рейсах приборами того же класса точности; пункты повторных измерений следует выбирать преимущественно в зонах относительно спокойного поля.

Используемая для проведения электроразведочных работ аппаратура компании «Северо-Запад» записывает данные измерений в текстовый файл, который хранится в памяти прибора. После окончания рабочего дня оператор ВП переносит данные на компьютер

Полученные данные кажущегося сопротивления и угла сдвига фаз на каждом пикете переносятся в сводную базу данных программы OasisMontaj где осуществляется привязка значений ρ_k и $\Delta\varphi$ к координатам. Затем оператор строит графики за каждый пройденный профиль. Эта ежедневная операция необходима для контроля правильности работы измерительной установки. По окончании работ используя данные по всем профилям строятся карты ρ_k и карты угла сдвига фаз, выдержанном масштабе съемки.

Относительная квадратическая погрешность съемки определяется на основе сравнения данных контрольных измерений и непосредственно самой съемки по одним и тем же профилям.

Обработка материалов гамма-спектрометрической съемки.

По окончании рабочего дня, оператор концентрометра РКП-305 переносит данные из полевого журнала на компьютер в сводную базу данных программы OasisMontaj где осуществляется привязка полученных значений на пикетах к координатам.

Затраты времени на камеральные работы.

1. Магниторазведка (СН-93, ч.3, т.38) – объём: 875, затраты времени (отр/мес): 0,05;

2. Метод ВП (СН-93, ч.2, т.5.1, н.12) – объём: 0,36778937, затраты времени (отр/мес): 0,257452559;

3. Гаммаспектрометрия (СН-93, ч.3-7, т.3.3, стр.12) – объём: 17,5, затраты времени (отр/мес): 0,702755906.

Заключение. В данной работе были рассмотрены экономические перспективы производства геофизических работ. Был запроектирован комплекс геофизических работ и сам участок работ Тартай. Выбрана методика проведения работ. Далее было рассчитаны сметы по видам работ, общая сметная стоимость работ по проекту.

Литература

1. Гусев Е.В. Методы полевой геофизики: учебное пособие/ Е.В. Гусев. 2006 – Томск: Издательство ТПУ, 2007. – 222 с.

2. Климов, В. В., Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.В. Климов, А.В. Шостак; ФГБОУ ВПО «КубГУ». – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2014. – 220 с.
3. Насыртдинов Б.М., Хамидуллина Г.С., Даутов А.Н. Магнитная съемка: Учебно-методическое пособие по учебной геофизической практике / – Казань: Изд-во Казан, ун-та, 2017. – 27 с.
4. Стримжа Т.П. – Электрон Прогнозирование и поиск полезных ископаемых: учебнометодическое пособие для выполнения курсового проекта [Электронный ресурс] / сост. дан. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 41 с.

**АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
ПАО «НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ СЛАВНЕФТЬ»**

Д.В. Сурженко, И.В. Шарф

Научный руководитель - доцент Т. С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время основными проблемами нефтегазового комплекса Российской Федерации являются выработанность месторождений и недостаточный технико-технологический уровень. Большинство месторождений разрабатываются с 60-80 гг. XX века. Следовательно, большая часть месторождений находятся на 3 и 4 стадиях разработки, которые характеризуются стабильным падением среднесуточного дебита и ростом обводненности продукции. Данная проблема характерна и для ОАО «НГК Славнефть».

Основная деятельность компании сосредоточена в ХМАО-Югра, а также в Красноярском крае. Месторождения, приносящие наибольший вклад в добычу предприятия: Мегионское, Аганское, Новопокурское.

Мегионское месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО-Югры. Месторождение было открыто в 1961 году и введено в промышленную эксплуатацию в 1964 году. По состоянию на 2011 год накопленная добыча составляла 70,016 млн. тонн, при этом извлекаемые запасы оценивались в 90,617 млн. тонн [2].

Аганское месторождение было открыто в 1965 году и было введено в разработку восемь лет спустя, расположено в 60 км к северо-западу от города Нижневартовска. Месторождение относится к классу крупных, а по геологическому строению — к сложным. В 2017 году добыча нефти на данном лицензионном участке составила около 1 млн 500 тыс. тонн. [3]

Новопокурское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе ХМАО-Югры, было открыто в 1985 году, введено в разработку в 1987 году, а по величине запасов месторождение относится к крупным, по строению – к сложным. [4]

Анализ производственной деятельности компании показывает стабильную отрицательную динамику добычи нефти (рис. 1).

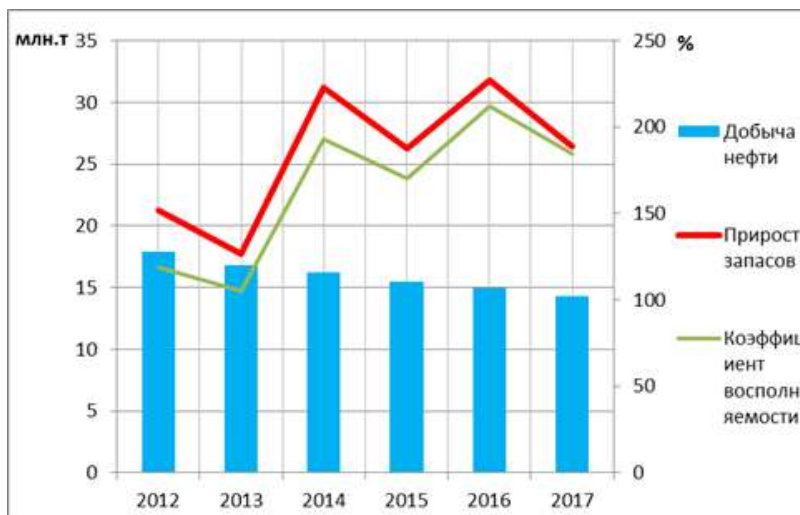


Рис. 1 Динамика добычи нефти и прироста запасов с 2012 по 2017 гг. [1]

Компания стремится остановить сокращение добычи. Стратегические перспективы компании связаны с 1) увеличением ресурсной базы углеводородов, 2) вводом в эксплуатацию новых скважин, 3) проведение операций по гидравлическому разрыву пласта (ГРП).

В рамках мероприятий по увеличению добычи компания постоянно проводит геологоразведочные работы, а именно происходит активное развитие производственной базы новых месторождений, разработка которых началась в последние годы: Ачимовского, Тайлаковского, Чистинного, Узунского, Лугового, Западно-Усть-Балыцкого. Результатами развития производственной базы является положительная динамика роста прироста запасов (рис. 1).

Также для остановки сокращения добычи нефти осуществляется увеличение работающего фонда скважин. График на рис. 2 А наглядно показывает рост и стабильно высокий объем проходки эксплуатационного бурения в

период с 2012 по 2017 гг.. Но при этом график эффективности располагается стабильно ниже нуля, что говорит о том, что ввод новых скважин в эксплуатацию не дает должного увеличения объемов добычи нефти.

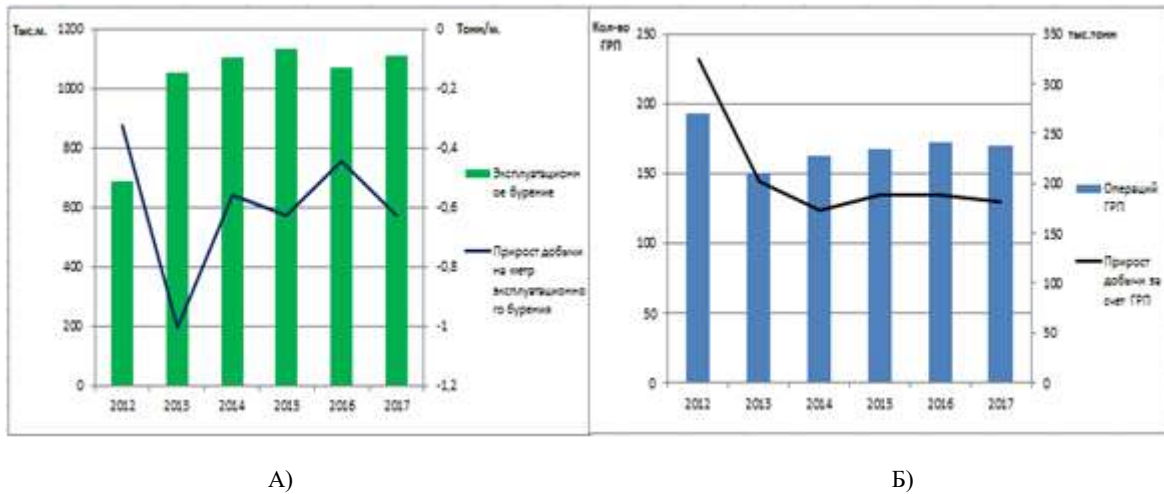


Рис. 2 Прирост добычи за счет А) эксплуатационного бурения; Б) ГПП с 2012 по 2017 гг. [1]

3) Также для остановки сокращения добычи нефти осуществляется проведение геолого-технических мероприятий, в частности гидравлических разрывов пласта (ГРП). Анализируя график, изображенный на рисунке 2 Б, мы можем наблюдать ежегодное увеличение количества ГРП. Однако при этом не наблюдается повышения объемов добычи за счет этих операций.

Как мы видим, компания стремится остановить ежегодное падение добычи нефти и предпринимает для этого существенные меры. Но при всем этом динамика добычи нефти все еще остается отрицательной. Все это может говорить только об одном: низкий технический уровень оборудования и уровень развития технологий в компании, а также немаловажную роль играют характеристики месторождений, история жизненного цикла.

По итогам данной работы можно сделать следующие выводы:

В настоящий момент компания переживает довольно сложный период. Из года в год у компании наблюдается стабильное падение объемов добычи нефти.

Компания направляет существенные средства на снижение добычи нефти и проводит большой объем мероприятий: постоянно расширяется производственная база компании, это способствует стабильному росту прироста запасов; также компания стабильно увеличивает объемы эксплуатационного бурения, операций по ГРП и др.

Данная стратегия развития компании не приносит ожидаемых результатов, поскольку объемы добычи нефти продолжают стабильно падать. Компании необходимы новые технологические разработки и модернизация оборудования.

Литература

1. ОАО "НГК Славнефть" - Годовые отчеты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.slavneft.ru/shareholder/annualreport/> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 15.11.2018).
2. Мегионское месторождение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://mklogistic.ru/megionskoe_mestorojdenie свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 15.11.2018).
3. Аганское месторождение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/aganskoe/6-1-0-79 свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 15.11.2018).
4. Новопокурское месторождение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/novopokurskoe/6-1-0-88 свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 15.11.2018).

**НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ
ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ В РФ**

Н.С. Тесленко

Научный руководитель - доцент Т.С.Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии с Земельным кодексом РФ права на земельные участки возникают по основаниям, установленным гражданским законодательством, федеральными законами, и подлежат государственной регистрации в соответствии с Федеральным законом №122-ФЗ «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество». Если иное не установлено федеральным законодательством, права на земельные участки удостоверяются документами в соответствии с вышеуказанным Законом.

ЗУ могут находиться в муниципальной, частной и гос. собственности. При этом государственная собственность подразделяется на федеральную собственность и собственность субъектов Российской Федерации.

Собственностью граждан и юридических лиц (частной собственностью) являются земельные участки, приобретенные гражданами и юридическими лицами по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации.

К государственной собственности относятся земельные участки, не находящиеся в собственности граждан и юридических лиц, а также в собственности муниципальных образований.

Особое внимание следует обратить на то, что в настоящее время порядка 90% земель Российской Федерации находится в государственной неразграниченной собственности, и в ближайшие годы по ним будет проводиться процедура разграничения государственной собственности на землю по основаниям Земельного кодекса.

В процессе такого разграничения земельные участки из государственной неразграниченной собственности будут переходить в федеральную собственность, собственность субъектов Российской Федерации или муниципальную собственность. Данный момент имеет очень важное значение в связи с тем, что изменение формы собственности влечет за собой изменение собственника, и соответственно переход полномочий по управлению и распоряжению землей.

После принятия нового Земельного кодекса РФ в постоянное (бессрочное) пользование земельные участки предоставляются только государственным и муниципальным учреждениям, федеральным казенным предприятиям, а также органам государственной власти и органам местного самоуправления. Все иные юридические лица, за которыми на данном праве закреплены земельные участки, в соответствии с Федеральным законом «О введении в действие Земельного кодекса Российской Федерации» до 1 января 2010 г. обязаны переоформить право постоянного (бессрочного) пользования на право аренды или право собственности (т.е. обязаны оформить аренду или выкупить земельный участок).

Основными источниками аналитической информации по форме собственности на земельный участок могут быть свидетельства о регистрации права собственности на земельный участок, выданные учреждениями юстиции по регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним, федеральные законы, указы Президента РФ, постановления Правительства РФ, распоряжения Правительства РФ по утверждению перечней земельных участков соответствующей формы собственности при разграничении собственности на землю, а также иные действующие нормативные правовые акты Российской Федерации, правоудостоверяющие и правоустанавливающие документы.

В процессе анализа информации необходимо определить не только фактическую форму собственности на земельный участок (государственная неразграниченная, федеральная, субфедеральная муниципальная или частная), но и прогнозируемую собственность (для случаев, если по данному земельному участку еще не проведено разграничение государственной собственности на землю).

Кроме того, необходимо установить уполномоченные органы государственной и муниципальной власти, в компетенцию которых в соответствии с законодательством Российской Федерации входит управление и распоряжение данным земельным участком как до разграничения государственной собственности на землю, так и после нее.

Анализ земельных правоотношений отражает соответствие зарегистрированного права собственности на ЗУ правоустанавливающим документам и определять процесс по оформлению и регистрации права собственности за ЗУ если зарегистрированного права нет.

Одновременно с правом собственности на землю необходимо проанализировать и права пользования земельными участками (постоянное бессрочное пользование, аренда, и др.), срок их предоставления, сроки переоформления предоставленного права на иной вид прав, в соответствии с Федеральным законом от 25.10.2001 №137-ФЗ «О введении в действие Земельного кодекса Российской Федерации».

В выводах и рекомендациях анализа земельных правоотношений должны быть выявлены все нарушения или несоответствия предоставленных прав на земельный участок действующему законодательству, а также предложены меры по устранению таких нарушений и оформлению прав.

Анализ действующей федеральной и региональной нормативной базы, регулирующей выкуп земли собственниками предприятий показывают, что основными проблемами, с которыми предприятиям приходилось сталкиваться в процессе выкупа земельных участков в период становления рынка земли, были следующие:

1. Противоречивость и несовершенство федерального законодательства в данной области.

Высокий уровень выкупных цен, которые оказывались непосильными для значительной части предприятий. Причем на «льготную» цену выкупа участка могли рассчитывать только приватизированные предприятия; вновь же созданным частным компаниям чаще всего приходилось выкупать земельные участки по нормативной цене.

2. Позиция местных органов власти и бюрократические проволочки. Изменения в составе руководящих органов администраций регионов или городов приводят к замедлению и сворачиванию процесса выкупа земли.

Сроки оформления выкупа и регистрации прав на землю - это одна из наиболее острых проблем. Зачастую вся процедура занимает 2,5-3 года, причем свидетельство о государственной регистрации права собственности на землю предприятие получает через полгода, а то и год после заключения договора купли-продажи земельного участка.

3. Несогласованность действий, отвечающих за приватизацию земли комитетов и департаментов администраций. «Особая позиция», занятая хотя бы одним из многочисленных звеньев (например, управлением по архитектуре и градостроительству), может послужить непреодолимым препятствием. Произвольная трактовка федеральных актов на местах и применение региональными органами приватизации произвольных коэффициентов к выкупной цене практически во всех городах, представители администраций признавали, что действующие в этих городах коэффициенты «зон градостроительной ценности» неоправданные и требуют корректировки и дифференцированному подходу к каждому предприятию, желающему выкупить землю.

Передача земельного участка в собственность в размерах площади периметра, расположенного на нем здания, строения, сооружения, т.е. продажа без примыкающей территории, необходимой для его обслуживания и нормального функционирования. Фактически в таких случаях можно говорить о профанации самой идеи приватизации земли.

Министерство юстиции Российской Федерации утвердил инструкции, устанавливающие более четкие правила государственной регистрации права сделок по продаже земельных участков и недвижимости. Инструкция о порядке государственной регистрации прав несовершеннолетних на недвижимое имущество и сделок с ним определяет особенности проведения государственной регистрации прав несовершеннолетних на недвижимое имущество и сделок с ним, в том числе порядок представления документов на государственную регистрацию, проведения их правовой экспертизы и проверки законности сделки, внесения записей в Единый государственный реестр прав на недвижимое имущество и сделок с ним.

В Инструкции о порядке выдачи правообладателям по их заявлениям в письменной форме копий договоров и иных документов, выражающих содержание односторонних сделок, совершенных в простой письменной форме, были установлены правила предоставления учреждениями юстиции по государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним копий договоров, а также иных документов, выражающих содержание односторонних сделок, совершенных в простой письменной форме. Определен порядок рассмотрения заявления о выдаче (изготовлении) копии договора, а также основания отказа в его предоставлении. Указанная инструкция призвана унифицировать существующий порядок работы регистрирующих органов, который, как правило, различен в каждом районе или регионе. Минюст Российской Федерации утвердил инструкцию о порядке государственной регистрации договоров аренды недвижимого имущества (в том числе сделок по купле-продаже земельных участков). В ней были структурированы все важные этапы, связанные с государственной регистрацией указанных договоров.

Литература

1. Антонов В. П. Оценка земли, 2016. — 117 с.
2. Антонов В. П. Оценка земельных ресурсов, 2017. — 89 с.
3. Варламов А. А. Земельный кадастр: Учебно-практическое пособие, 2001. — 384 с.
4. Валиев Д. С. Земельный кадастр: Методические указания, 2002. — 48 с.
5. Вольнов Ю. В. Земельный кадастр: Методические указания, 2017. — 54 с.
6. Махт В. А. Внутрихозяйственная оценка земель и ее практическое применение в условиях Западной Сибири, Омск, 1990. — 104 с (Учебное пособие)
7. Методика Государственной кадастровой оценки сельскохозяйственных угодий на уровне субъектов Российской Федерации / Государственный комитет Российской Федерации по земельной политике, 2016. — 167 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.А. Федулаев

Научный руководитель - доцент М.Р.Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (МНГКМ) является первым месторождением, с освоения которого началась производственная деятельность ОАО «Томскгазпром» [4]. Подготовка газа и конденсата на установке комплексной подготовки (УКПГиК) ведется методом низкотемпературной сепарации с использованием дроссель-эффекта Джоуля-Томсона, газового конденсата — методом ректификации. Эффект Джоуля-Томсона выражается в изменении температуры газа в результате его изохорного расширения к изменению давления. Для снижения температуры используется специальный клапан, предназначенный для расширения газа при прохождении через дроссель [2]. Соответственно, в составе УКПГиК находятся две установки: установка низкотемпературной сепарации газа (УНТС) и установка дезанизации и стабилизации конденсата (УДСК).

По мере эксплуатации месторождения падало пластовое давление и, как следствие, увеличивалась температура сепарации газа, в связи с чем, предприятие вынуждено было построить и ввести в эксплуатацию дожимную компрессорную станцию, с целью получения кондиционного газа и максимально возможного количества газового конденсата [3].

СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

В настоящее время пластовое давление на месторождении продолжает падать более интенсивно, чем ожидалось, в связи с чем точка росы по углеводородам и влаге стала повышаться, быстро приближаясь к предельному значению, выход газового конденсата начал снижаться. Поэтому проблема охлаждения газа до необходимой температуры сепарации, с целью максимизации выхода жидких продуктов и достижения необходимой точки росы, вновь стала актуальной.

Для низкотемпературной обработки газа в различных промышленных установках, а также для разделения многокомпонентных газовых смесей используется турбодетандерный агрегат. Турбодетандер представляет собой турбинную лопаточную машину с непрерывным действием. Основной целью такого аппарата является расширить газ для его дальнейшего охлаждения [1]. С целью глубокой осушки и отбензинивания газа было принято решение о включении турбодетандера в технологическую схему УНТС [5].

На основании методики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений определены технико-экономические показатели за период коммерческой эксплуатации. В расчеты принято, что весь добываемый природный и попутный газ реализуется на внутреннем рынке по цене 2807 руб./тыс. м³ (с НДС). Предусматривается продажа 70 % конденсата и нефти на внутреннем и 30 % на внешних рынках. Уровень цены конденсата и нефти на внутреннем рынке с НДС принят в размере 7495 руб./т, цена конденсата и нефти на внешнем рынке – 511 долл./тонну, цена на СПБТ составляет 13555 руб/т. Амортизация на капитальные затраты составляет 7%. Реализация варианта модернизации потребует 1029 млн. руб. капитальных вложений.

Расчет технико-экономических показателей производился для вариантов до и после модернизации УНТС Мыльджинского месторождения в целом. Для решения задачи выбора наиболее эффективного варианта были рассчитаны показатели эффективности инвестиций - чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, срок окупаемости. Экономическая оценка эффективности вариантов модернизации УНТС Мыльджинского месторождения выполненная на основе прогнозируемых технологических показателей, принятых нормативов капитальных вложений и текущих затрат за период 2014-2029 гг. (15 лет), показала, что капитальные вложения на установку турбодетандерного агрегата окупаются за счет увеличения выхода полезных продуктов (табл.).

Таблица

Сравнение некоторых технико-экономических показателей проекта модернизации

| Период 2014-2029 гг. | УНТС с клапаном Джоуля-Томсона | УНТС с турбодетандером |
|-------------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| Сухой отбензиненный газ, тыс. куб.м | 25206 | 24771 |
| Пропан-бутан технический, тыс. т | 1184 | 1495 |
| Стабильный конденсат, тыс. т | 1754 | 1868 |
| Капитальные затраты, млн руб | - | 1029 |
| ЧДД, млн руб. | 41350 | 42413 |

На основании приведенных экономических расчетов целесообразного варианта модернизации был сформирован вектор развития УНТС Мыльджинского месторождения в целом. Величина чистых дополнительных денежных поступлений после модернизации за рассматриваемый период, с учетом дисконтирования при ставке дисконта 10 % составит 1063 млн. руб.

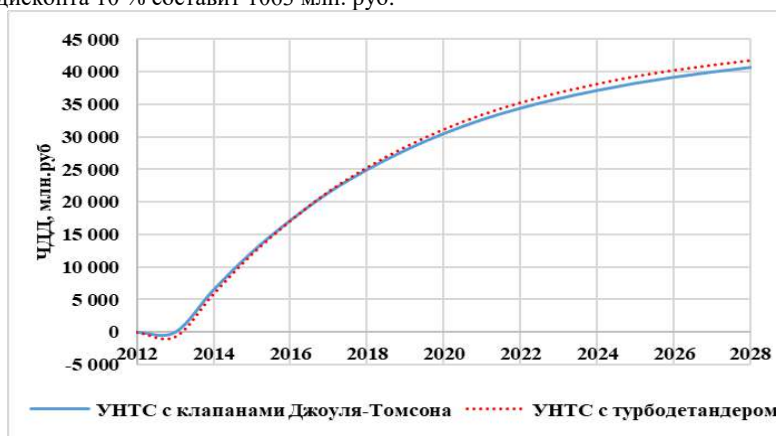


Рис. Чистый дисконтированный доход

По полученному графику ЧДД можно сделать вывод, что использование модернизированной технологии УНТС с турбодетандером в сравнении с существующей технологией подготовки экономически эффективно. В данном случае необходимо проведение предварительных опытно-промышленных работ на одном из модулей подготовки газа с целью фактической оценки ожидаемого результата, что в итоге приведет к реальной оценке затрат и прибыли компании. Доходность разработки Мыльджинского месторождения с модернизированной технологией

УНТС за проектный период повысится на 2,6 %.

Технико-экономический анализ внедрения перспективных технологий подготовки природного газа в ОАО "Томскгазпром" показывает свою рентабельность и эффективность. Полученные результаты показали, что для оптимальной работы аппаратов УКПГ Мыльджинского НГКМ целесообразно введение модернизированной

технологии подготовки газа, что позволяет повысить выход жидкости и увеличить степень извлечения компонентов из сырого газа.

Литература

1. Багаутдинов И.З., Кувшинов Н.Е. Особенности применения и работы турбодетандеров// Международный научный журнал «Инновационная наука». – 2016. – № 3 – С. 29 – 31.
2. Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля-Томсона. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftynik.ru/drosselirovanie-gaza/>;
3. Методы обработки и переработки природного газа и конденсата. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.neftemagnat.ru/enc/75>, (дата обращения 02.02.2019)
4. Надымов С.В. Внедрение ресурсоэффективных технологий на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении. – Томск, 2016г. – 73 с.
5. Официальный сайт ОАО «Востокгазпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vostokgazprom.gazprom.ru/>, свободный;

АНАЛИЗ ФИНАНСОВОЙ УСТОЙЧИВОСТИ КОМПАНИИ, ЗАНИМАЮЩЕЙСЯ РАЗРАБОТКОЙ «СЛАНЦЕВЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Фёдоров, И.В. Шаров

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

В последнее десятилетие активизировалась добыча углеводородов из сланцевых пород, в первую очередь в США. Помимо цен на нефть на финансовую устойчивость компаний, занимающихся добычей углеводородов (УВ), оказывают влияние ожидания инвесторов, которые вложили огромные денежные средства в высоко рискованные активы нефтегазовых «сланцевых» компаний, что влечет необходимость формирования дивидендов, которые в сумме зачастую превышают вложения в капитальные активы. Как следствие, эксперты отмечают, что сланцевый бум принес американским и канадским компаниям больше убытков, чем доходов, и предупреждают, что рост добычи нефти в Саудовской Аравии может усилить конкуренцию на нефтегазовом рынке.

Цель научного исследования - анализ влияния мировой макроэкономической нестабильности на энергетическом рынке на финансовую устойчивость деятельности компаний, занимающихся разработкой сланцевых месторождений, в частности канадской компании Baytex Energy Corp., которая занимается разработкой и эксплуатацией как «сланцевых» месторождений на территории США, так и месторождений традиционного типа в Канаде. Основными месторождениями компании Baytex являются: Peace River, Lloydminster, Viking, Duvernay и Eagle Ford.

Основным месторождением компании, на которое приходится 38% всей добычи нефти является участок сланцевого месторождения Eagle Ford, расположенный в штате Техас США и приобретенный компанией в 2014 году, запасы которого составляют 203,4 млрд бнэ. Технологическими особенностями разработки данного месторождения является преобладание горизонтальных скважин с целью проведения гидроразрыва пласта (ГРП). Средний дебит составляет 1100 бнэ в сутки. Канадское месторождение Peace River с доказанными запасами в 73,6 млрд бнэ. начало разрабатываться в 1999 году. Его средний дебит составляет 400 бнэ в сутки. Не менее известное месторождение Lloydminster с доказанными запасами в 33,2 млрд бнэ имеет более долгий жизненный цикл, так как разрабатывается с 1993 года. Технологической особенностью является преимущественное строительство вертикальных и наклонно-направленных скважин.

Основываясь на данных отчетов компании [3], были построены графики зависимости добычи углеводородного сырья от фонда добывающих скважин (см. рис. 1), выручки, чистой прибыли от средней цены на углеводороды (УВ) (см. Рис. 2), затрат на геологоразведочные работы и средней цены на УВ (см. Рис. 3).

Анализируя график, представленный на Рис. 1, можно наблюдать рост добычи УВ до 2015 года. Ввод новых эксплуатационных скважин, а также покупка новых лицензионных участков позволяет наращивать производственные показатели компании. В 2016 году наблюдается спад, что связано с консервацией скважин и их переводом в фонд поддержания пластового давления (ППД). Однако при значительном снижении числа добывающих скважин наблюдается незначительный спад добычи УВ вследствие совершенствования технологий разработки сланцевых месторождений.



Рис. 1 Зависимость добычи углеводородного сырья и фонда скважин

Как видно из графика, представленного на рис. 2, наблюдается прямо пропорциональная зависимость выручки от реализации продукции, которая формируется под влиянием цен на нефть, что сказалось на получаемой прибыли и даже убытках. С 2014 года наблюдаются убытки, что негативно сказалось на инвестиционной привлекательности компании, в результате произошло резкое падение стоимости акций. Однако, налоговая политика, направленная на поддержку компаний в кризисные годы, позволила снизить размер убытков в 2017 году в 5 раз по сравнению с 2015 годом. Также положительную роль в данной динамике сыграл рост цен в 2017 году.

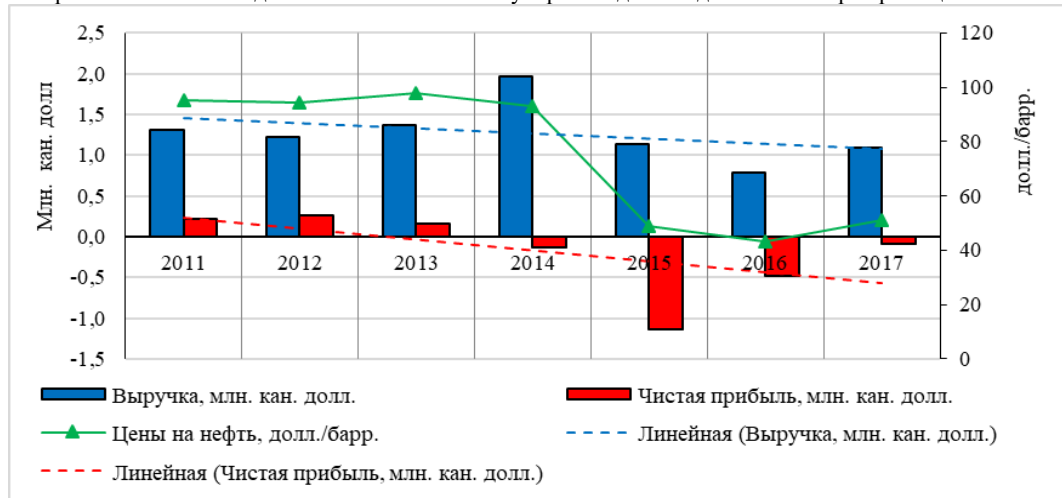


Рис. 2 Зависимость выручки, чистой прибыли и средней цены на углеводороды

Анализируя график зависимости затрат на геологоразведочные работы (ГРП) и средних цен на УВ, представленный на Рис. 3, можно говорить о том, что затраты на ГРП в 2014 году достигли своего абсолютного максимума в связи с приобретением лицензионного участка месторождения Eagle Ford. Однако в 2015 году видна тенденция к свертыванию ГРП, что связано падением цены на УВ, и как следствие, слабой заинтересованностью инвесторов вкладывать свои ресурсы в данный проект. Также стоит отметить, что политика компании в данный момент направлена на непосредственное получение прибыли за счет эксплуатации наработанной ресурсной базы и на развитие других потенциально обеспеченных извлекаемыми запасами участков месторождения.

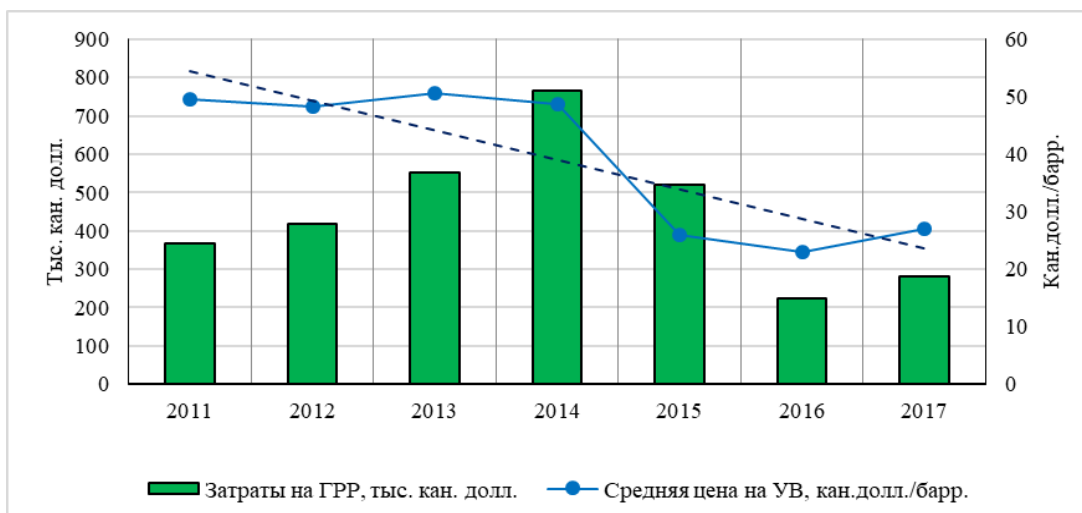


Рис. 3 Зависимость затрат на геологоразведочные работы и средней цены на углеводороды

В заключении можно сделать вывод о том, что на разработку месторождений сланцевой нефти заставляет компании активизировать деятельность по снижению операционных затрат, а также сохранять в своем активе участки с традиционными месторождениями, так как изменение цены на нефть существенно сказывается на производственных и финансовых показателях компании и ее производственном потенциале. Немаловажное значение имеет совершенствование технологий, так как применение ГРП, который более эффективен на поздних стадиях разработки, но менее эффективен на начальных стадиях, так как уменьшает жизненный цикл скважины

Литература

1. Информационно-дискуссионный портал Newsland – Сланцевая нефть: зачем в США бурят себе в убыток [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://rib.li/M8Ls>, свободный – (дата обращения 22.12.2018).
2. Vaytex Energy Corp. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://rib.li/GIH4>, свободный – (дата обращения 22.12.2018).
3. Vaytex Energy Corp. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://rib.li/7QR3>, свободный – (дата обращения 22.12.2018).
4. Сланцевая нефть: новая революция в энергетике [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.pwc.ru/ru/oil-and-gas/publications/assets/shale-oil-ru.pdf>, свободный – (дата обращения 22.12.2018).
5. Информационно-дискуссионный порта Newsland – Надежды США "догнать и перегнать" Россию и Саудовскую Аравию с треском провалились [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://rib.li/ksDA>, свободный – (дата обращения 22.12.2018).

РОЛЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В РАЗВИТИИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

В.С. Чермошенцев

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая отрасль играет ведущую роль в экономике Сахалинской области. По данным за 2017 год на суше находится 64 месторождения углеводородов (УВ), из них нефтяных месторождений 11, нефтегазовых 9, газонефтяных 13 и газовых месторождений 9 (Таблица). Суммарные геологические ресурсы УВ составляют более 7,8 млрд т.

Таблица

Ресурсная база углеводородов Сахалинской области

| Показатель | 2015 | 2017 |
|--|-----------|-----------|
| Кол - во месторождений на суше | 62 | 64 |
| Кол – во месторождений на шельфе | 13 | |
| Кол – во нефтяных месторождений | 11 | 11 |
| Суммарные геологические ресурсы УВ сырья, млн т | | 7800 |
| Геологические ресурсы нефти, млн т | 3800 | 3800 |
| Геологические ресурсы свободного газа, млрд м ³ | 3300 | 3300 |
| Геологические Ресурсы конденсата, млн т | 250,5 | 250,5 |
| Ресурсы нефти, приходящиеся на шельф, % (млн т) | 76 (2900) | 76 (2900) |

На территории области реализацией наиболее крупных проектов по разработке месторождений занимаются совместные предприятия, в частности Сахалин Энерджи, которая в 1994 году подписала с Российской Федерацией первое в России соглашение о разделе продукции сроком на 25 лет и стала оператором проекта «Сахалин-2». Контрольный пакет акций Сахалин Энерджи принадлежат ПАО «Газпром». Данный проект предусматривает разработку Пильтун-Астохского нефтяного месторождения – уникального по запасам, и Лунского газового месторождения на шельфе острова Сахалин с общими запасами свыше 600 млрд кубометров газа и 170 млн тонн нефти и конденсата на северо-восточном шельфе острова Сахалин. [1].

Пильтун-Астохское месторождение было открыто в 1986 г. Залежи контролируются крупной мегаантиклинальной складкой одноименного названия, открытой в 1970 г рекогносцировочными исследованиями. На месторождении были пробурены 3 поисковые и 11 разведочных скважин общим метражом 33773 м. Пильтун-Астохское НГКМ расположено на глубинах моря 24-48 м.

Лунское газоконденсатное месторождение, открытое в 1984, расположено в пределах северо-восточного шельфа восточнее северного замыкания Лунского залива острова Сахалин в 12 -15 км от побережья. Глубина моря в районе месторождения - 45-50 м. Залежи разведаны на глубине 1890 - 2845 м.

В рамках проекта по разработке месторождений компания построила масштабную инфраструктуру добычи, транспортировки, переработки и последующей реализации углеводородов. В инфраструктуру входят три стационарные морские платформы, морская и наземная трубопроводные системы, объединенный береговой технологический комплекс, две насосно-компрессорные станции, терминал отгрузки нефти с выносным причальным устройством, завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) с терминалом отгрузки СПГ, узлы отбора и учета газа. Это один из самых технически сложных проектов, осуществленных за последние десятилетия в мировой нефтегазовой индустрии. Общая стоимость проекта составила более 10 млрд. долларов [2].

Добываемые в рамках проекта «Сахалин-2» углеводороды по магистральным трубопроводам поступают на производственный комплекс «Пригородное». Нефть и сжиженный природный газ отгружаются на экспорт. В 2014 году «Сахалин Энерджи» вывела на мировой рынок легкую малосернистую нефть сорта «Сахалин Бленд». Доля нефтяной смеси, отгружаемой «Сахалин Энерджи», составляет 0,35% от суммарного объема нефти, поставленной в Азиатско-Тихоокеанский регион. С 2011 года «Сахалин Энерджи» подает природный газ в систему газопроводов ПАО «Газпром» в счет уплаты роялти Российской стороне в натуральной форме. Природный газ через Северный узел учета и отбора газа по магистральному газопроводу поступает в Приморье, Хабаровский край и Сахалинскую область. А южный узел используется для газификации Сахалина, в частности для ТЭЦ-1.

Проект «Сахалин-2» - один из крупнейших в мире интегрированных нефтегазовых проектов, в рамках которого действует первый в России завод по производству сжиженного природного газа, который был введен в эксплуатацию в 2009 году. Здесь производится около 4,5% мирового объема СПГ, основными покупателями которого являются страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

В 2016 г. Сахалин Энерджи начала разработку проектной документации для реализации проекта по расширению завода СПГ-строительства третьей технологической линии завода по производству сжиженного природного газа в рамках проекта «Сахалин-2». Компания так же продолжает работу по подготовке и повышению квалификации персонала, хотя вложения в эту область сократились и составили в 2016 году 281 млн. руб. против 325 млн. руб. годом ранее [2].

Деятельность нефтегазовых компаний положительно влияет на социально-экономическое развитие Сахалинской области. Так за время реализации проекта компании Сахалин Энерджи поступления в бюджет Сахалинской области составили около 9 млрд долл. США. Вырос уровень занятости населения, а также повысился уровень его благосостояния.

Осуществлена масштабная модернизация инфраструктуры острова Сахалин (на эти цели компания направила более 600 млн долл. США). На территории области реализовано множество социальных и общественных инициатив при поддержке компании. Фонд социальных инициатив «Энергия», начавший работу в 2003 году, продолжает оказывать финансовую поддержку различным социально-значимым проектам региона. В 2016 году фондом социальных инициатив «Энергия» было осуществлено финансирование 52 проектов. За время своей работы компания Сахалин Энерджи поддержала 502 проекта в 15 районах области [8]. Россия получила опыт управления реализацией сложных высокотехнологичных проектов в удаленных районах и субарктических условиях.

Литература

1. Риа-Новости. Нефтегазовый проект «Сахалин-2». Справка. [Электрон. ресурс] – <http://qil.su/rbpoqM>
2. Экономика Сахалина. [Электрон. Ресурс] – Режим доступа: <https://sakhalin.gov.ru/index.php?id=168>
3. Сахалин Энерджи. Отчет об устойчивом развитии. [Электрон. ресурс] – Режим доступа: <http://qil.su/vbpoqM>
4. Росстат. Регионы России. Основные характеристики субъектов Российской Федерации. [Электрон. ресурс] – Режим доступа: <http://qil.su/tbpoqM>
5. Российская газета. Как развивался проект «Сахалин-2». [Электрон. ресурс] – Режим доступа: <http://qil.su/tbpoqM>
6. Тэктоблог. Sakhalin Energy за 9 месяцев 2013 года существенно снизила чистую прибыль. [Электрон. ресурс] – Режим доступа: <https://sakhalin.gov.ru/index.php?id=168>
7. PIRA Energy Group. Цены на нефть 2017. Прогноз экспертов, аналитика, падение цен. [Электрон. ресурс] – Режим доступа: <https://www.neftegaz-expro.ru/ru/articles/2016/povyshenie-nefteotdachi-plastov-kompanii/>
8. Rogtec. Сахалин Энерджи возглавил рейтинг экологической ответственности нефтегазовых компаний России. [Электрон. ресурс] – Режим доступа: <http://go.microsoft.com/fwlink/p/?LinkId=255141>

**РЕКУЛЬТИВИРОВАНИЕ ЗЕМЕЛЬ ПРИ ВЕДЕНИИ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ**

В.С. Чермошенцев

Научный руководитель - доцент Т.С.Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рекультивация земель — это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народно-хозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества (ГОСТ 17.5.1.01-83 «Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения»).

К технической рекультивации на землях, отведенных под строительство объектов на месторождении, относятся мероприятия, направленные на сохранение и восстановление плодородного слоя почв (ПСП), а также предотвращение развития процессов деградации почв на рекультивируемых землях. Согласно п. 1 Постановления № 140 рекультивация земель, нарушенных юридическими лицами и гражданами при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении всех видов строительных, геологоразведочных, мелиоративных, проектно-изыскательских и иных работ, связанных с нарушением поверхности почвы, а также при складировании, захоронении промышленных, бытовых и других отходов, загрязнении участков поверхности земли, если по условиям восстановления этих земель требуется снятие плодородного слоя почвы, осуществляется за счет собственных средств юридических лиц и граждан в соответствии с утвержденными проектами рекультивации земель. В работах [1,2] авторы говорят о существенном вреде окружающей среде, наносимом технологическими растворами, обратными эмульсиями и т.д. Данный факт подтверждает значимость рекультивационных работ на месторождениях.

Содержание работ по рекультивации земель

Техническая рекультивация включает следующие мероприятия: снятие ПСП и перемещение его во временный отвал в границе полосы отвода земли; перемещение ПСП из временного отвала и распределение его на поверхности рекультивируемых участков (после укладки нефтепровода и засыпки траншеи минеральным грунтом); планировку нарушенной территории.

Плодородный слой, снятый на участках долгосрочной аренды, предназначенной для размещения опор ВЛ, КИПов, знаков, ввиду его незначительного объема, допускается равномерно распределить по полосе отвода.

Плодородный слой, снятый на участках площадных сооружений, используется для рекультивации земель и благоустройства площадок.

В связи с коротким сроком хранения снятого почвенно-растительного слоя грунта и при выполнении работ без отступления от проекта изменение качественного состава почвы не произойдет.

Нанесение плодородного слоя почвы необходимо выполнить после окончания работ в теплое время года. Перед обратной засыпкой выполнить рыхление плодородного слоя.

Из временного отвала снятый плодородный грунт перемещается и разравнивается бульдозером. Возвращаемый плодородный слой почвы следует распределить равномерно по всей площади снятия.

В результате принятых проектных решений нарушенный почвенно-растительный слой будет восстановлен.

Оценку результатов работ и их нарушения предлагается [3] оценивать по ключевым признакам, представленным в таблице.

Таблица

Признаки выявления нарушений почвенно-растительного покровов

| Признак | Методика | Пределы изменения признака |
|-------------------------------|--|--|
| Видовой состав растений | Инвентаризация на основе определителей | Количество, шт |
| Обилие видов | Шкала Друде | Семибалльная шкала (от показателя – растения смыкаются наземными частями, до – встречаются в единичном экземпляре) |
| Скученность растений | Шкала Браун-Бланке | Пятибалльная шкала |
| Жизнеспособность растений | Определение степени поврежденности, метод сетки Раменского | Расчет количества квадратов сетки с поврежденными видами растений, измеряется в процентах к общему числу элементов сетки |
| Уровень опасности загрязнения | Определение степени токсичности загрязнения | Определение ПДК в почве и воде |

Состав и нормы высева семян многолетних трав для рекультивации земли подбирается с учетом природно-климатических зон, свойств и степени смытости почв, формы рельефа и климатических условий. Так, для I мелиоративно-производственной группы предпочтительно использование влаголюбивых трав: клевер гибридный – 10 кг; тимофеевка луговая – 7 кг; костер безостый – 9 кг; лисохвост луговой – 9 кг. Для суходольных участков II группы: клевер луговой – 10 кг, овсяница луговая – 15 кг, тимофеевка луговая – 10 кг. Для III группы можно использовать готовую газонную травосмесь «Теневая», состоящую из райграса пастбищного 20 %, овсяницы красной – 50 %, овсяницы овечьей – 30 %, с нормой высева 500 кг/га. [4] Для ускорения процесса естественного восстановления растительности в условиях Крайнего Севера автором рекомендуется создание гривного рельефа путем срезки и перевертывания верхнего слоя грунта. На гривах с обнаженным перевернутым грунтовым субстратом скорее начнет поселяться растительность и будут восстанавливаться ее исходные сообщества. Соли

будут скапливаться в межгрядных понижениях и вместе с осадками выносятся из мест разлива минерализованных вод. [3, 5]

Литература

1. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В. Н. Глуценко. - Москва: Интерконтакт Наука, 2008. - 725 с.: ил., табл.; 24 см.; ISBN 978-5-902063-27-82.
2. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глуценко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче// М.: Недра, 1991. — 224 с. — ISBN: 5-247-00968-1.
3. Разработка методики охраны земель под объектами нефтегазового комплекса с учетом региональных особенностей Крайнего Севера. / И. Н. Кустышева – диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук.
4. [Электронный ресурс] «ХимАгроПром. Минеральные удобрения». Рекультивация земель на нефтяном месторождении после строительно-монтажных работ.
5. URL: <http://himagroprom.ru/vopros/1/17/> - режим доступа (дата обращения: 24.05.19)
6. Рекультивация нарушенных земель под нефтяными объектами [Электронный ресурс] / Кустышева [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе .— 2015 .— №4 .— С. 28-32 .— Режим доступа: <https://rucont.ru/efd/432017> -(дата обращения: 24.05.19)
7. ГОСТ 17.5.1.01-83 «Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения»

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НОВАТЭК

М.А. Хрящев, В.О. Патракеев

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство нефтегазовых эксплуатирующих компаний обладают месторождениями, которые находятся на последней стадии разработки. Согласно расчётам аналитического кредитного рейтингового агентства более 95% всей добычи в 2016 г. было обеспечено благодаря данным месторождениям (Рис. 1) [1].

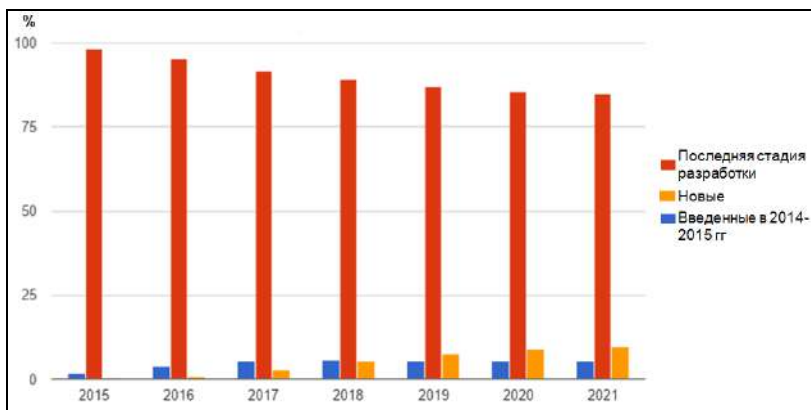


Рис. 1 Прогнозируемая динамика добычи нефти и газа на месторождениях в Российской Федерации различной стадии разработки

разработки, а именно:

Юрхаровское месторождение. Месторождение было открыто в 1970 г. и начало добычи приходится на 2003 г. Является основным добывающим активом ПАО «НОВАТЭК». Доказанные запасы газа составляют 213,5 млрд куб. м, доказанные запасы жидких углеводородов 8,1 млн. т. Спад добычи наблюдается с 2013 по 2017 гг.: природного газа на 20 % (с 37,8 млрд куб. м. в год до 30,5 млрд куб. м. в год), жидких углеводородов на 55 % (с 2,71 млн.т. в год до 1,49 млн.т. в год).

Восточно-Таркосалинское месторождение. Месторождение было открыто в 1971 г. и начало добычи приходится на 1994г. Оно является самым разбурненным месторождением в ПАО «НОВАТЭК». Доказанные запасы газа составляют 102,6 млрд куб. м, доказанные запасы жидких углеводородов 22,1 млн. т. С 2013 по 2017 гг. наблюдается спад добычи природного газа на 32% (с 10,9 млрд куб. м. в год до 7,4 млрд куб. м. в год) и прирост добычи жидких углеводородов на 18 % (с 1,09 млн. т в год до 1,29 млн. т в год).

Ханчейское месторождение. Месторождение было открыто в 1990 г. и начало добычи приходится на 2001 г. Доказанные запасы газа составляют 20,4 млрд куб. м, доказанные запасы жидких углеводородов 1,3 млн. т. Наблюдается спад добычи с 2013 по 2017 гг.: природного газа на 33% (с 3,3 млрд куб. м. в год до 2,2 млрд куб. м. в год), жидких углеводородов на 44 % (с 0,48 млн. т в год до 0,27 млн. т в год).

В связи с тем, что данные месторождения находятся на последней стадии разработки, динамика добычи нефти и газа на них имеет отрицательную тенденцию (Рис.1, Рис.2).

В связи с этим стоит вопрос о стратегии развития деятельности нефтегазовых компаний, которая предполагает продление жизни месторождений посредством технологий, увеличивающих коэффициент нефтегазоотдачи и ввода в эксплуатацию новых месторождений (разведка, приобретение новых лицензионных участков).

В активе ПАО «НОВАТЭК» основная тройка действующих месторождений находится на последней стадии

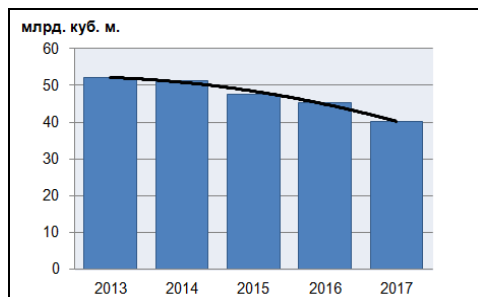


Рис.2 Динамика добычи природного газа с основных месторождений ПАО «НОВАТЭК»

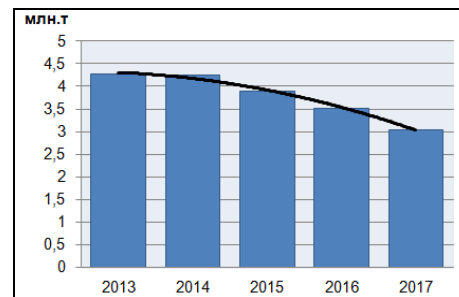


Рис. 3 Динамика добычи жидких углеводородов с основных месторождений ПАО «НОВАТЭК»

Проблемы, связанные с последней стадией разработки месторождений, наиболее ярко проявились в 2016 году, когда вследствие естественного снижения пластового давления в текущих продуктивных горизонтах ведущих месторождений рассматриваемой компании значение прироста добычи газа было отрицательным (-0,3, млрд.куб.м.). В 2017 г. прирост добычи газа остался отрицательным (-4,2 млрд.куб.м.), помимо этого, отрицательное значение составило и для прироста добычи нефти (-0,7 млн.т.) [3]. Данная ситуация характеризовалась снижением цен на акции (на 23% в первом полугодии 2017 г.) и падением чистой прибыли (на 39% за 2017 г.). Убытки компании компенсировал рост цен на нефть, произошедший в 2017 году, что предотвратило падение прибыли более чем на 50%.

В результате кризисных сложностей в 2016 году компания ПАО «НОВАТЭК» предприняла ряд значительных мер по продуктивной работе в 2017 году [4]:

- активное наращивание ресурсной базы для реализации СПГ проектов на полуостровах Ямал и Гыдан: приобретение лицензий на Гыданское, Верхнетуитейское, Западно-Сеяхинское и Штормовое месторождения путём участия в аукционах;

- проведение успешных геологоразведочных работ на Утреннем, Харбейском, Западно-Юрхаровском месторождениях и др. На конец 2017 года, обеспеченность запасами выросла до 29 лет, по сравнению с 24 годами в предыдущем отчетном периоде;

- поддержание уровня добычи в зоне ЕСГ, что является одним из приоритетов компании;

- разработка проекта по строительству завода по производству СПГ, через свое дочернее общество ООО «Арктик СПГ 2» на ресурсной базе Салмановского (Утреннего) месторождения. По предварительным данным, завод будет включать три технологические линии суммарной мощностью около 20 млн тонн СПГ в год;

- запуск производства сжиженного природного газа на заводе «Ямал СПГ» проектной мощностью 5,5 млн. тонн СПГ в год. Погрузка первой партии состоялась 8 декабря 2017 года.

В результате успешного начала производства СПГ на первой очереди завода, в соответствии с графиком и в рамках запланированного бюджета, проект ОАО «Ямал СПГ» стал важнейшей отправной точкой для поставки СПГ на международный рынок. В настоящее время продолжается активное строительство второй и третьей очереди завода, которые планируют свой запуск в 2018 и 2019 годах соответственно.

Одно из немаловажных решений, принятых ПАО «НОВАТЭК» в 2017 году заключалось в разработке проекта строительства четвертой очереди завода СПГ на основе собственных технологий сжижения. Данный проект был реализован специалистами компании и преимущественно с использованием оборудования российского производства. Разработка собственных технологий повлечёт за собой снижение общей стоимости производства СПГ и даст предпосылки стать более независимой компанией на международном рынке.

Исходя из анализа стратегической деятельности ПАО «НОВАТЭК», наблюдается внушительный объём работ по обширному развитию собственной инфраструктуры (от социальных программ в регионе до многомиллионных проектов по развитию Арктики). Компания активным образом стремится увеличить собственные запасы нефти и газа, вкладываясь в геологоразведочные работы и участвуя в аукционах на приобретение новых лицензионных участков. Также, несмотря на санкционное давление с 2014 года, ПАО «НОВАТЭК» осуществляет продуктивную деятельность по привлечению иностранных инвесторов в проекты по разработке сжиженного природного газа [5].

По нашему мнению, в дальнейшем ПАО «НОВАТЭК» стоит обратить особое внимание на развитие двух основных стратегических задач: разработка собственных технологий по сжижению, хранению и транспортировке сжиженного природного газа; повышение эффективности внедрения инновационных технологий увеличения коэффициента нефтегазоотдачи, особенно на поздних стадиях разработки.

Литература

1. Аналитическое кредитное рейтинговое агентство [Электронный ресурс]: офиц. сайт. URL: <https://www.acra-ratings.ru> (дата обращения: 10.12.2018).
2. Финансовый отчёт ПАО «НОВАТЭК» за 2017 год [Электронный ресурс]: офиц. сайт. URL: <http://www.novatek.ru/ru/investors> (дата обращения: 10.12.2018).
3. Финансовый отчёт ПАО «НОВАТЭК» за 2016 год [Электронный ресурс]: офиц. сайт. URL: <http://www.novatek.ru/ru/investors> (дата обращения: 10.12.2018).

4. Финансовый отчет ПАО «НОВАТЭК» за 2018 год [Электронный ресурс]: офиц. сайт. URL: <http://www.novatek.ru/ru/investors> (дата обращения: 10.12.2018).
5. Forebs. Мехилсон и санкции: чем «НОВАТЭК» раздражает США [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.forebs.ru/milliarbery/366225-mihelson-i-sankcii-chem-novatek-razdrzhaet-soedinennye-shtaty> (дата обращения: 10.12.18).

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ КОМПЕТЕНТНОСТНОГО ПОДХОДА ОЦЕНКИ ПЕРСОНАЛА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.В. Худяков, В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Система компетентностной оценки персонала организации исследуется коллективом авторов уже более семи лет, результаты работы и апробация разработанной системы представлены в работах Дмитриев А. Ю., Малышев В. В., Воробьева (Шевелева) Л. В., Худяков Д. В. [1,2,3]. Авторами исследования выработаны следующие элементы системы:

- определены цели эффективной системы оценки персонала организации;
- определена категория – «профессиональные компетенции»;
- реализованы методологические принципы функционирования системы оценки в соответствии с требованиями современного управления персоналом организации;
- разработана модель оценки профессиональной компетенции;
- выработаны и апробированы методы компетентностной оценки персонала на опыте работы ведущих нефтегазовых компаний России.

Основными целями эффективной системы оценки персонала являются следующие:

- воздействие на мотивацию сотрудников через систему обратной связи руководитель – подчиненный;
- планирование профессионального обучения с помощью выявления недостатков в квалификационном уровне сотрудников и разработки мер по их исправлению;
- планирование профессионального развития и карьеры работника путем составления индивидуальных планов развития и карьеры;
- обоснованное принятие решений о вознаграждении, продвижении или увольнении.

Выбор методов оценки персонала для каждой организации является уникальной задачей. На практике для оценки компетентности персонала используются следующие методы: интервьюирование, анкетирование, наблюдение, самоотчет, экспертная оценка, экзамен, тестирование и др.

В основу авторской методики оценки профессиональной компетентности персонала положен метод тестирования, так как он имеет ряд преимуществ: объективность оценки, возможность автоматизировать процедуры оценки, гибкость системы оценки, гибкость (возможность корректировки тестовых заданий), классификация по уровням сложности заданий и др.

Оптимизация системы оценки возможна за счет следующих принципов формирования оценки: универсальность системы оценки; установление стандартов и норм оценки; выбор методов оценки; предмет оценки.

Отдел управления персоналом разрабатывает единую систему оценки для всей организации (или несколько систем для различных категорий: высших руководителей, руководителей среднего звена и специалистов, технических сотрудников и рабочих). За счет этого обеспечивается единообразное понимание и применение этой системы во всех подразделениях.

Для установления стандартов и норм оценки организации необходимо решить, что определяет успех при работе в данной должности, т.е. выделить критические факторы. Для этого используется метод анализа рабочих мест: тщательное исследование выполняемых функций и выделение из них наиболее важных с точки зрения достижения стоящих перед ним целей.

При выборе методов оценки необходимо иметь легкие в использовании, надежные и точно характеризующие критические факторы оценки. Предмет оценки должен соответствовать поставленным задачам и способствовать их достижению.

В основу оценок профессиональной компетентности специалистов положены следующие основные принципы:

- учет наиболее существенных умений и знаний согласно должностным инструкциям специалиста;
- учет наличия разных уровней требований к знаниям и умениям специалистов, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала, выражающихся в индивидуальных значениях;

Главными принципами оценки эффективности системы оценки, на наш взгляд, являются: объективность, гибкость, комплексность, оптимизация, возможность автоматизации процессов оценки компетентности специалистов.

В исследовании использовался следующий понятийный аппарат:

- профессиональная компетенция – совокупность профессиональных знаний и умений, а также способы выполнения профессиональной деятельности;
- спецификация теста – документ, содержащий информацию о целях, задачах, плане и структуре теста, а также основные требования к правилам проведения тестирования, обработке результатов и их интерпретации;
- кодификатор – содержательная структура тестовых заданий – включает контролируемое содержание компетенций, перечень контролируемых элементов и обосновывает необходимость включения того или иного тестового задания в общий блок вопросов.

На этапе создания комплексной оценки профессиональной компетентности специалиста изучалась организационная структура предприятия, были сформированы модель и профиль компетенций с учётом мнения заказчика работ (экспертной группы). В экспертную группу вошли руководители подразделений и служб предприятия.

На основании представленных профилей и моделей формируется общий профиль компетенций сотрудников подразделений, который послужил основой разработки спецификаций, кодификаторов и тестовых заданий по каждой компетенции.

Профиль профессиональных компетенций по каждой должности отражает уровень требований к знаниям и навыкам отдельного специалиста, занимающего ту или иную должность. В данном случае использовалась четырехуровневая система оценки компетентности: начинающий специалист, рабочий уровень, опытный специалист и эксперт.

Кодификаторы фиксируют преемственность между модулями компетенций, профилями компетенций по подразделениям и должностям специалистов и содержанием тестовых заданий. Следовательно, кодификатор отражает содержание тестовых заданий и включает контролируемое содержание компетенций, перечень контролируемых элементов и обосновывает необходимость включения того или иного тестового задания в общий блок вопросов.

Спецификация включает основные характеристики содержания теста для каждого сотрудника: необходимый уровень конкретных знаний и навыков, определенное количество вопросов к структурной единице, балльную оценку пройденного теста и затрачиваемое на выполнение тестового задания время в зависимости от должности.

После экспертизы тестовых заданий, кодификаторов и спецификаций, проведено пробное тестирование специалистов согласно предлагаемым модулям компетенций.

По результатам итогового тестирования персонала создана программа повышения квалификации специалистов компании.

Отметим, что на основе подобных методик в некоторых нефтегазодобывающих компаниях был запущен и отлажен механизм анализа эффективности работы сотрудников с проведением тестирования – как первичного, так и после повышения квалификации.

Итоги данного исследования можно свести к следующему:

- сформирован общий профиль компетенций на основе модели компетенций и структуры бухгалтерских и экономических служб;

- разработаны кодификаторы и спецификации;

- создан банк тестовых заданий, прошедший экспертизу;

- сделан анализ сильных и слабых сторона в подготовке специалистов в целом по компании;

- выработаны рекомендации по совершенствованию программы повышения квалификации специалистов.

Данный алгоритм оценки профессиональной компетентности специалистов успешно апробирован, с целью мотивации личностного и карьерного роста ее сотрудников, в следующих компаниях нефтегазовой отрасли России: Компании, в которых внедрена (или внедряется) и используется данная система: ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром нефть», ООО «Лукойл Западная Сибирь», ОАО «НОВАТЭК», ООО «ТомскНИПИнефть». Система разработана для служб Главного геолога (геология, разработка, добыча, бурение, ремонт скважин); служб Главного инженера (добыча, подготовка продукции, переработка, энергетика, АСУ, механика).

Запущен и отлажен механизм анализа эффективности работы сотрудников, процесс проведения тестирований, как первичного, так и после повышения квалификации, выявлена динамика роста. Система постоянно совершенствуется: разрабатываются новые направления в соответствии с пожеланиями заказчика, применяются новейшие методы оценки персонала и т.д., более того, благодаря системе компетентностной оценки специалистов нефтегазовой отрасли разработаны ряд новых краткосрочных курсов, через которые проходят более 400 сотрудников компаний ежегодно.

В ходе исследования решены следующие задачи:

- изучены с позиции системного подхода вопросы методологии и методов оценки компетентности персонала;

- сделан анализ различных теорий и моделей оценки профессиональной компетентности персонала;

- разработана модель оценки: кодификаторов и спецификаций, матрицы компетенций персонала;

- выработана методика оценки профессиональной компетентности специалистов нефтегазовой компании;

- произведена адаптация системы оценки профессиональной компетентности специалистов службы нефтегазовой компании;

- выполнена апробация системы оценки профессиональной компетентности специалистов нефтегазовой компании с использованием разработанного вышеупомянутой командой авторов программного обеспечения.

Таким образом, полученные результаты исследования в данной области можно рассматривать как новое направление современного системного подхода к компетентностной оценке персонала.

Литература

1. Дмитриев А. Ю., Малышев В. В., Воробьева (Шевелева) Л. В., Худяков Д. В. Качественный отбор, набор и повышение потенциала кадров как фундамент для успеха нефтегазодобывающих компаний. // Горный журнал. - 2012 - №. Специальный выпуск - С. 15-18.

2. Дмитриев А. Ю., Малышев В. В., Воробьева (Шевелева) Л. В., Худяков Д. В. Аспекты оценки технических компетенций специалистов нефтегазодобывающих компаний // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. - 2012, Вып. 14 - С. 101-107.
3. Дмитриев А. Ю. Об оценке компетентности специалистов нефтегазовой компании [Электронный ресурс] = On the evaluation of the competence of oil and gas company specialists / А. Ю. Дмитриев, Д. В. Худяков, В. Б. Романюк // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление: научно-технический журнал / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации; Федеральное агентство по недропользованию. — 2016. — № 3. — [С. 47-54]. — Заглавие с экрана. — Доступ по договору с организацией-держателем ресурса [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://elibrary.ru/item.asp?id=26136421>

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СПОСОБА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.М. Шепелин

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяная и газовая промышленность – базовые отрасли Российской экономики. Стабильность их работы определяет успешность деятельности многих других отраслей промышленности. Неотъемлемой частью добычи и переработки нефти является утилизация попутного нефтяного газа.

Сжигание ПНГ — общепризнанная проблема нефтяной отрасли России. Несмотря на наметившуюся в последние годы позитивную тенденцию снижения объемов сжигаемого ПНГ, текущая экономическая ситуация (низкие цены на нефть и газ, в частности) оказывает негативное влияние на положение дел в этой области. В постсоветский период объем извлечения ПНГ в России начал увеличиваться с середины 1990-х годов. Согласно официальной статистике, объем извлекаемого ПНГ увеличился более чем в три раза — с 25 млрд м³ в 1995 году до свыше 80 млрд м³ в 2016 году.

Представленная ниже диаграмма наглядно демонстрирует характер загрязнения атмосферы исследуемым предприятием на Игольско-Таловом нефтяном месторождении.



Рис. 1 Объемы извлекаемого ПНГ (млрд. м³) в России в 1995 – 2016 гг

Преобладающим веществом в атмосферных выбросах является оксид углерода – вещество 2 категории опасности, согласно перечня загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Его выбросы составляют 65,4% от всех атмосферных выбросов (10,849 т/год). Выбросы метана (2 категория опасности) и сажи (1 категория опасности) в сумме составляют 34,1 % от всех выбросов. Итого 99,5% выбросов приходится только на три компонента: окись углерода, метан, сажа.

На сегодняшний день существует несколько способов решения данной проблемы. В нашем случае будет рассмотрен вариант компримирования свободного давления нефтяного газа низкого давления второй ступени сепарации с помощью вакуумной компрессорной станции УПСВ Таловое и подачи в газопровод на ГТЭС «Игольская» совместно с газом первой ступени сепарации.

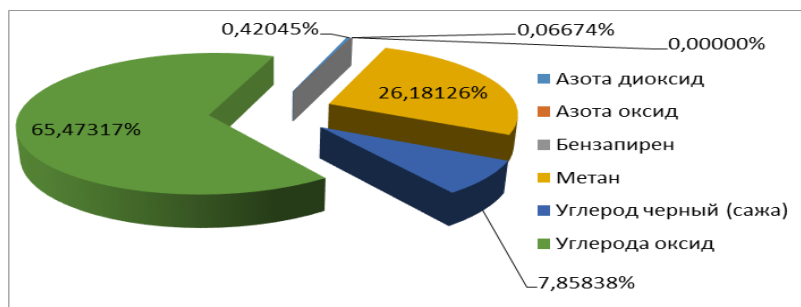


Рис. 2 Процентное соотношение атмосферных выбросов



Рис. 3 Вакуумная компрессорная станция на Игольско-Таловом нефтяном месторождении

В рамках реализации газовой программы возведена инфраструктура сбора низконапорного газа - построена вакуумная компрессорная станция на Игольско-Таловом нефтяном месторождении.

Первая ГТЭС мощностью 24 МВт на Игольско-Таловом месторождении (Каргасокский район) была запущена в эксплуатацию летом 2004 года.

Вторая станция на Игольско-Таловом месторождении мощностью 12 МВт введена в эксплуатацию в 2011 году. Ввод ГТЭС-12 МВт позволил не только довести уровень утилизации попутного нефтяного газа на Игольско-Таловом месторождении до 95%, но и обеспечил потребности месторождений в дополнительных мощностях, восполнив дефицит электроэнергии на сложных участках.

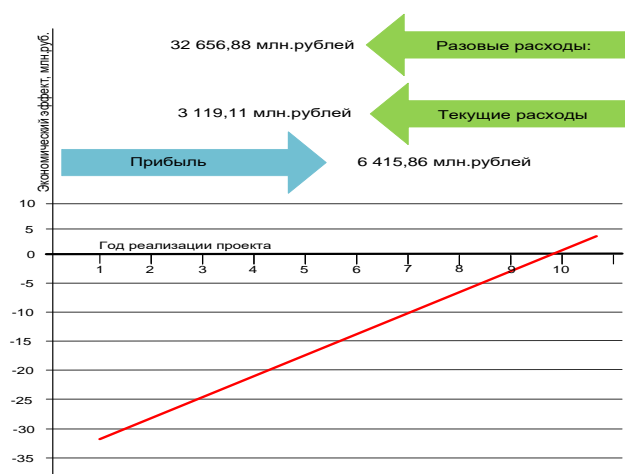


Рис.4 Экономическая эффективность проекта

Таким образом, АО «Томскнефть» ВНК уделяет особое внимание реализации программы использования попутного газа, что позволяет не только получить собственную электроэнергию, но и сохраняет экологическое благополучие регионов. Был проведен экономический расчет эффективности данного мероприятия; на рисунке 5 представлено, что за время реализации проекта разовые расходы составят 32658,88 млн. руб, текущие расходы 3119,11 млн. руб, а прибыль 6415,86 млн. руб, что обуславливает рентабельность проекта. Показатель объемов утилизации ПНГ достиг 95%, обозначенных в качестве цели государством. Это выше среднего по региону, а учитывая, что АО «Томскнефть» ВНК добывает более половины всего попутного газа Томской области, в абсолютных цифрах вклад компании в общий региональный показатель значителен.

Литература

1. Официальный сайт АО «Томскнефть» ВНК [Электронный ресурс]. URL: <https://www.tomskneft.ru/> (дата обращения 08.01.19).
2. Попутный нефтяной газ в России: состояние и перспективы рационального применения [Электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/> (дата обращения 08.01.19).

АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ АЛЬТЕРНАТИВ НА ОСНОВЕ ПОСТРОЕНИЯ СЕГМЕНТНОЙ КАРТЫ

С.Е. Шороховецкий

Научный руководитель - доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Конкурентная карта рынка представляет собой классификацию конкурирующих компаний, представляющих одну конкретную отрасль экономики, по занимаемой ими позиции на рынке. Под конкурентной позицией на рынке понимается совокупность двух экономических характеристик, а именно занимаемая доля рынка (отношение выручки рассматриваемой компании к суммарному обороту в отрасли, выражается в процентах) и темпы прироста рыночной доли компании (средневзвешенное изменение за определенный временной период,

**СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ГОРНОЕ ПРАВО**

выражается в процентах). Данная классификация позволяет выделить ряд стандартных положений конкурентов на рынке, распределяя их по шестнадцати квадратам матрицы [3].

В данной работе рассматриваются крупнейшие нефтегазовые компании-недропользователи России. Для сбора статистических данных и проведения первичного анализа выбираются четыре характерных периода [2,6]. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Статистика крупнейших компаний нефтегазового рынка России

| Наименование организации | 2003 | | 2005 | | | 2015 | | 2017 | | |
|--------------------------|----------------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|----------------------|------------|----------------------|--------------|-----------------|
| | выручка млрд. рублей | доля рынка % | выручка млрд. рублей | доля рынка % | Δ, % доли рынка | выручка млрд. рублей | Доля рынка | выручка млрд. рублей | доля рынка % | Δ, % доли рынка |
| «Газпром» | - | - | - | - | - | 6073 | 33,94 | 6546 | 32,67 | -1,24 |
| «Роснефть» | 98 | 4,64 | 500 | 13,14 | +61,13 | 4120 | 23,02 | 5030 | 25,11 | +3,01 |
| «Лукойл» | 594 | 28,09 | 1309 | 34,40 | +7,46 | 5174 | 28,91 | 5475 | 27,33 | -1,83 |
| «Сургутнефтегаз» | 235 | 11,12 | 446 | 11,72 | +1,80 | 993 | 5,55 | 1156 | 5,77 | +1,32 |
| «Татнефть» | 117 | 5,53 | 170 | 4,47 | -6,43 | 553 | 3,09 | 681 | 3,40 | +3,33 |
| «Башнефть» | 40 | 1,89 | 74 | 1,94 | +0,92 | 564 | 2,83 | 564 | 2,81 | -0,21 |
| «Новатэк» | - | - | - | - | - | 475 | 2,66 | 583 | 2,91 | +3,20 |
| «ЮКОС» | 416 | 19,68 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| «ТНК-ВР» | 320 | 15,14 | 702 | 18,44 | +7,28 | - | - | - | - | - |
| «Сибнефть» | 190 | 8,99 | 413 | 10,85 | +6,91 | - | - | - | - | - |
| «Славнефть» | 104 | 4,92 | 192 | 5,04 | +0,84 | - | - | - | - | - |
| Итого | 2114 | 100 | 3806 | 100 | | 17895 | 100 | 20035 | 100 | |

Количественное выражение по выручке и доля рынка крупнейших нефтегазовых предприятий России показывает четкую дифференциацию, выделяя троих лидеров рынка (ПАО «Газпром», ПАО НК «Роснефть», ПАО «Лукойл»), которые по ключевым показателям значительно опережают остальные компании. Совокупная доля вышеперечисленных компаний на нефтегазовом рынке достигает 85%.

По результатам работы на конец 2017 года изменение доли рынка у всех рассмотренных компаний находится в диапазоне от -1,83 до +3,33%. В целом, на данный момент, нефтегазовый рынок России показывает достаточно высокую стабильность, что говорит о непрерывной работе над стратегией удержания и развития достигнутых позиций. В том числе, так как нефтегазовая отрасль относится к стратегически важным объектам страны, со стороны государства контролируется и рыночная доля ведущих компаний, и ценовые и качественные параметры продукции [4,5].

Для построения матрицы с актуальными границами необходимо их математическое уточнение. Метод расчета границ матрицы конкурентной карты рынка представлен на рисунке 1 [3].

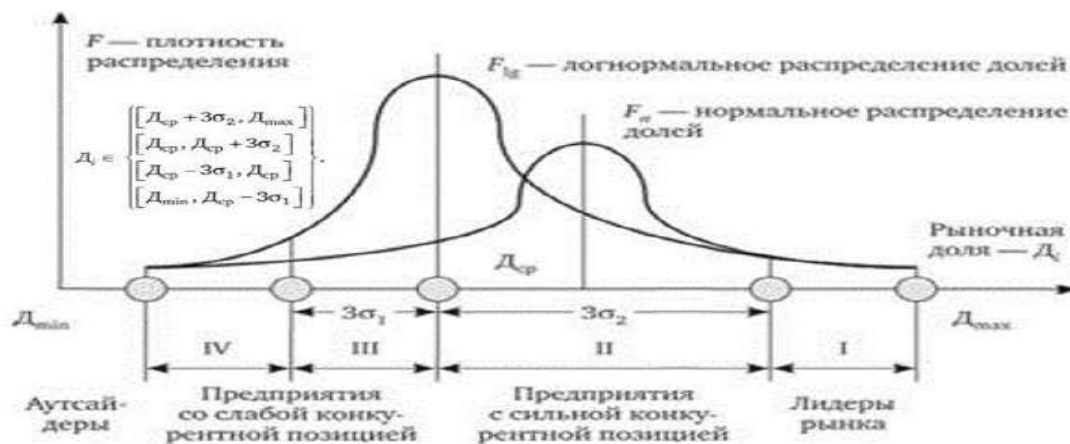


Рис. 1 Методика расчета распределения рыночных долей конкурентов

По результатам анализа статистических данных и проведенных расчетов по уточнению границ матрицы, производится построение матрицы конкурентной карты рынка и распределение рассматриваемых конкурентов по квадратам матрицы (таблица 2).

Матрица конкурентной карты нефтегазового рынка России

| | | Доля рынка, % | | | |
|---------------------------------|--|---|--|--|--|
| Темпы прироста рыночной доли, % | Матрица ККР | Монопольное положение на рынке или группа лидеров рынка (свыше 23,81% на 2017 г.) | Компании с сильной конкурентной позицией (от 14,28 до 23,81% на 2017 г.) | Компании со слабой конкурентной позицией (от 10,68 до 14,28% на 2017 г.) | Аутсайдеры рынка (менее 10,68% на 2017 г.) |
| | Компании быстро улучшающейся конкурентной позицией ($\Delta V > 10\%$) | 1 | 5 | 9 «Роснефть»-05 | 13 |
| | Компании улучшающейся конкурентной позицией ($5\% < \Delta V < 10\%$) | 2 «Лукойл»-05 | 6 «ТНК-ВР»-05 | 10 «Сибнефть»-05 | 14 |
| | Компании ухудшающейся конкурентной позицией ($-5\% < \Delta V < 5\%$) | 3 «Лукойл»-03,15,17 «Роснефть»-17 «Газпром» | 7 «ЮКОС»-03 «ТНК-ВР»-03 «Роснефть»-15 | 11 «Сургутнефтегаз»-03,05 «Татнефть»-03 | 15 «Роснефть»-03 «Сибнефть»-03 «Сургутнефтегаз»-15,17 «Татнефть»-15,17 «Славнефть» «Башнефть» «Новатэк» |
| | Компании быстро ухудшающейся конкурентной позицией ($\Delta V < -5\%$) | 4 | 8 | 12 | 16 «Татнефть»-05 |

В результате построения матрицы и распределения конкурентов по её квадратам, наблюдается одна ключевая особенность конкурентной карты нефтегазового рынка России, которая заключается в том, что основными квадратами присутствия являются 3, 7, 11 и 15 области, характеризующиеся в основном ухудшающимися конкурентными позициями компаний на рынке по темпу прироста рыночной доли.

Только в 2005 году позиции основных лидеров и аутсайдеров нефтегазового рынка России изменились в связи с реорганизацией ОАО «ЮКОС» и перераспределением рынка ресурсов. В частности, ОАО «Роснефть» улучшила свои позиции на рынке, увеличивая долю и попадая в диапазон компаний, владеющих от 5% до 15% рынка, при одновременном приросте рыночной доли до 61,13% (квадрат 9 матрицы). ОАО «Лукойл» также увеличил темпы прироста рыночной доли, переместившись в квадрат 2 матрицы конкурентной карты рынка.

Матрица конкурентной карты нефтегазового рынка рассматривает конкурентные позиции компании на рынке с позицией обладания долей рынка и темпами прироста рыночной доли этой компании, которые в свою очередь зависят как от внешних факторов, так и от внутренних возможностей компании, которые необходимо учитывать при выработке стратегии конкурентного развития. Для перемещения компании в зону сильной конкурентной позиции, в первую очередь, требуется изменение стратегии поведения как конкурента, так и самой компании. С этой целью нефтяные компания проводят программы по оптимизации производства, разработки стратегии по усилению конкурентоспособности компании, в ряде случаев стратегии по слиянию и поглощению [1]. В связи с этим, в дальнейшем будет поставлена задача формирования модели (или метода) повышения конкурентоспособности компании, обеспечивающей последней лидирующее положение на рынке, и повышающей экономическую эффективность нефтегазового комплекса.

Литература

1. Антипова О.В. «Повышение конкурентоспособности предприятия как фактор экономического роста промышленности России. // Диссертация на соискание ученой степени к.э.н. – Москва, 2007. – 54 с.
2. Компании: РБК Quote [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://quote.rbc.ru/> (дата обращения 20.10.2018г).
3. Конкурентная карта рынка: содержание и принципы построения [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://studme.org/43050/ekonomika/konkurentnaya_karta_rynka_soderzhanie_printsipy_postroeniya (дата обращения 25.02.2019г).

4. Мовчан А. «Коротко о главном: российская экономика в XXI веке». 26.04.2016г. Московский Центр Карнеги [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://carnegie.ru/2016/04/26/ru-pub-63431> (дата обращения 20.10.2018г).
5. Федеральный закон от 26.07.2006 N 135-ФЗ "О защите конкуренции" с изменениями, вступившими в силу с 08.01.2019 года (ред 43).
6. 7 самых крупных нефтяных компаний России [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://moneymakerfactory.ru/spravochnik/-neftyanye-kompanii-rossii/> (дата обращения 20.10.2018г).

ПРОДЛЕНИЕ НАЛОГОВОГО МАНЁВРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.А. Шупиков, К.А. Филиппов

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтедобывающая отрасль является одним из основных источников формирования бюджета в Российской Федерации. Нефтяные доходы в основном складываются за счёт налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и доходов от внешнеэкономической деятельности экспортных пошлин на нефть [2].

В России с 2014 года значительные изменения институциональной среды деятельности нефтегазовых компаний заключаются в реализации реформ в сфере налогового и таможенно-тарифного регулирования в нефтяной отрасли, получившей название "большой налоговый манёвр", и включающей в себя:

- повышение ставки НДПИ в части нефти и газового конденсата;
- снижение ставки экспортной пошлины для нефти;
- изменение ставки экспортной пошлины для нефтепродуктов;
- изменение ставки акцизов на нефтепродукты.
- Налоговый маневр имеет 2 основные цели:
- добиться более выгодного экспорта нефти и нефтепродуктов;
- достичь роста цен на нефть для переработки на внутреннем рынке [1].

Рассмотрим налог на добычу полезных ископаемых в отношении нефти. Размеры базовой ставки за период с 2014 по настоящее время приведены в таблице 1.

До большого налогового маневра:

$$\text{НДПИ}_{\text{нефть}} = \text{Базовая ставка} \times K_{\text{Ц}} \times K_{\text{В}} \times K_{\text{З}} \times K_{\text{Д}} \times K_{\text{ДВ}} \quad (1)$$

Большой налоговый маневр:

$$\text{НДПИ}_{\text{нефть}} = \text{Базовая ставка} \times K_{\text{Ц}} - D_{\text{М}} \quad (2)$$

$$D_{\text{М}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{Ц}} \times (1 - K_{\text{В}} \times K_{\text{З}} \times K_{\text{Д}} \times K_{\text{ДВ}} \times K_{\text{КАН}}) - K_{\text{К}} \quad (3)$$

где $K_{\text{Ц}}$ – коэффициент, отражающий изменение мировых цен на нефть;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент, отражающий степень выработанности месторождения;

$K_{\text{З}}$ – коэффициент, отражающий размер запасов;

$K_{\text{Д}}$ – коэффициент, отражающий степень сложности добычи нефти (зависит от проницаемости пласта);

$K_{\text{ДВ}}$ – коэффициент, отражающий степень выработанности залежи;

$K_{\text{К}}$ – повышающий коэффициент, вступивший в силу с 01.01. 2017 г.;

$K_{\text{КАН}}$ – коэффициент, с помощью которого «налоговые каникулы» были перенесены из одного раздела Налогового кодекса РФ в другой [3].

Таблица 1

Параметры налоговой системы в нефтяной отрасли и их изменение в рамках «большого налогового маневра»

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------|------|------|------|------|
| Ставка НДПИ для нефти, руб./т | 493 | 766 | 857 | 919 | 919 |
| $K_{\text{НДПИ}}$ | - | 530 | 559 | 559 | 559 |
| Повышающий коэффициент $K_{\text{К}}$ | - | - | - | 306 | 357 |
| Коэффициент в формуле для расчета экспортных пошлин на нефть | 0,59 | 0,42 | 0,36 | 0,30 | 0,30 |
| Коэффициент в формуле для расчета экспортных пошлин на светлые нефтепродукты | 0,66 | 0,48 | 0,40 | 0,30 | 0,30 |
| Коэффициент в формуле для расчета экспортных пошлин на автомобильный бензин | 0,90 | 0,78 | 0,61 | 0,30 | 0,30 |
| Коэффициент в формуле для расчета экспортных пошлин на темные нефтепродукты | 0,66 | 0,76 | 0,82 | 1,0 | 1,0 |

Система «60-66-90-100» [5], характеризующаяся повышением размера экспортной пошлины на темные нефтепродукты до 100% от пошлины на нефть с 1 января 2015 г. и 100% пошлины на мазут, являлась стимулом для развития мощностей вторичной нефтепереработки. Что показывает рост производства автобензина 5 класса и дизельного топлива на 0,1 млн. т (0,3%) и 1,4 млн.т (2,2%) соответственно.

Повышение цены на нефть и повышение базовой ставки НДС позволили компенсировать уменьшение поступлений в бюджет от таможенных пошлин в рамках «налогового маневра», и привести к росту доходов от нефтедобывающей отрасли.

В настоящий момент экспортная пошлина сырой нефти составляет 30% от ее итоговой стоимости. Начиная с 1 января будущего года, ее планируется постепенно снижать до полной отмены, которая должна случиться в 2024 году. В то же время, на аналогичный процент будет повышаться НДС, причем его рост планируется завершить уже в 2021 году.

Снижение вывозной таможенной пошлины на нефть будет проводиться путем умножения текущей ставки таможенной пошлины на корректирующий коэффициент $K_{КОРР}$ (таблица 2).

Таблица 2

Значения $K_{КОРР}$ для экспортной пошлины до 2024 года

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|------------|-------|-------|------|-------|-------|------|
| $K_{КОРР}$ | 0,833 | 0,667 | 0,5 | 0,333 | 0,167 | 0 |

Таким образом, полное обнуление ставки вывозной таможенной пошлины на нефть запланировано на начало 2024 года. Поскольку ставки вывозных таможенных пошлин на нефть и газовый конденсат равны, то произойдет автоматическое обнуление ставки вывозной пошлины на газовый конденсат. В связи с тем, что ставка вывозной таможенной пошлины на нефть является основой для расчета таможенных пошлин на нефтепродукты, то экспорт произведенных из нефти товаров также не будет облагаться таможенной пошлиной с 2024 г.

В связи со снижением ставки вывозной таможенной пошлины на нефть, с целью компенсации потери доходов государства предусматриваются изменения в налоговом кодексе РФ путем повышения ставки НДС на нефть. Предлагается дополнить текущую формулу расчета ставки НДС на нефть новыми коэффициентами, являющимися по своей сути аналогами вывозной таможенной пошлины на нефть:

$$\text{НДС}_{\text{нефть}} = \text{Базовая ставка} \times K_{Ц} - [K_{\text{НДС}} \times K_{Ц} \times (1 - K_{В} \times K_{З} \times K_{Д} \times K_{ДВ} \times K_{КАН}) - K_{К} - K_{\text{МАН}} \times C_{В}] \quad (4)$$

При этом устанавливаются следующие формулы расчета новых коэффициентов:

$$K_{\text{МАН}} = \text{ЭП} \times P \times K_{КОРР} \quad (5)$$

где ЭП является эквивалентом ставки вывозной таможенной пошлины на нефть в 2018 г;

P – среднее значение курса доллара США к рублю;

$K_{КОРР}$ – коэффициент, равный значению, указанному в таблице 3 на соответствующий год;

Таблица 3

Значения $K_{КОРР}$ для НДС до 2024 года

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|------------|-------|-------|------|-------|-------|------|
| $K_{КОРР}$ | 0,167 | 0,333 | 0,5 | 0,667 | 0,833 | 1 |

Следует отметить, что текущее таможенное законодательство предусматривает право на применение особой (льготной) формулы для экспортной пошлины при добыче нефти с вязкостью в пластовых условиях не менее 10 000 мПа*с. В связи с этим, с целью минимизации влияния увеличения ставки НДС для нефти с указанными физическими характеристиками вводится коэффициент $C_{Вн}$, равный:

- 0,1 – при добыче сверхвязкой нефти, вязкостью 10 000 мПа*с и более (в пластовых условиях);
- 1 – в иных случаях [3].
- Таким образом, большой налоговый маневр уже оказался фактором:
- уменьшения доли нефтегазовых доходов в бюджетной системе Российской Федерации.
- увеличения доли НДС в структуре нефтегазовых доходов.

Задачи по увеличению глубины переработки были большей частью достигнуты.

Литература

1. Зорин И.С., Каницкая Л.В. Итоги большого налогового маневра в нефтегазовом секторе экономики России // *Фундаментальные исследования*. – 2018. – № 8. – С. 59-65;
2. Хомутов И.А. Налогообложение российской нефтяной отрасли: системный подход к реформированию. – М.: Петромаркет, 2016 г. – 82 с.
3. Госдума РФ приняла в 3-м чтении законопроект о завершении налогового маневра в нефтяной отрасли: [Электронный ресурс] // *Neftegaz.RU*, 24.07.2018. URL: <https://neftgaz.ru/news/view/173598-Gosduma-RF-prinyala-v-3-m-chtenii-zakonoproekt-o-zavershenii-nalogovogo-manevra-v-neftyanoi-otrasli/>. (Дата обращения: 14.12.2018).
4. Налогообложение добычи нефти и газа: проблемы и новации: [Электронный ресурс] // Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации. URL: <http://old.fa.ru/dep/cfp/news/Documents/IvanovAI.pdf/>. (Дата обращения: 14.12.2018).
5. Система «60-66-90-100» и сценарии развития нефтепереработки в России [Электронный ресурс] // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, февраль 2013. URL: <http://www.skolkovo.ru/public/ru/research/news-research/item/3257-2013-02-08-15/>. (Дата обращения: 14.12.2018).

**ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО
(ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)**

**THE USE OF MODIFIED DYKSTRA-PARSONS COEFFICIENT TO ALLOW THE INFLUENCE OF
NATURAL FRACTURING IN SIMULATION MODELS FOR THE OPTIMAL DEVELOPMENT
STRATEGY SELECTION**

D.A. Balashov

Scientific advisor - associate professor Chernova O.S.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Since oil production is declining in West-Siberian sedimentary basin what brings the most important contribution to oil production from clastic reservoirs in the Russian Federation. Other oil and gas provinces with prevalent portion of reserves in carbonate reservoirs seem to be attractive. They are Volga-Ural, Timano-Pechora, Precaspian and East-Siberian provinces. Now companies are aimed to develop untouched parts of these provinces what leads to the necessity of detailed estimation of fields with carbonate reservoirs. [1]

The decent modelling of such objects requires the implementation of more complex relationships in models to allow the double-permeability medium, what is labor-intensive. That is why the requirement of simple methods of double-filtering modelling arises when analytical techniques may be valuable. [2]

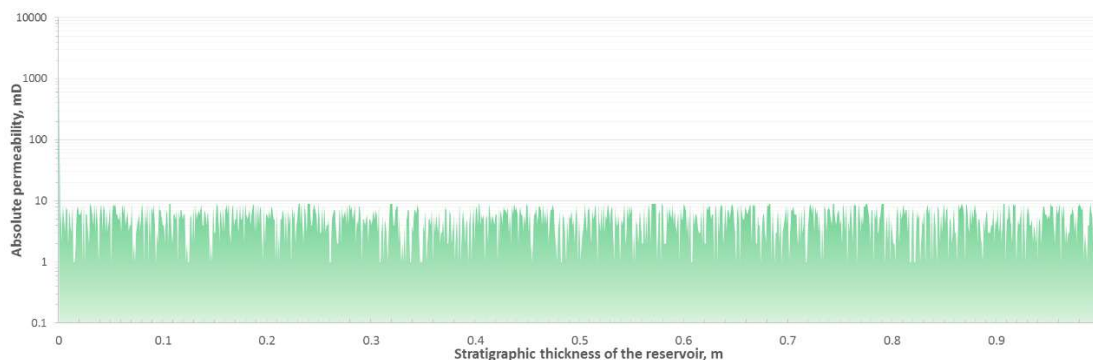
The applicability of modified Dykstra-Parsons coefficient was estimated in the work if it may help to allow the influence of fractures in two-dimensional simulation of a synthetic development element of 5-spot well template.

First, it is necessary to obtain the modified coefficient (Vdp) which may be obtained by calculation on permeability profile with open fractures. Thus, it is necessary to assess the density of natural fractures per thickness unit (Dn). If a real field is analyzed, density may be found from the image log. However, for the synthetic medium used in the work density is equal to 50 fractures per meter with 0.001m fracture opening (δ). The linear velocity of filtration in a fracture may be calculated with the use of Boussinesq equation, which gives the ability to calculate the absolute permeability of a fracture if combined with Darcy's equation:

$$k_f = \frac{\Phi_f \cdot \delta^2}{12} = \frac{Dn \cdot \delta^3}{12} = 4.17 D, \quad \text{where } \Phi_f = 0.05$$

Therefore, permeability profile per meter with and without fractures looks like in the Figure 1.

a) permeability profile of porous medium



b) integral permeability profile with fractures

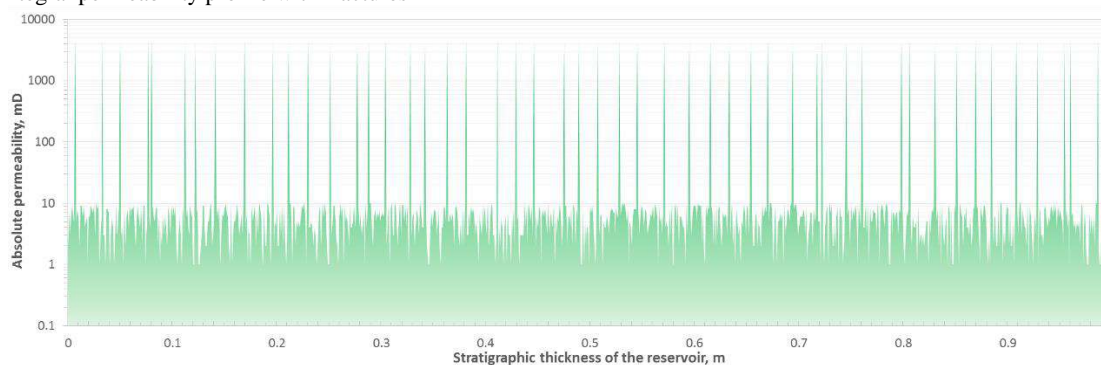


Fig.1 Permeability profile per meter

The permeability profiles are used to obtain the Dykstra-Parsons coefficients as:

$$V_{dp} = \frac{k_{0.5} - k_{0.841}}{k_{0.5}} = 0.6$$

$$V_{dp_M} = \frac{k_{0.5_M} - k_{0.841_M}}{k_{0.5_M}} = 0.667$$

Constructed relative permeability by natural and modified Dykstra-Parsons coefficients normalized by phase permeability is shown in Figure 2. End-points are set as typical for the carbonate oil-wet rock ($Swc = 0.1$, $Sor = 0.15$, $krw' = 1$ and $kwo'=0.9$).

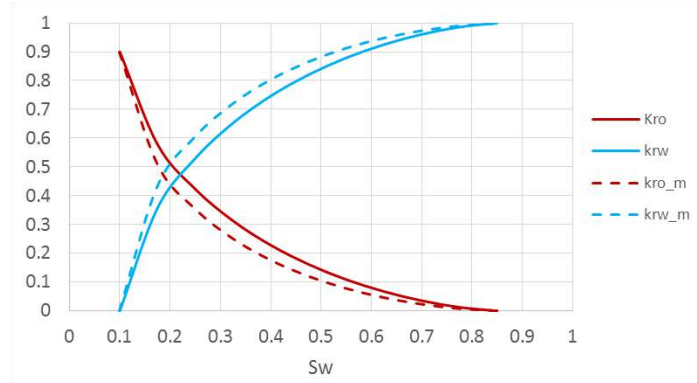
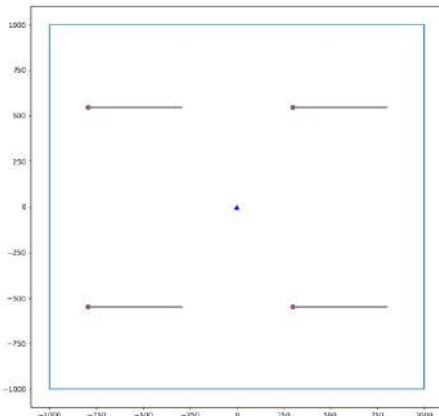
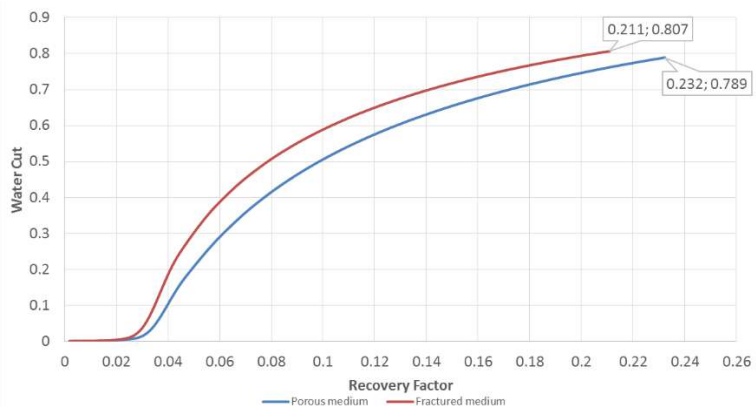


Fig. 2 Relative permeability plot

To compare the results a development element of 5-spot well template with horizontal producers was modeled because carbonate reservoirs are usually characterized by massive structural trap with bottom water aquifers where horizontal wells seem to be actual due to the low required drawdown for water coning reduction. [3]



a) Development element



b) Displacement characteristic

Fig.3 Simulation modeling

The results of simulation with constructed relative permeability are in the Figure 3b. It is obvious that model with modified Dykstra-Parsons coefficient looks more conservative and for the simulation period (25 years) the RF reached the value of 0.211 while it is 0.232 for the conventional model with non-modified relative permeability. Moreover, faster breakthrough from the injector occurs with modified phase permeability what changes the NPV.

Thus, the method may be used in simple models with relatively high uncertainty degree. For example, if probabilities are applied in the calculation. Nevertheless, sufficient assumptions are applied in the method and it should be used with high caution. The best case is to compare the achieved results to real data to understand how applicable it is in the current task.

References

1. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Seventeenth impression -Amsterdam. Elsevier, 1998. -498p.
2. Golf-Racht T.D. Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. - Amsterdam. Elsevier, 1982. -732p.
3. Reiss Louis H., The reservoir engineering aspects of fractured formations. -Paris, 1980. -110p.

DYNAMICS OF PARTICLES ACCUMULATION NEAR TOMSKAYA GRES-2 ACCORDING TO SNOW LAYERS' ANALYSES

V.S. Buchelnikov

Scientific advisors - associate professor Talovskaya A.V., associate professor Matveenko I.A.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Heat- and power-generating facilities are main sources of pollution in cities. Atmospheric emissions consist of dust, gases and vapor, having a negative impact on population's health. Dust and aerosols in combination with other negative factors lead to health hazards.

The aim of research is to evaluate the dynamics of particles' accumulation and their occurrence in snow layers near thermal power-plant "Tomskaya GRES-2".

An environmental monitoring system is characterized by a wide usage of natural accumulators of aerosols, including snow cover, which allows estimating not only natural emissions of aerosols but also anthropogenic ones, including industrial and transport emissions [2, 3, 4]. In spring, when snow melts, water causes toxicants to migrate in different form. According to monitoring research, pollutants' concentration in snow is 2-3 times higher than that in air.

As snow cover composition in towns has a lot of contaminants, it is compared with samples from background area.

The sampling was conducted at the end of winter season, 2016/17. The sampling point is located 700 m to north-east from GRES-2. Snow sampling was carried out by using special tool with sampling step 2 centimeters in depth [37]. This way allows us to estimate the dynamics of particles' accumulation in snow layers, define the forming time of layers and find possible sources of solid particles accumulated in snow. The total number of samples was 35.

The next stage was melting of samples with pH and conductivity measurement. pH is used to define probable air pollution, its value for background areas is 5.6. At the same time, values in samples varied between slightly-acidic to slightly-alkaline, that can be connected with ash, solid particles of fuel and metal oxides.

Snow-cover stratigraphy is a result of layer rotation with different structure, physical and mechanical properties of ice-crust or any other borders. Snow structure is characterized by crystal and pores form, size, orientation and relationship between them.

According to Kuzmin P.P [1], snow is classified into three groups (Table 1.).

Table 1

Snow classification by density

| Snow type | Density before humidity, kg/m ³ |
|-------------------------------------|--|
| Fresh snow | 130-210 |
| Fine and average granular snow | 240-320 |
| Recrystallized coarse granular snow | 390-450 |

Table 2 shows sampling-layers classification of grains, average density, and mass of solid particles deposited in snow, dust load and snow-melting water.

Table 2

Composite snow-samplings

| № | Depth, cm, | Grain type | Average density, g/cm ³ | mass of solid particles deposited in snow, mg | Dust load (Pn), mg/m ² | Volume of melting water, dm ³ |
|------------|------------|------------|------------------------------------|---|-----------------------------------|--|
| GRES 1-7 | 0-14 | fine | 0,15 | 460 | 4732,51 | 1300 |
| GRES 8-11 | 14-22 | fine | 0,22 | 166,1 | 1708,85 | 750 |
| GRES 12-15 | 23-30 | fine | 0,24 | 630 | 6481,48 | 650 |
| GRES 16-19 | 32-38 | average | 0,24 | 70 | 720,16 | 1100 |
| GRES 20-22 | 38-44 | average | 0,28 | 10 | 102,88 | 650 |
| GRES 23-25 | 44-50 | average | 0,33 | 130 | 1337,45 | 1150 |
| GRES 26-28 | 50-58 | average | 0,32 | 40 | 411,52 | 800 |
| GRES 29-32 | 58-66 | course | 0,28 | 160 | 1646,09 | 1060 |
| GRES 33-35 | 66-72 | course | 0,30 | 90 | 925,93 | 1060 |

Snow cover compaction is a very fast process explaining the difference between the layer of fresh snow and the same layer after a few hours.

The higher the air temperature, the faster the snow density increases. The temperature 0...-2 ° C causes the maximum density to amount for 1-1.5 hours. The low temperature delays density increasing, especially temperature lower - 10 ° C [2]

Each snow characteristic depends on its density, but this value is very variable: from 10 to 700 kg/m³. Snow density is a common subject of numerous research works.

Crystals are decomposed into the separate particles. It causes steam condensation on the grains, which size is bigger and their form becomes circle.

Collection and analysis of weather data are based on information from the RP5 website. It is necessary to take temperature, wind vectors, precipitations and altitude of snow cover into consideration. According to this information, snow

accumulation process started on 21 October, 2016. Water equivalent calculation is necessary to explain the forming time for each snow layer (Fig.1).



Fig. 1 Graph of changing snow cover density and water equivalent

Then the analysis of wind conditions was performed to predict probable sources of dust-aerosols in snow layers. Wind condition analyses allow estimating dust-aerosols accumulation by snow cover and have an effect on quantity and quality characteristics of snow pollution. According to wind roses analysis, winter period is characterized by predominance of Southern winds.

New-fallen snow becomes stiffer because of its weight and this process takes place down the gradient layers. Furthermore, snow grains change their structure because of crystal thermodynamic instability and mass-transport. These processes are known as metamorphism due to snowflakes form and changes in size.

Crystals are decomposed into separate particles. It causes steam condensation on the grains, which size is bigger than others and their form becomes circle. These particles form new layers and sugar snow.

Besides, melting and steaming are caused by liquid precipitation and others meteorological factors.

Due to snow cover forming, ice-layer, packed snow, sugar snow and different structured layers can also originate. For a long time, when snow cover is on surface, each layers' characteristic can change. It depends on thermodynamic conditions.

As a result, snow cover is a very active system, as its characteristics - density, structure, physical and mechanical properties undergo permanent changes before the snow-melting process starts [2].

To analyze the mineral composition of snow, solid particles of snow layers were sampled near thermal power plant GRES-2. The samples of solid particle were analyzed by scan electron microscopy. Layer composition was different. Research allows for classification of common particles found in all layers, as specified particles were indicated only in one layer. The first type consists of aluminosilicate microspheres, intermetallic compounds with Ti and Fe and iron oxides. Fine-grained layer is characterized by the following particles: barium sulfide, lead particle with chrome and iron, and zirconium particle. Probably, these particles were accumulated in snow cover within the period from January to February. This period is characterized by the lower temperature and the fact that the power plant had to involve additional boilers, the operation of which can increase emission rate. In middle-grain layer the following specified particles were found: wolframite nanoparticle, which can be an indicator of not only coal combustion at power plant, but also transport emissions. In this layer the other particles were found: zirconium, phosphate of rare elements, and thorium. This type of particles is an indicator of coal combustion, our opinion is based on the other investigations. The least quantity particles were found in course-grained layer, which was formed the first. Specified particles of this layer include iron, lead, copper, and chrome compounds. The next step was comparison of these samples with snow sample from the background station (observatory "Fonovaya").

According to our results, particles' distribution in snow layers is of irregular character. Their chemical composition is different. Technogenic particles consist of groups of aluminosilicates, intermetallic compounds of heavy metals and rare-elements particles. The largest quantity of particles was found in fine-grained snow layer. It can be caused by the operation of power plant or other sources, furthermore, geochemical processes in snow cover also can result in particles' distribution.

Having compared the results with the background samples, we can see stark differences between them. It can be caused by hard technogenic load in Tomsk.

References

1. Kuzmin, P.P., 1957: Physical processes within a snow cover. In *Fizicheskie Svoistva Snezhnogo Pokrova*, Gidrometeoizdat, Leningrad, pp. 11-26.
2. Tentyukov M.P. Device with rectangular section for layer-by-layer snow sampling. *Ice and Snow*. 2014;54(1):81-84. <https://doi.org/10.15356/2076-6734-2014-1-81-84>
3. *The Ecology of Snow and Ice Environments.* / Laybourn-Parry, J; Tranter, M; Hodson, AJ. Oxford University Press, 2012. 179 p.
4. *The Sustainable Role of the Tree in Environmental Protection Technologies.* / E. Baltreinaite, P. Baltrenas, Springer International Publishing, 2016. 366 p.

VISUAL AND PHOTOMETRICAL TRACERS DETECTION OF RED COLOURANT IN OILFIELD WATER

A.A. Dudkina

Scientific advisor- professor Gavrilenko M.A.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Chemical tracers can be used to keep track of drilling fluid distribution and find important applications in a number of fields including groundwater investigation and oil and gas exploration. The inorganic tracers including thiocyanate exhibit the advantages of simple hydrochemical behavior, simple composition, general insensitivity to environmental conditions and higher stability in drilling fluid as compared to organic dyes.

Thiocyanate is often avoided in field studies as its detection generally requires more complicated and off-site chemical analysis that may be impractical for field studies. Thiocyanate is an important tracer for oil reservoir monitoring, so its anion should be detected at any level. Colorimetric analysis with spectrophotometric detection is a simple, rapid and highly reproducible technique. The design of simple optical analytical systems represents an exciting area of research where everyday information technology and communication devices play an important role [4, 5]. The possibility of developing transparent polymer-based analytical devices has been recently demonstrated [2] and received an increasing attention as a method offering great opportunities for a wide variety of analytical applications.

However, its sensitivity is often insufficient to determine a target substance in real samples without the use of solid-phase extraction [1, 6]. One of them, transparent polymethacrylate polymer (TPP) consists of polymethacrylate (PMA) as a base polymer and polyethylene glycol (PEG) as a modifier with hydrophilic chains. Solid phase extraction of target substances using TPP can be achieved on the basis of almost the same mechanism as for the corresponding liquid-liquid extraction systems. Properties of TPP are easy to adjust for extraction of target substances by altering components of TPP. The TPP shaped as a flat sheet is used because it is a block polymerization product. Combined PMA and PEG matrices with polymethacrylate backbone and hydrophilic PEG chains have been synthesized and applied for manufacture of transparent color sensors. Solid-phase extraction using TPP has been used for determination of metal ions and organic substances [2, 3].

The proposed method is based on implementation of a well-known complexation reaction between thiocyanate CNS^- and Fe^{3+} with formation of the red color complex in the TPP plate under acidic conditions. The sensor turns red because of the formation of $\text{Fe}(\text{CNS})_n$ complex. The color change is proportional to the concentration of thiocyanate in the solution (Fig. 1, 2).

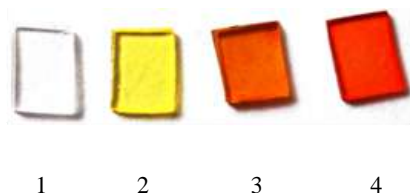


Fig 1. Scanned images of TPP: 1 – initial TPP with immobilized Fe^{3+} ; TPP with immobilized Fe^{3+} after contact with $4 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ (2), $20 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ (3) and $30 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ (4) thiocyanate solutions

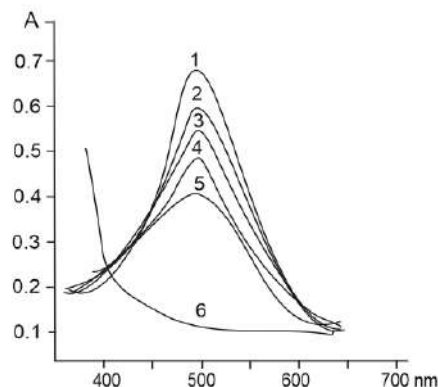


Fig. 2. Absorption spectra of Fe^{3+} immobilized into the TPP after reaction with various concentration of thiocyanate: 1 – $30 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$; 2 – $20 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$; 3 – $10 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$; 4 – $4 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$; 5 – $1 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$; 6 – $0 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$

TPP is a specially created material containing functional groups, which make it possible to extract a substance to be determined. The TPP plates were obtained through radical block polymerization (Agca et al., 1990). A colorimetric sensor is a plate sized $6.0 \times 8.0 \text{ mm}$ and weighs about 0.05 g . It is based on the polymethacrylate matrix containing immobilized Fe^{3+} . Immobilization of Fe^{3+} into TPP was performed through its sorption from 0.01 M water solution of $\text{Fe}(\text{NO}_3)_3$ during 2 minutes. As a result, we obtained a colorless sensing element for determination of thiocyanate. We used the blank TPP as a reference standard when measuring optical qualities of the TPP containing immobilized reagent after contact with the analyte solution.

One plate of TPP with immobilized Fe^{3+} was placed into a 250-ml flask containing 50 mL of pH 3.2 thiocyanate and citrated buffer solution and stirred for 15 minutes in a vibromixer, then removed and dried with filter paper. Optical density was measured in the maximum absorption of the $\text{Fe}(\text{III})$ -thiocyanate complex into the body of TPP at 490 nm.

In order to determine thiocyanate, we poured aliquots of oilfield water into 50-mL flasks, then added 10.0 mL of $0.1 \text{ mol}\cdot\text{L}^{-1}$ nitric acid changing the acidity to 3.2 pH and 1.0 mL of thiocyanate solution with accurate concentration, then diluted the mixture with distilled water to the mark. Next, the solutions were transferred to conical flasks, the PMM plates were plunged into these samples and the contents of the flasks were mixed using a vibratory mechanical agitator for 15

minutes, then the plates were taken out, dried between sheets of filter paper, and the absorption was measured at 490 nm. Thiocyanate concentration was determined according to the calibration dependence constructed in similar conditions in the concentration range of 0.5 to 30.0 mg·L⁻¹.

The linear concentration range was established between 0.8 and 30 mg·L⁻¹, with a regression coefficient of 0.9995 (Table 1). Color intensity of TPP is proportional to the target analyte concentration. The observations show that the color intensity is evenly distributed along the detection area. The detection limit of 0.3 mg·L⁻¹ was calculated at a signal-to-noise ratio 3 under optimal conditions.

Table 1

Parameters of the analytical characteristics of the thiocyanate determination

| Detection method | Linear range, mg·L ⁻¹ | Уравнение регрессии | LOD, mg·L ⁻¹ |
|--|----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------|
| Visual with TPP | 6,0-20,0 | | 6,0 |
| Spectrophotometry with TPP | 0,8-30,0 | A=0,04565C + 0.06457 (R=0,99970) | 0,3 |
| Spectrophotometry with Fe ³⁺ solution | 2,0-40,0 | A=0,14234C + 0.07346 (R=0,99904) | 0,5 |

TPP completely extracts Fe³⁺ ions from the solution volume of 50 ml at a concentration below 0.002 M. The equilibrium is established in 10 minutes when the metal ion concentration is above 0.002 M. The extraction of metal ions into TPP is irreversible. This is probably due to donor-acceptor interactions between *d*-orbitals of Fe³⁺ and unshared pairs of electrons in the oxygen atoms. This creates some problems; for example, TPP can not be used for analytical methods involving target substance desorption.

The developed transparent polymer-based device was used for detection of thiocyanate in oilfield water. Accuracy of the methodology was validated using the standard addition method. Reproducibility was evaluated by repeating the proposed approach 6 times for each sample. Recovery of CNS⁻ in two samples of water with different concentrations based on the average of replicate measurements are illustrated in Table 2; the obtained results show that the proposed method is suitable for determination of CNS⁻ in such samples for the entire range of studied concentrations.

Table 2

Spectrophotometric determination of thiocyanate in oilfield water samples

| CNS ⁻ added, mg·L ⁻¹ | with TPP | with Fe ³⁺ solution |
|---|--|--------------------------------|
| | CNS ⁻ found± SD, mg·L ⁻¹ | |
| Oilfield water (July), Oilfield Festivalnoye | | |
| 0 | 2.1±0.2 | 2.0±0.2 |
| 2 | 4.3±0.4 | 4.1±0.3 |
| 4 | 5.7±0.5 | 5.7±0.5 |
| 8 | 10.1±1.1 | 10.7±1.2 |
| 12 | 14.2±1.5 | 14.4±1.4 |
| Oilfield water (August), Oilfield Snezhnoye | | |
| 0 | 3.1±0.3 | 3.2±0.3 |
| 2 | 5.1±0.5 | 5.5±0.6 |
| 4 | 7.2±0.8 | 6.9±0.8 |
| 8 | 11.3±1.2 | 11.9±1.3 |
| 12 | 15.5±1.6 | 14.2±1.5 |

In order to assess the method's accuracy, relative deviations between the expected and the obtained concentrations were calculated after spiking the sample with CNS⁻. The spectrophotometric determination of CNS⁻ with Fe³⁺ solution is recognized as a reference method for measuring thiocyanate in oilfield water and should always be seen as a backup method to any alternative method. The colorimetric sensor we developed is a convenient, practical and simple device for monitoring thiocyanate. Solid phase extraction of CNS⁻ into TPP can be completed and transported without concern for sample stability.

References

1. Al-Saidi, H.M., Al-Harbi, S.A., Aljuhani, E.H., El-Shahawi M.S., 2016. Headspace sorptive solid phase microextraction (HS-SPME) combined with a spectrophotometry system: A simple glass devise for extraction and simultaneous determination of cyanide and thiocyanate in environmental and biological samples. *Talanta*. 159, 137–142.
2. Gavrilenko, M.A., Gavrilenko, N.A., 2015. Fluorobenzene acids solid phase extraction for chromatographic analysis of oil tracer agents. *Mend. Comm.* 25, 159–160.
3. Gavrilenko, N.A., Volgina, T.N., Gavrilenko, M.A., 2017. Colorimetric sensor for determination of thiocyanate in fossil and drill waters. *Mend. Comm.* 27, 529-530.
4. McDonagh, C., Burke, C.S., MacCraith, B.D., 2008. Optical Chemical Sensors. *Chem. Rev.* 108,400–422.
5. Narayanaswamy, R., Wolfbeis, O.S., 2004. Optical sensors. Industrial, Environmental and Diagnostic applications. Springer, Heidelberg.
6. Zaitsev, V.N., Zui, M.F., 2014. Preconcentration by solid-phase microextraction. *J. Anal. Chem.* 69, 715–727.

CHEMICAL PROPERTIES OF CAFFEINE AND ITS USE IN COSTIC INDUSTRY

M.Y. Egorenko, I.K. Zabrodina

Scientific adviser - associate professor Zabrodina I.K.

National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

We all know that caffeine has abducted our minds. It is the widely spreading psychoactive drug. This is found approximately in the 60 known species of plants native to Africa, East Asia and South America like coffee beans. Coffee was consumed in Arabia in the 13th century and was adopted to Europe in the early 17th century. It lixiviates (synthesis) from tea's second running, coffee seeds. This can be synthesized from in industry uric acid, xanthine.

As we know drinks, cosmetics and medicines are the most useful legal substances for using caffeine nowadays. Caffeine is a central nervous system (CNS) stimulant of the methylxanthine class. It is a bitter, white crystalline purine, a methylxanthine alkaloid, and is chemically related to the adenine and guanine bases of deoxyribonucleic acid (DNA) and ribonucleic acid (RNA) [3]. Today caffeine can be named: Guanine; Methyltheobromine; 1,3,7-Trimethylxanthine; Theine [6]. These are neologisms [1, 2].

Purpose of the study is chemicals characteristics of caffeine

Research objective is to know characteristics of caffeine, analyse research tracking processes in human body and its use in cosmetic industry

Object of study is caffeine.

Methyltheobromine may affect physiologically and psychologically on a human organism. The physiological effect is a stimulation of the CNS, the cardiovascular system (CVS) and organs of digestion. Its effects last from 1 hour till 3–4 hours. Caffeine is rapidly absorbed from the gastrointestinal organs and then is metabolised by demethylation and oxidation in the liver. Further, processes begin such as lipolysis, toning vessels, fastening cell membranes and fusion lipids. Lipolysis breaks down fat cells and promote weight loss. Toning vessels improves tonification of blood vessels which leads to increase in microcirculation. Fastening cell membranes retains moisture in the upper layers of the skin, but can also remove excess fluid, which helps to reduce swelling. Fusion lipids enhances the synthesis of lipids and cholesterolins that protect skin. Also, Guanine blocks adenosine A1 and A2 receptors. These are present in all brain parts, particularly in the hippocampus, cerebral cortex, cerebellar cortex and thalamus. The psychological effect of this group of chemicals increases alertness, reduces fatigue and can elevate mood. Normal consumption improves execution on tasks that require alertness, such as simulated driving tasks [5].

We must admit that human skin react as if we drink it. This is meant that processes will be the same independently no matter if caffeine came from organs of digestion or creamed on our skin. The factor means we can recover guanine in cosmetic or pharmacy industry. We assume that you as costumer all see a lot of cosmetics products containing caffeine. These extracts are in high use in many kinds of cosmetics. As we mentioned before guanine speeds up metabolism, contributes to the removal of deposits of toxins from the organism, reduces puffy eyes, improves the microcirculation, enhances anti-cellite properties, begins lipolysis and releases the excess of fat. It is generally agreed today that caffeine has a great number of using in cosmetic or pharmacological industry and chemical properties explain why it best-selling these days [4]. In near future we want to research effects of caffeine more closely. Our aim will be exploration smell of caffeine in cosmetic product, how to regulate concertation of it to escalate a circle of customers: to reduce smell for people who displeas it and to increase for people who appeal it.

References

1. Алехина Ю.Д., Забродина И.К. Заимствования в современном английском языке (на материале газетных статей сферы природопользования) // Сборник материалов XIV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 13-15.
2. Забродина И.К., Яковлева Е.А., Никифоров В.П., Демина А.В. Мотивированность терминов современного английского языка (на материале газетных статей сферы природопользования) // сборник материалов 4-й международной науч.-практ. конф.- М., 2014. – С. 95-96.
3. Anthony P. Winston, Elizabeth Hardwick and Neema Jaber. - Neuropsychiatric effects of caffeine. - 02.01.2018 // <https://ezproxy.ha.tpu.ru:4870/core/journals/advances-in-psychiatric-treatment/article/neuropsychiatric-effects-of-caffeine/7C884B2106D772F02DA114C1B75D4EBF/core-reader>
4. Caffeine. – Wikipedia//<https://en.wikipedia.org/wiki/Caffeine>
5. Herman A.P.. Caffeine's Mechanisms of Action and Its Cosmetic Use . - April 3,2012 .- P, 13.
6. Multitran dictionary [Electronic resource] // URL: <http://www.multitran.ru/> (date of the application: 16.01.2019).

ORGANIC ACIDS SOLID PHASE EXTRACTION AS OIL TRACER AGENTS

Ya.Ermolaev¹, A.A. Dudkina¹, M.A. Gavrilenko²

Scientific adviser - professor Gavrilenko M.A.

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia,

²Siberian State Medical University, Tomsk, Russia

During the past years free organic acids (FOA) have become the main substance for the oil tracer monitoring. FOA are characterized by their poor biodegradability, traditional processing methods such as flocculation, chemical oxidation, and membrane separation are not suitable. Nevertheless, adsorption is shown to be potentially powerful because of its imaginable opportunity to design the chemical composition of the adsorbent surface. During oil field monitoring it is necessary to control organic acids content at level no less than half of maximum allowable concentration (MAC), i.e. $5 \cdot 10^{-3}$ mg/l. In almost any analysis method determining low concentration of analyte requires preconcentration, more often carried out by solid phase or liquid extraction. Within separation and concentration methods the solid phase extraction is widely applied because of its relative simplicity, usage of minimal organic solvent and high concentration factors. The study focuses on testing chelate containing sorbent on metal phthalocyanines for organic acids solid phase extraction from water solutions and on improving organic acids pretreatment when analyzing water samples.

Chelate containing sorbents were synthesized from phthalic anhydride urea, silica gel (Silipor 075) with bonded metal chloride [1, 2] and ammonium molybdate after heated up agitating at 2 °C/min up to 180°C into a reactor and after that held in isothermal conditions for 6 hours. Infrared spectroscopy on SPEKORD-75JR and thermal analysis on derivatograph Q-1500D were used to examine synthesis products.

Concentrating was carried out on 70 mm length and 4 mm in diameter steel for-column containing 0.7 g of Silipor 075 sorbent with chelate complex adsorption layer or equivalent amount of 0.8 g Oasis HLB sorbent.

Calculation of bonded metal atoms from wash solutions polarography data showed that as a result of chemical bonding there were $(2.6 \div 3.0) \cdot 10^{21}$ metal atoms, which corresponds to scientific data on four hydroxyl groups for each Silipor surface nm². Derivatographic method also determined the amount of metal phthalocyanines formed after chemical bonding. There was high thermal stability of the complex bonded noticed, i.e. destruction begins at temperatures higher than 330 °C. Polymeric sorbent Oasis HLB (Waters) is N-vinylpyrrolidone and divinylbenzene copolymer and at the same time has hydrophilic and hydrophobic properties, combined inverted-phase and anion-exchange functions for solid phase extraction from water solution.

Usage of various metal phthalocyanines as modifying components changes initial sorbent acid-base properties. There were kinetic curves of metal phthalocyanines obtained to understand the influence of modifying additive on sorbent acid-base properties. Modified surface acid-base nature has most influence in organic acids sorption. Analysis of $\Delta pH_{10} = pH_{10} - pH_0$ values shows that there are Lewis acid sites on sorbents surface. pH values for CuPhC samples vary from 7.8 to 8.2, which is not significantly different from initial sorbent pH. At the same time Ni(II) and Co(II) phthalocyanines insertion changes pH value by more than 1.5 units. ZnPhC modified surface shows acid properties dominance.

The sorption concentrating was carried out with chelate containing sorbents in comparison with standard Oasis HLB polymeric sorbent and liquid extraction, which is usually used for similar pretreatment (Tables 1, 2).

Table 1

Results of FOA HPLC determination with varying concentration methods

| Acids | Inserted, µg/l | Identified, µg/l | | | |
|-----------|----------------|------------------|-----------|----------|----------|
| | | LE | Oasis HLB | ZnPhC | NiPhC |
| 3-Organic | 1.5 | 1,2±0,2 | 1,5±0,1 | 1,3±0,2 | 1,5±0,1 |
| 4-Organic | | 1,3±0,2 | 1,5±0,1 | 1,4±0,2 | 1,5±0,1 |
| 3-Organic | 20.0 | 18.0±2.0 | 20.0±1 | 18.0±3.0 | 20.0±1.0 |
| 4-Organic | | 20.0±2.0 | 20.0±1.0 | 18.0±2.0 | 20.0±1.0 |
| 3-Organic | 60.0 | 61.0±5.0 | 60.0±3.0 | 56.0±5.0 | 60.0±2.0 |
| 4-Organic | | 63.0±5.0 | 60.0±3.0 | 55.0±6.0 | 60.0±2.0 |

Table 2

FOA extraction ratio, %

| Acids | LPE | Oasis HLB | ZnPhC | NiPhC |
|-----------|------|-----------|-------|-------|
| 3-Organic | 74±2 | 81±3 | 79±3 | 84±4 |
| 4-Organic | 69±2 | 77±2 | 76±3 | 81±4 |

Chelate containing sorbents allow sorbing organic acids more effectively than Oasis HLB, because of specific intermolecular interactions of electron-donor oxygen atoms in sorbates functional groups and metal acceptor ions in chelates. Organic acids, prone to donor-acceptor interaction as electron pair donor, retain more strongly in chelate complexes than on Oasis HLB electron-donor surface because they form associate with electron-deficient part of metal complex.

Sorbent with Cu phthalocyanine shows selectivity towards FOA, which is due to sorption through selective complexation of electron-deficient chelate parts in adsorbed layer with nucleophilic substances. It is the most efficient variant

to use this sorbent for organic acids preconcentration from water solutions with following HPLC determination because it displays stability under water vapour influence.

Zn phthalocyanines sorbs FOA less effectively compared to Ni phthalocyanines, which is due to partial destruction of a bond with the complex surface during methanol desorption. In eluting mix through sorbent containing Zn phthalocyanine, the latter shatters, and the longer the process, the less it is possible to model analysis results.

Minimal FOA concentration, which can be determined in model solution at standard concentrating procedure, is 3×10^{-5} mg/l. It is possible to use metal phthalocyanines as sorbents during organic acids extraction from water solutions. HPLC methods with preconcentration are proposed to evaluate organic acids by means of solid-phase extraction on a sorbent with a surface layer of Cu phthalocyanines with extraction effectiveness of 78 %.

References

1. Gavrilenko M.A., Gavrilenko N.A. Mendeleev Communication, 2006, 2, 117.
2. Gavrilenko M.A., Slizhov Yu. G. Mendeleev Communication, 2005, 4, 261.

WATER CONTROL TECHNOLOGY FOR PRODUCTION WELLS

F.A. Gasanov

Scientific adviser - assistant professor Vershkova E.M.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Unwanted water production is a major challenge for oil and gas wells. Problems arise when water production exceeds the economic level (water/oil ratio). In this case, oil production is almost unprofitable [3]. Produced water can be divided into two types. The first type includes water coming from injection wells or active aquifers that contribute to oil displacement from a reservoir. The second type includes water coming to a well and produced without oil or with oil output insufficient to cover water disposal costs. Water of the second type can occur in a particular well for a variety of causes. Table 1 shows a simplified classification of problems, although they may occur in more combinations in practice [2].

Table 1

Classification of Problems Associated with Excess Water Inflows

| Problem | Cause: | Solutions for wells | |
|---|--|---|---|
| | | Vertical | Horizontal |
| 1. Leaks of casing, tubing or packer | - aging wells - technological reasons - corrosion | - use of insulating fluids, plugs, cement bridges, and packers - use of casing patches | |
| 2. Leakage behind casing | - low-quality cement sheath - voids in casing annulus | - use of insulating plugging fluids | |
| 3. Oil-water contact (OWC) movement | - very low vertical permeability | - plugging lower perforation holes using mechanical systems | - horizontal sidetracking |
| 4. Watered interval without flows between layers | - a highly permeable interval, bounded by aquitards from above and below | - using inelastic insulating fluids or mechanical insulators | - this problem does not affect horizontal wells drilled only to a producing reservoir |
| 5. Fractures or faults between injection and production wells | - fractured or porous-fractured reservoirs, branched fracture networks | - injection of gels - water shut-off (the best solution to this problem) | |

This problem is typical for oil and gas fields at late development stages. It leads to loss of productivity, higher cost of oil and increased well water-cut. One of the ways to solve this problem is to conduct water shut-off treatment in oil and gas wells by injecting chemicals that can be filtered into a porous medium and plug pathways of unwanted water into the well [2].

There are a lot of chemicals that can be used for water shut-off treatment, but the final choice depends on the cause of water production, a place from which water comes, and petrophysical parameters of a producing reservoir. However, most water shut-off materials were found to be ineffective in field tests.

Chemical water shut-off must provide the following results:

- injected chemicals must completely fill water pathways;
- the chemicals must create a water barrier that ensures sufficient resistance in subsequent well operations without being destroyed under current depression conditions;
- water shut-off treatment must not deteriorate flow properties of the oil-saturated portion of the reservoir;

In this case, chemicals and solutions must:

- be chemically inert to rocks and pipe metal;
- be cheap and commercially available;
- guarantee not only high efficiency of shut-off treatment, but also safety at work;
- comply with applicable environmental requirements;

- have an optimal viscosity for penetration into low-permeability rocks;
- be suitable for any season and easy to use.

Two gelling agents used in the oil industry for water control were chosen for this study: monomeric compounds, polyacrylamides, and biopolymers.

Monomers (acrylamide, styrene diphenylmethane, polyamides 6 and 6.6, adhesives, and impregnation resins) can easily penetrate the pores of the reservoir due to its low yield strength. It has been found that the overall behavior of the water barrier created by the monomer is very similar to the behavior of polyacrylamide, but the former one is associated with a lower containment pressure. However, they are excellent candidates for gels, since they penetrate deep into the reservoir and block pathways of water.

Effective crosslinkers for polyacrylamide (PHPA) are trivalent metal ions, such as aluminum (Al^{+3}) and chromium (Cr^{+3}). These crosslinking agents can be simple inorganic ions in a solution or soluble chemical complexes [4].

The key value of biopolymers is determined by their ability to dramatically change rheological properties of aqueous systems (increasing viscosity, gelation) even at low concentrations. Compared to the water-soluble synthetic polymers traditionally used in oil production, biopolymers have a number of significant advantages, including those that allow them to be used in very severe environments where synthetic polymers are inefficient.

It should also be taken into account that most chemicals are used in various combinations, rather than in pure form.

For successful and high-quality introduction of gelling agents, self-selective water shut-off in production wells is proposed [3]. This technology is based on a consistent three-step chemical treatment.

The first step is protecting oil reservoirs with microfiber particles — a viscous solution that creates an impermeable filter cake in areas with low permeability for oil reservoirs, but keeps fractures open to ensure the penetration of the polymer gel. Required fluid properties: the particle size of fibrous materials should be carefully chosen so that it is small enough and freely penetrates through fractures, but large enough to form an external filter cake. The second step is injecting the gelling agent: it should be injected immediately after the first step, under a pressure less than the fracture pressure. The gel will penetrate and plug only fractures, since low-permeable rocks are already protected with the impermeable filter cake of the first fluid. At the final step, after the gel has solidified, the generating filters and gelling polymers should be removed from the wellbore in order to restore the oil flow and well productivity. All operations are performed under high pressure and temperature [1].

Thus, the water control technology with water shut-off materials significantly restrict pathways of unwanted water into the production well, thereby reducing water production, as well as water treatment and disposal costs.

References

1. Ghosh B., Bemani A.S., Wahaibi Y.M., Hadrami H., Fathi H. Boukadi. Development of a novel chemical water shut-off method for fractured reservoirs: Laboratory development and verification through core flow experiments // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – October 2012. – C.176 – 184.
2. Koilybayev B. N., Strekov A. S., Bissebayeva K. T., Mammadov P. Z., Akhmetov D. A., Kirisenko O. G. Decision-Making on Restriction of Water Inflows into Oil Wells in Dependence on the Type of Initial Information // 13-я Международная конференция по теории и применению нечетких систем и вычислений - ICAFS-2018. – 2018. – глава 113. – С. 859 – 864.
3. Rabiei M., Gupta R. Intelligent knowledge management for identifying excess water production in oil wells // *Petroleum and Mineral Resources*. – Australia, 2012. – C. 175 – 182.
4. Saavedra N, Mamorra D. Water shutoff in horizontal wells using gel technology // *C.T.F Cienc. Tecnol. Futuro vol.1 no.3*. – Bucaramanga, 2000.

GEOCHEMICAL AND MINERALOGICAL FEATURES OF INTRUSIVE ROCKS, EL SELA AREA, EGYPT

Mohamed M. Ghoneim^{1,2}, E.G. Panova¹, Ahmed E. Abdel Gawad²

Scientific advisor - professor Panova E.G

¹*Saint Petersburg State University, Saint Petersburg, Russia,*

²*Nuclear Materials Authority, Cairo, Egypt*

The intrusive rocks encompasses two-mica granite, microgranite, dolerite and bostonite were investigated in El Sela area. The XRF, ICP-MS, scanning electron microscope and electron microprobe microanalyses are the different techniques used to identify the geochemical and mineralogical features of El Sela intrusive rocks. Geochemically, Al_2O_3 , TiO_2 , MgO , MnO , CaO , P_2O_5 , Fe_2O_3 , Ni , Sr and Y have a marked decreasing trend with increasing SiO_2 . The four groups are enriched in large ion lithophile elements (LILE; especially Ba and Rb), whereas dolerite and bostonite are enriched in high field strength elements (HFSE; especially Y and Zr). They have developed with alkali feldspar fractionation trend but dolerite developed in straddle zone between pyroxene and biotite trend. They exhibit Calc-alkaline affinity except dolerite belongs to tholeiitic one. These rocks fall in meta- and/or peraluminous characteristics whereas bostonite fall in peralkaline magma. The studied granites fall in syn-collision volcanic-arc granites whereas dolerite and bostonite were emplaced in within-plate regime under extensional anorogenic environment. REEs concentrations are enriched in LREEs in the studied intrusive rocks relative to heavy ones with higher values in post-granitic dikes. They have a marked negative Eu anomaly but the microgranite samples show no sign of Eu anomaly. The two-mica granite contains high Th-contents whereas microgranite has the highest U-contents. Th has a marked positive correlation with Zr rather than U. Both U and Th have a negative

correlation with Ce and Y in intrusive rocks except microgranite indicates that monazite, bastnäsite, apatite and xenotime accessories are not only the better accumulators for the radioelements in El Sela area.

The mineralogical features show that zircon is the most abundant accessory mineral of intrusive rocks. Morphologically, zircon of two-mica granite is euhedral coarse-grained with zonation characterized by an internal zonal structure. Zircon in post-granitic dikes exhibits irregular forms with no zonation. Geochemically, ZrO_2 has higher values in the core whereas UO_2 , ThO_2 and HfO_2 increase at the peripheries of crystals. Y_2O_3 may occur only at the crystal rim. Zircon displays significant covariation in UO_2 , ThO_2 and HfO_2 . In two-mica granite zircon contains the highest HfO_2 , UO_2 , ThO_2 and CaO contents, but the lowest value of Sc_2O_3 . No detected HfO_2 or Y_2O_3 in zircon of microgranite or dolerite dikes, respectively. The principal LREE minerals are monazite, apatite and bastnäsite in the studied intrusive rocks whereas the latter one is recorded only in two-mica granite and bostonite. On the other hand, xenotime is one of the most enriched in HREE in the studied two mica granite. It has considerable amounts of HREE especially Dy (3.63–7.68 wt.%), Er (3.21–11.46 wt.%) and Yb (9.75–22.15 wt.%). On the other hand, the two-mica granite has the highest thorium content, owing to the formation of thortite, brockite, auelrite and uranothorite. While, the post-granitic dikes, especially microgranite and dolerite as well as jasper veins possess the highest uranium values, related to primary and secondary uranium minerals. Uraninite and coffinite are recorded in dolerite, but the latter is recorded in microgranite, bostonite and jasper. Pitchblende is recorded, for the first time, in jasper. Primary uranium minerals as uraninite, pitchblende and coffinite may be a source for uranium enrichment and formation of secondary uranium ore deposits.

Uranium mobilization was active towards the two perpendicular shear zones having NNW-SSE and ENE-WSW rejuvenated trends. Successive hydrothermal alterations play their role in uranium ore deposits to be trapped in post-granitic dikes and jasper veins. Minerals pyrite, chalcopyrite, sphalerite, arseno-pyrite, galena in addition to native Ni, Cu, Fe metals, silver and gold are associated with uraninite, pitchblende and coffinite. El Sela area is considered as a good example of intra-granitic vein-type polymetallic uranium ore deposits.

PROBLEMS OF OIL PRODUCTION BY MEANS OF GAS HYDRATES ON THE SHELF OF THE BARENTS SEA

D.A. Gorodilov, V.O. Patrakeev, E.M. Vershkova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Next few years there will be the development of unique deposits of hydrocarbons on the Russian Arctic shelf covering an area of more than 6 million km^3 . At the same time the largest resources of oil (more than 3 billion tons) are concentrated in the Barents Sea [3]. There are the most severe climatic conditions in the world, so there is a number of problems associated with permafrost bottom of the sea - "Submarine Cryolithic Zone". Possible formation of crystalline compounds of water and gas called "gas hydrates" is associated with this area. Gas hydrates are ice-like solids, in which guest molecules or atoms are trapped inside cages formed within a crystalline host framework (clathrate) of hydrogen-bonded water molecules [1]. Outwardly, they look like ice or snow. Figure 1 shows a map of the Arctic Ocean in relation to the forecasts of gas hydrate accumulations [2].

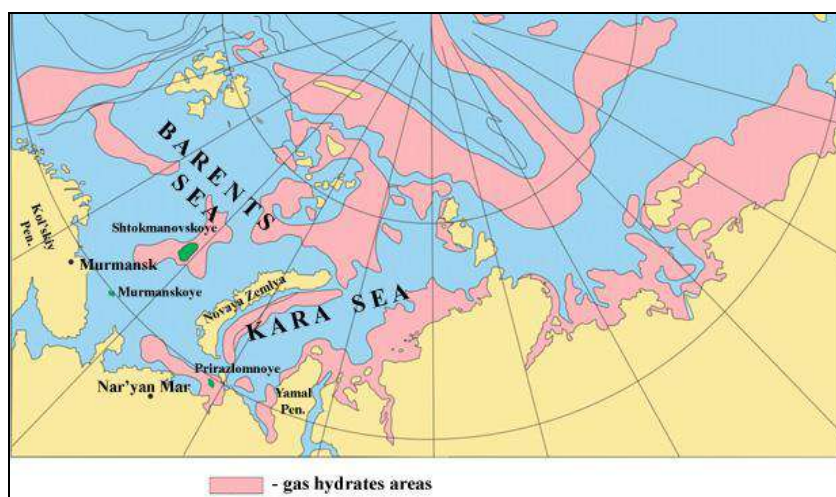


Fig.1. Map of gas hydrate accumulations

Unfortunately, the studies of gas hydrates in the Barents Sea are not classified and virtually have not been carried out yet.

The formation of gas hydrates occurs due to the negative impact of freezing temperatures and freezing of the bottom layer of water. There are anthropogenic and natural gas hydrates. Anthropogenic gas hydrates can be formed in oil production systems. They are deposited in the wellbore, thereby greatly reducing its bandwidth. This reduces the well production and can cause an emergency stop of its operation. Natural gas hydrates can form clusters of gas hydrate deposits around the production casing. With the rise of warm oil from the lower horizons the temperature of the surrounding rocks

increases. This leads to a change in the phase state of water and gas in hydrate intervals around the wells. This process is similar to "thawing" of frozen ground in the development of hydrocarbon deposits in permafrost regions [3] and leads to severe accidents: casing collapse, gas breakthrough of the conductor during the gas showings, gryphon formation and wellhead failure [5].

As this problem has a significant impact on oil production, gas and gas condensates it needs to be solved. There are several basic methods of fighting with gas hydrates:

- Injection of hot water or brine;
- Passive thermal insulation technique;
- Active thermal insulation technique;
- Increase of down hole temperature;
- Electromagnetic heating
- Use of inhibitors;

The most direct method of thermal stimulation is the injection of hot water or brine into the hydrate formation. However, this method has numerous drawbacks, such as significant heat loss during delivery of hot fluid from the ground/ocean surface to the hydrate formation, which is ineffective to be used as the main strategy of thermal stimulation [4]. This limitation has led interest in developing alternative methods of thermal stimulation.

Heat insulation method of the wellbore is intended for fighting with "thawing" of natural gas hydrates. Extend the term "thawing" can be, if you use passive insulation of columns. Passive thermal protection can be presented by filling of space between lift pipes and an operational column in the range of a hydrate intervals with noble gas or installation of pipes with the under heat transfer coefficient..

However, considering that mining lasts decades - it isn't rather reliable. Calculations show need of the active isolation. For these purposes it is possible to use a natural or forced circulation of cold ocean water in the intertubular hole annulus [9].

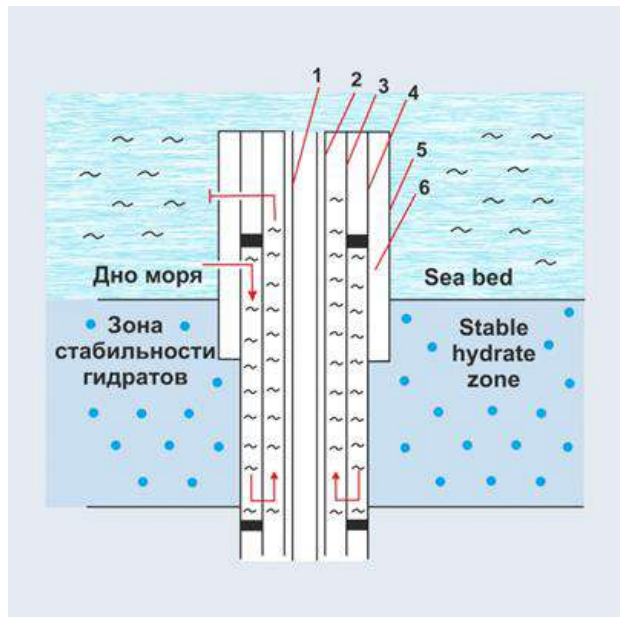


Fig. 2 Circulating scheme of isolation of trunks of wells [7]: 1 – oil well tubing 2 – pay string; 3 – intermediate string; 4 – surface casing string; 5 – water blocking; 6 – cement

Others methods are aimed at increasing the temperature in the wellbore, thus preventing the formation of anthropogenic gas hydrate. The temperature increases with heating different "bottom-hole heaters". Currently, these methods are still in the industrial testing and do not guarantee complete elimination of gas hydrates formation.

The idea of electromagnetic heating of in situ methane hydrates was proposed by Islam in 1994 [8]. By introducing an electromagnetic heating source downhole, heat losses due to transmission through the well tubing can be avoided. This technique has already been applied in heavy oil extraction and could possibly be used for hydrate dissociation. Early numerical simulations concluded that energy efficiency could be increased greatly as compared to hot water injection [11].

The most common and effective method is the use of different inhibitors. This method is applicable both to prevent gas hydrates formation and remove already formed ones. The essence of this method consists in introduction of substances that prevent hydrate formation at the bottom hole [10]. Ethanol, methanol, diethylene glycol (DEG), triethylene glycol (TEG) and calcium chloride are used as inhibitors [6].

In recent years, interest in the issue of gas hydrates throughout the world has increased significantly. The growth of research activity is explained by the active development of hydrocarbon deposits on the Arctic shelf, in particular in the Barents Sea [7]. Research of the environmentally-friendly and cost-effective production of hydrocarbons on the shelf in this area is extremely important for the companies all over the world.

References

1. Fedorov B.V., Provodka Wiring wells in difficult conditions: a manual for students. – Almaty: Nauchno-tehnicheskii izdatelskiy tsentr im. Satpaeva K.I., 2011.-161s.
2. Ginsburg G.D., Solovov V.A. Submarine gas hydrates. VNIIOkeangeologiya.- Sankt-Peterburg, 1994.
3. Installation scheme of stationary methanol bath. Available: <http://www.stroi-blok.ru/?p=84> (date of the application: 28.02.2018)
4. Islam MR. A new recovery technique for gas production from Alaskan gas hydrates. J Petrol Sci Eng 1994;11:267–81
5. Installation scheme of stationary methanol bath. Available: <http://www.stroi-blok.ru/?p=84> (date of the application: 28.02.2018)
6. Istomin V.A., Iakushev V.S. Gas hydrates in natural conditions.// Spetsializirovanny zhurnal: Burenie i nef't. – 2011.
7. Koulpine L.G., Dubrowski D.A., Obmoroshewa L.B., Tupysev M.K. Gas Hydrate Bearing Capacity of Submarine Cryolitozone: Complication Prognoses in Exploitation of Arctic Off-Shore Fields. 2-nd International Conference on Natural Gas Hydrates, Toulouse (France), 1996. - P. 453-458
8. Moridis GJ, Reagan MT. Strategies for gas production from oceanic class 3 hydrate accumulations. 2007 Offshore technology conference; 2007.
9. Natural features of the development of hydrocarbon deposits in the Barents Sea. Available: <http://neftegaz.ru/science/view/1073> (date of the application: 28.02.2018)
10. Shiryayev E. V. Methods of combating hydrate formation and the choice of hydrate formation inhibitor in arranging a gas field «Kamennomys'skoe more» // Molodoy uchenyy. — 2015. — №17. — S. 323-326.
11. Sloan, E.D., Koh, C.A. Clathrate Hydrates of Natural Gases 3rd Edn. CRC Press Taylor & Francis Group. 2008.
12. Zheng Rong Chong, She Hern Bryan Yang, Ponnivalavan Babu, Praveen Linga, Xiao-Sen Li. Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. Applied Energy Volume 162, 15 January 2016, S 1633 – 1652.

SEMI-EMPIRICAL THEORY OF TURBULENT TRANSPORT IN THE ATMOSPHERE

V.Y. Grishaev

Scientific advisor - assistant professor Vershkova E.M.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Since the problem of air pollution appeared in many industrial areas of the countries, many scientists are working on the study of the movement of emissions in the atmosphere. Recently, as the development of technology and technology has become a real large-scale field experiments with registration of the whole complex of parameters, such as: impurity concentration, meteorological parameters these projects can provide more accurate information on the migration of impurities. Into the present time becomes possible the so-called numerical simulation of impurities with the necessary accuracy on computers. The validity of such models is possible by adjusting the parameters during the comparison results of calculation with the final results of the experiments.

Diffusion is one of the most important factors determining the behavior of heavy gas emissions in atmospheres. It was noted that migration processes are mainly turbulent in nature and the coefficients transportations are caused by the turbulent motion of the masses. Here will be described the simplest models of movement impurities in the atmosphere that take into account diffusion, and provides analytical solutions that carry qualitative character [2].

Suppose that the specific content of the impurity – $s(x,y,z,t)$, moving together with the air flow in the atmosphere. We define the solution of the problem with the surface S in the cylindrical region G , which consists of the lower base \sum_0 (at $z = 0$), the lateral surface of the cylinder \sum and the upper base \sum_0 (at $z = H$).

If $\vec{v} = v_x \vec{i} + v_y \vec{j} + v_z \vec{k}$ (where i, j, k are unit vectors in the direction of x, y, z axes, respectively) – vector the velocities of the air particles as a function of x, y, z, t , then, hence, the transport of the substance along the particle trajectory air with preservation of its contents will be presented in the form of the following equation

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \text{div}(\vec{v}s) = 0, \quad (1)$$

To equation (1) we add the initial data

$$s = s_0 \quad \text{at } t = 0, \quad (2)$$

And conditions on the boundary S of the region G

$$s = S_s \quad \text{on } s, \quad (3)$$

where S_0 and S_s are given function.

Equation (1) can be generalized. If, in the process of distribution, the proportion of the substance reacts with the process is interpreted as the absorption of the substance by the external environment or disintegrates. That equation (1) goes to the following:

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div}(\vec{v}s) + \sigma s = 0, \quad (4)$$

where $\sigma \geq 0$ - is the value inversely proportional to time.

If the sources of the investigated contaminating substance s , are in the area of determination of the solution, described by the function $f(x,y,z,t)$, then equation (4) takes the form

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div}(\vec{v}s) + \sigma s = f, \quad (5)$$

In this case, in accordance with our models, the unsteady problem of substance transfer will be presented in

$$\begin{aligned} \frac{\partial s}{\partial t} + \sigma s &= f \\ S &= S_0 \text{ at } t = 0, \end{aligned} \quad (6)$$

If f does not depend on t , the solution of the problem will be

$$s = s_0 e^{-\sigma t} + f(1 - e^{-\sigma t}) / \sigma, \quad (7)$$

and at $t \rightarrow \infty$ goes to the solution of the corresponding stationary problem $\sigma s = f$, that is $s = f / \sigma$.

Of course, such a simple model cannot describe the main features of substance transfer from the source. In fact, we know that the impurity in the atmosphere so to speak blurs, creating a complex distribution in the vast vicinity of the release. And this is predictable, because even in weather without wind, the atmosphere is turbulent, where small-scale fluctuations (usually the vortices), dislipidaemia and to create conditions for neoplasms [3].

In order to take into account the effect of turbulence on the transfer of substance in the atmosphere, we use the results semiempirical theory and derive the diffusion approximation of equation (5) distribution of substances in the atmosphere [4]:

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div}(\vec{v}s) + \sigma s = Ds, \quad (8)$$

where

$$Ds = \left(\frac{\partial}{\partial x} \right) D_x \left(\frac{\partial s}{\partial x} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial y} \right) D_y \left(\frac{\partial s}{\partial y} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial z} \right) D_z \left(\frac{\partial s}{\partial z} \right) \quad (9)$$

In the equation, the values v and s are already averaged over time. To equation (8) we need to add the ratio of the continuity [1]

$$\operatorname{div}(\vec{v}) = 0, \quad (10)$$

and initial data

$$S = S_0 \text{ at } t = 0, \quad (11)$$

The process of diffusion and transport of the substance is best considered to begin with on simple one-dimensional task. Therefore, first we consider an exclusively diffusion formulation of this problem

$$\sigma s = D_x \left(\frac{\partial^2 s}{\partial x^2} \right) + Q\delta(x - x_0), \quad (12)$$

in an infinite medium $-\infty < x < \infty$, where Q - the power of the source that emits impurities into the environment.

As boundary conditions in the case it is necessary to use the assumption of the inferiority of decisions about the whole scope. Note that in equation (12) the function f concrete and presented in a form acceptable for the task of this type.

Solutions of problems (fig. 1) in the right and part of the axis coordinates are

$$s(x) = \begin{cases} \exp\{-\sqrt{\sigma/D_x}(x-x_0)\} \\ \exp\{-\sqrt{\sigma/D_x}(x_0-x)\} \end{cases} \quad (13)$$

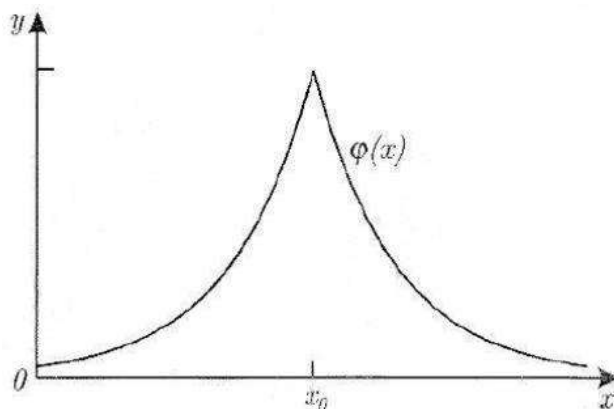


Fig. Graph of analytical solution of (13) diffusion equation [1]

References

1. Khrghian A.K. Physics of atmosphere. T.2. – L. Hydrometeorology, 1978. 319 c
2. Marchuk G.I. Mathematical modeling in the problem of environment. – M., Science, - 2001. – 320 c.
3. Matveev L. T. Rate of the General meteorology. Atmospheric physics. – L. Hydrometeorology, - 2009, - 639c.
4. Piskunov V.N., Aloyan A.E., Modeling of regional dynamics of gas impurities and aerosols. Atmospheric and ocean physics. 2011. T.41, N3. – C. 328 – 340.

FORMATION CLASSIFICATION BASED ON THE WELL LOGS DATA WITH THE USE OF MACHINE LEARNING

I.S. Kanaev

Scientific advisor - associate professor O.S. Chernova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In today's world the machine learning methods are used in different life spheres. With the increased amount of information, a single person becomes unable to process and analyze the entire array of data. However, ignoring some parts of data or simply not noticing signs may leads to wrong conclusions. That is why researchers and specialists need to use methods of data analysis such as machine learning.

From finding other planets and stars to customer`s food behavior determination, in all of these theme machine learning is used to.

Petroleum industry does not fall behind. There are a lot of scientific researches that are used machine learning and especially neural networks as a part of it. There are many aspects where artificial neural networks (ANNs) are used, so formation classification problem is one of them.

Czech specialists: Malvic, T., Velic, J., Horvath, J., and Cvetkovic, M. analyzed the data from three fields located on the territory of the Czech Republic [1]. One of the tasks in that work is the prediction of sand-marl facies by the data of Okoli field. For this purpose, researchers use a backpropagation ANNs.

The work of Y.Zee Ma is interesting in case of classification process and methods, which were used in the research project [2]. For the lithofacies clustering author used artificial neural networks and principal component analysis (PCA) as data preprocessing method. Y.Zee Ma used such well log data as: GR, self-potential log (SP), density log and acoustic log for clustering process. One of the most interesting aspects is the use of cascades of ANNs. The author mentions that cascaded ANNs shows the better result than a single benchmark ANN. This statement is quite interesting and is analyzed for the purpose of current publication.

The analyzed data set contain well log data from three fields: B, C and D, which are located in Tomsk region (the Russian Federation) (Fig.1). All of the fields are structurally situated in Nurolskaya megadepression.

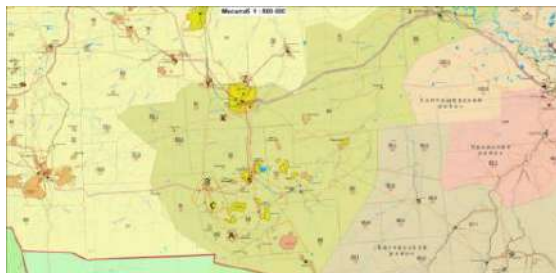


Fig. 1 Relative location of investigated fields

The data set was formed by: five log data from wells of B-field and four wells from each B and C fields. So the total number of analyzed wells that forms project data set is 13. In different log data files, various logs are presented.

The real positions of formations which are met in wells were identified by geologists with the use of core analyses. In this work 8 formations were classified such as:

1. Paleozoic basement–devonian organogenic carbonates, formed by bioherms and biostromes.
2. Tumenskaya formation formed by rocks of continental genesis: sandstones, shales.
3. Vasuganskaya formation formed by sediments generated in transitional zone.
4. Georgievskaya formation is the thickest formation formed by rocks formed in shallow marine environment.
5. Bazhenovskaya formation formed by bituminous argillite of marine genesis. The most important feature is high gamma ray level.
6. Kulomzinskaya formation – consists of argillite and siltstone of marine genesis.
7. Tarskaya formation formed by very fine sandstones, which were deposited in transitional sedimentary environment.
8. Kiyalinskaya formation contains siltstone, shale and very fine sandstones formed in transitional zone.

The main hydrocarbon reserves are present in reservoirs in Vasuganskaya, Tumenskaya formations and in Paleozoic basement rocks. Therefore, for the practical relevance of formation classification process these three formations have the highest weight.

Data selection can be a demanding challenge that effect on neural network train process. The row input data of wells is stored on LAS files. Every LAS file consists of some sequences of different logs, which can be written in various depth zones. There are some problems in row input data: 1) a different set of log data; 2) large number of missing data; 3) small amount of log data of shallow depths, large number in areas of interest; 4) nonuniform distribution of geological formations, small amount of markers; 4) different thickness of same class (formations or markers) in different wells; 5) various conditions for measurements (for example, differently calibrated instruments), so that the data at the same point have different numerical values; 6) noises and emissions in the data

First of all, data preparation for each well starts with discarding missed or incorrect (less than zero) values. Then, logs normalizing is performed by calculating standard score (z-score) to solve the problem of different measurements conditions cause that the same logs have diverge mean values considerably. Standard score is a dimensionless statistical quantity for comparing values of different dimensions or measurement scales.

Based on the assumption of the normal probability distribution of data, the log population $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ with the mean \bar{X} and the standard deviation S_x can be converted to population with zero mean and unit standard deviation, which is the signed number of standard deviations by which the value of an observation or data point differs from the mean value.

Visualization of the initial data at the stage of intelligence analysis helps to better understand the initial patterns in the input data. The obtained histograms of calculated standard logging scores of four wells from D field are illustrated in Figure 2.

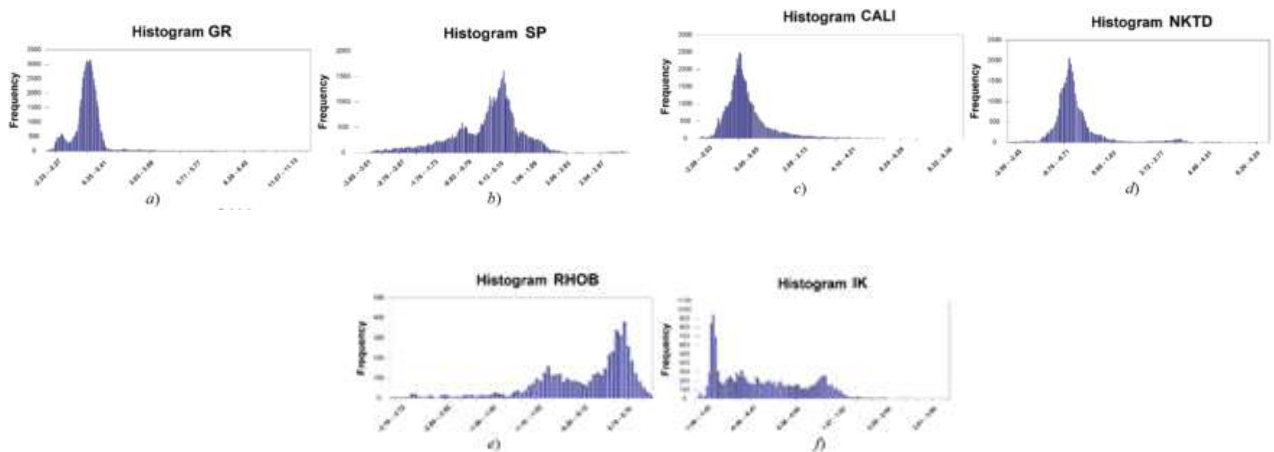


Fig.2 Histograms of normalized values of different well log methods: a) GR, b) SP, c) CALI, d) NKTD, e) RHOB and f) IK

In general, the more logging methods, which are not correlate between themselves, are available, the more accuracy will classification results have. In this case, the following set of logging data was used: GR, SP, NKTD (neutron log), IK(induction log), CALI(caliper). All these logs measure different physical parameters that characterize formations. When using such type of machine learning method, as neural networks fed data sets that correlate with each other is wrong decision, because this will only increase the learning time of the network, without increasing the accuracy of the results. In analyzed literature it was mentioned several algorithms that are used for classification based on well logging data. In this work two classifier were used: single complex ANN and cascaded networks. For solving the classification problem, samples of input data were divided into a proportion of 66% for the training samples and 34% for the test samples. All input data under the scope of this classification process was separated to kiyalinskaya, tarskaya, kulomzinskaya, bazhenovskaya, georgievskaya, vasuganskaya, tumenskaya formations and Paleozoic basement rocks (paleozoic formation)

The use of an artificial neural network as a classifier for the analyzed well logging data set produce successful result for high-scale formation classification. Almost all formations were classified with accuracy above 70%. Figure 3a

СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО
(ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

illustrates the confusion matrix for classification process based on ANN classifier. The central diagonal of confusion matrix, shows the percentage of correctness in classification results for analyzed formations.

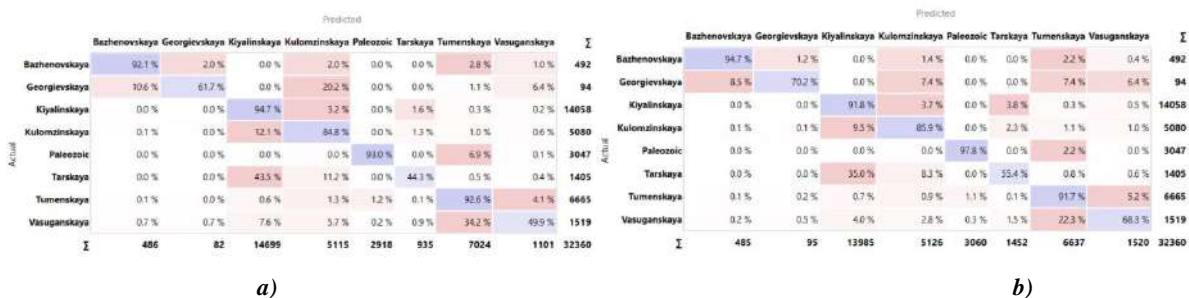


Fig.3 Confusion matrix a) for ANN classifier; b) for cascade network

The worst result was obtained for deposits associated with: vasuganskaya - 49.9%; tarskaya - 44.3%; and georgievskaya - 61.7% formations. This result can be explained for georgievskaya formation by low numbers of points that were used for training network. Georgievskaya formation has the smallest thickness against the other analyzed formations.

The best results were obtained for deposits of the kiyalinskaya formation - 94.7%, paleozoic deposits – 93%, tumenskaya – 92.6% and bazhenovskaya – 92.1%, and also deposits of the kulomzinskaya formation - 84.8%. For the deposits of vasuganskaya and tarskaya formations the same trend was observed that the greatest number of wrong classified points are relate to formations the are overlaying or underlying the analyzed one. Therefore, 34.2% of the data points of vasuganskaya formation deposits were erroneously referred to tumenskaya formation and 43.5% data points of tarskaya formation were wrongly classified as deposits of the overlying kiyalinskaya formation, and 11.2% to underlying kulomzinskaya formation. The next type of classifier is a cascade network. This type of classifier not only shows best results for high-scale classification process, but also has the fastest speed of training. Therefore, it was needed less time for training process and this make this classifier even more suitable. The classification accuracy for the cascade of networks is shown in Figure 3b. Therefore, in comparison with the previous classifier based on single complex ANN, the classification accuracy has increased particularly for all classes. However, for the deposits of kiyalinskaya formation accuracy decreased by 2.9%, however still has the value of 91.8%. The accuracy for previously worth classified formation such as vasyuganskaya, tarskaya and georgievskaya formations was estimated as 68.3%, 55.4% and 70.2%, respectively.

Artificial neural network is a useful tool for creating automatic formation classification based on well logging data analysis. The results of current project show that almost all formations were classified with sufficient accuracy. More over the use of cascade classifier increase the speed of training and improve the results of classification process.

References

1. Malvić T, Velić J., Horváth J., Cvetković M. Neural networks in petroleum geology as interpretation tools. Cent. Eur. Geol., vol. 53, no. 1, pp. 97–115, 2010.
2. Ma Y. Z. Lithofacies clustering using principal component analysis and neural network: Applications to wireline logs. Math. Geosci., vol. 43, no. 4, pp. 401–419, 2011.

INTEGRATED ASSET MODELING AND DEVELOPMENT OPTIMIZATION OF A SECTOR OF OIL-GAS CONDENSATE FIELD X
Karavsky D.V., Polyansky V.A.

Scientific advisors: associate professor Shishmina L.V., PhD student Gusev P.Yu.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

This project is dedicated to optimizing the development of the X field sector (Kazan Oil and Gas Condensate field) using an integrated asset modeling. Field X has two separately developed formations. The refusal of joint operation of formations (having a similar character of saturation and close hypsometric marks) is caused by a significant difference in both the physicochemical properties that saturate the hydrocarbon fluids and the petrophysical properties of the objects under consideration. [3]

In the overlying reservoir, an oil reservoir (volatile oil) has been identified, and in the underlying reservoir, an oil and gas condensate reservoir with a gas condensate cap. The very low viscosity of oil and the relatively high permeability of the U₁¹ reservoir determine by almost an order of magnitude the higher mobility of its oil compared to the U₁² reservoir. [5]

In general, the field has a single joint site for the collection and treatment of oil and gas. 80% of the initial reserves are concentrated in the underlying reservoir. [1]

Therefore, the development of these reservoirs should be designed in such a way as to achieve optimal maximum potential indicators for each reservoir. Modeling these layers separately from each other leads to incorrect results, since does not take into account the boundary conditions of the collection system and leads to an overestimation of development indicators.

To meet the conditions of the site of preparation, it is necessary to reduce the level of production in one of the layers. Creating an integrated reservoir-collection-system model in this case allows optimizing both the collection system and

the development system to achieve maximum performance for each of the layers. [4]. The project presents an algorithm for optimizing the production of a field, discusses development options, taking into account the limitations imposed by a single collection system.

As a result of the calculations, an optimal variant of joint reservoir development was obtained, which takes into account the characteristics of the production system, collection and preparation of products in justifying production levels.

References

1. Antonenko D. A. et al. Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield (Russian) //SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2008. Barsukov V. Summary measurement report of GOR for TomskGazprom company. – 2013. (Oilteam company)
2. GeoQuest S. ECLIPSE reference manual //Schlumberger, Houston, Texas. – 2012.
3. Khasanov M. M. et al. Optimization of Production Capacity for Oil Field in the Russian Arctic (Russian) //SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2013.
4. Lomovskikh S. V. et al. Optimization of produced water dumping using conceptual model of field infrastructure //SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
5. Mustaeva S. et al. Integrated Reservoir Modeling of Two Urengoy Gas Fields (Russian) //SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2012.
6. Heriot-Watt University manual Petroleum Economics (2013-2014).

THE APPLICABILITY OF ESTABLISHED RULES OF THUMB IN THE MODERN PARADIGM OF INTERPRETATION WELL TESTING

T.T. Mansurov, E.O. Bocharov

Scientific advisor - assistant professor Vershkova E.M.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Rules of thumb evolve in every civilization and culture as humans experience and observe cause and effect relationships. Rules that don't work are discarded; rules that do work become part of the culture, tradition, practice, or science.

The rules can be both general and quite specific. Although these rules can assure us of false security or even make a fatal mistake.

These rules, whether general or more specific, are empirical and can be based simply on common sense, even if the physical, economic, social or other principles underlying them are not well understood. They allow us to reduce the time to make a decision, but at the same time, they can lead us to a costly mistake. As experience increases, we can independently derive and adopt new rules of thumb. It is very important that we periodically, or at least at the beginning, check these rules for compliance in each new situation.

Various rules of thumb apply in well testing. This paper presents some rules of thumb used by practitioners in well testing, examines their validity and limits, and in some cases, develops their theoretical basis.

The rule of the «1½ logarithmic cycles». The rule of 1½ logarithmic cycles was first introduced by Wattenbarger.

It was found, that pressure build up and pressure decline curve form the search straight area in semi-log coordinates of about 1½ logarithmic cycle, after the graph of the dependence ΔP on log Δt deviates from the straight line with a slope of 45°. However, for wells with low values of the CDe2s parameter characterizing the condition of the bottomhole zone, a straight line in semi-log coordinates could be watched after 1 logarithmic cycle and for wells with a high parameter CDe2s this interval grew to 2 or more logarithmic cycles. We consider a well researched model of the formation with one impenetrable rift as to illustrate this principle. The figure 1 explains how to apply the rule 1½ logarithmic cycles. The impact of the borehole volume ends at Δt = 0.1, moving along the time line by 1½ logarithmic cycle, we'll have Δt ≈ 3. The result is consistent with the beginning of stabilization of the curve derivative, which defines the radial inflow.

If the bottom-hole/formation system has not yet reached the radial regime of inflow, errors may occur in definition the «straight area» after 1½ logarithmic cycles.

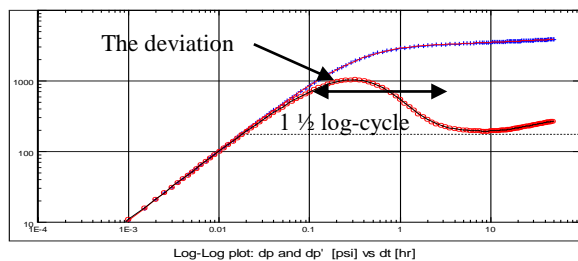


Fig. 1 Pressure build up in well with the skin effect/effect of the wellbore storage with an impermeable boundary

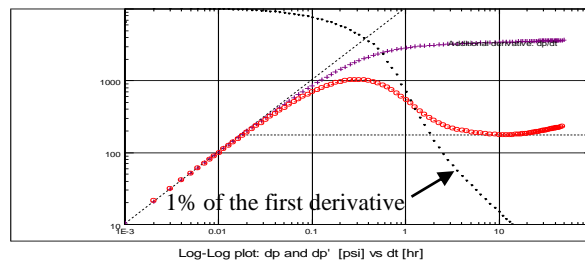


Fig.2 The Rule of 1% of the first derivative

The rule of the «1% first derivative». This is one way of an evaluation the time of finishing of the wellbore storage effect. Matthews and Russell suggested that the after-operation inflow (the wellbore storage effect) be insignificant when the volume of fluid flow to the well decline to 10% of the initial flow.

They proposed to measure the slope of the curve reflecting the dependence of the difference bottom-hole and wellhead pressure on time. When this slope is reduces to 10% of its original value, we can say, that the effect of the wellbore storage has become negligible. Using the speed of change of oil-water interface as a rate of the volume of inflow to the well implies that if the speed of change of oil-water interface in time (by definition Mattar – the first derivative) will decline to 1% of the initial value of the first derivative the effect of the wellbore of the becomes negligible and inconsequential. The application of this principle is illustrated in Figure 2.

The rule of the «less ½ cycle». The principle states: “the Transition period of the derivative limited by the time interval less than ½ of the log cycle is not the result of the influence of the collector”. Transition period – a change in one supply mode to another. If the transition period is less than ½ of the logarithmic cycle, this effect can be ignored and the tripling rule can be applied. We cannot offer any formal justification for this rule and are based only on observations and modeling. The limiting limit of ½ logarithmic cycle effectively eliminates various noise effects, although it can be even smaller. It was noticed that the transition from one flow regime to another, caused by the properties of the reservoir, requires about 1 logarithmic cycle time. During modeling of limited formation with an impenetrable fault, the time interval from the beginning of the transition period to the doubling of the slope in the late time interval (LTR) takes about 1 ½ logarithmic cycles. In Figure 1, you cannot see the fully 1 ½ logarithmic transition cycle, because the well was not closed for quite a long time so that the doubling of the slope could be distinguished.

Law of substances. When reviewing the diagnostic graph, the engineers noticed that the typical “bend”, which characterizes the skin – volume effect of the well effect, is followed by the stabilization of the derivative, and then there is a straight section of the curve with a slope of ½. the engineers concluded that this should be a well model with an infinite conductivity crack. This decision was not confirmed by real data, and the correct model is the well model with the skin – volume effect of the well effect in the linear reservoir. Geology confirmed the validity of the new model. Figure 3 shows the diagnostic graph corresponding to the case described. Figure 4 shows a similar derivative, but a characteristic section of a straight line with a slope of ½ meets until the derivative stabilizes. The effect of “½ tilt” is tied to the well. This is a model of a well with hydraulic fracturing with a skin effect on the fracture surface. Note that the 1½ Δt rule of logarithmic cycles is applied in Figure 3 and was not used in Figure 4. If you carefully watch Figure 4, you can determine that the end of a straight line segment with a single slope is Δt = 0.001. Adding 1 ½ logarithmic cycles, we get Δt ≈ 0.03 h, or 1.8 minutes. However, reaching the boundary of the reservoir in 1.8 minutes is unrealistic for studies at a late time interval.

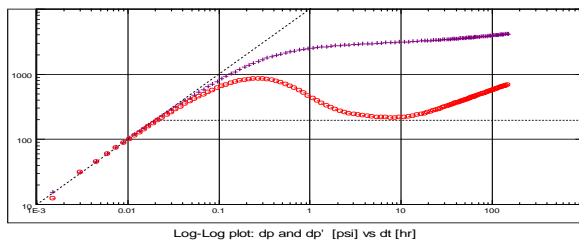


Fig.3 Well with skin effect / borehole effect in a linear formation

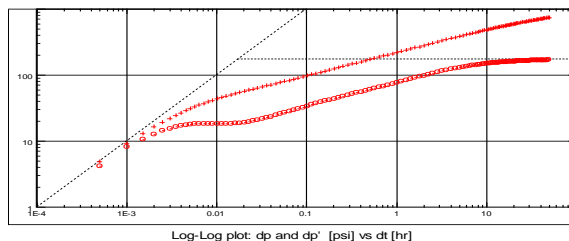


Fig.4 Well with fracturing and skin on the surface of the crack

Emission of derivatives. Interpretation of hydrodynamic studies has such phenomenon as the emission of a derivative. It can be seen on the diagnostic graph, when during the action of the volume effect of the influence of the borehole, the derivative curve passes above the curve. This phenomenon is most often encountered when conducting a formation test or other tests with short inflow periods, such as studies with instant depression or a pulse test.

Universal value r_w^2 . Sometimes it is necessary to have at hand the value of r_w , when performing interpretation of well testing. If you delve into the search for the desired value, you can see that there are many choices.

This method unifies this value. The value r_w always appears in the form r_w^2 . And it is found in the equation for determining the skin and when calculating dimensionless time. For a wide range of drill bit sizes and casing strings, which are commonly used in production zones $r_w^2 \approx 0.1 \text{ ft}^2$ ($r_w \approx 0.3 \text{ ft}$ When converted to SI units, after rounding, we get 0.01 m^2 ($r_w \approx 0.1 \text{ m}$).

As for the error: if the approximation error is 25%, then the error in calculating the skin will be approximately 0.15. Such error will change the skin from 3.0 to 3.15, which is not essential for future geological and technical measures. More important is the error in calculating the dimensionless time.

For the analysis of well testing, the principle «the simplest solution is most often the best» applies. In accordance with this principle, it is possible to define the procedure for carrying out the interpretation of well testing - one should start with a simple model and complicate the model only as needed. A complex model contains a lot of parameters, so it is always very easy to fit to real data and often looks quite attractive, although in fact the model may be completely inappropriate. Good compliance of the model with real data does not necessarily mean that you can perform a good interpretation of well testing.

References

1. Earlougher, R.C., Jr.: “Advances in Well Test Analysis”, Society of Petroleum Engineers Monograph 5, Dallas, TX, (1977).
2. Matthews, C.S. and D.G. Russell: “Pressure Buildup and Flow Tests in Wells”, Society of Petroleum Engineers of AIME Monograph 1, Dallas, TX, (1967).

3. Mattar, L.: "Critical Evaluation and Processing of Data Prior to Pressure Transient Analysis," SPE 24729 presented at the 87th Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D.C., October 4-7, 1992.

STUDING THE PRESSURE INFLUENCE ON THE PROCESS OF DIESEL FUEL CATALYTIC DEWAXING

E.N. Mauzhigunova, N.S. Belinskaya

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

For Russia, due to the peculiarities of climatic conditions and geographical location, the production of winter and Arctic grades of diesel fuel with appropriate low-temperature and environmental characteristics is of particular importance [2]. In addition, the share of processing of heavy and high-sulfur oils is increasing annually.

One of the processes of winter and Arctic diesel fuels production is catalytic dewaxing. It is important to improve the process of catalytic dewaxing using the method of mathematical modeling to regulate the technological conditions of the process of dewaxing of diesel fractions, which will ensure the achievement of optimal product yield and compliance with standards for low-temperature characteristics when changing the hydrocarbon composition of raw materials [1].

The aim of this work was to study the influence of pressure on the process of catalytic dewaxing of diesel fuel.

For calculations the computer modeling system of catalytic dewaxing process [3], created on the basis of mathematical model of this process, was used.

Two types of raw materials with different content of n-paraffins were chosen for the study. Data on the component composition are presented in Table 1.

Table 1

The composition of the raw materials of the catalytic dewaxing process

| Component | Raw materials-1 | Raw materials-2 |
|--|-----------------|-----------------|
| N-paraffins C ₁₀ -C ₂₇ | 15,50 | 22,50 |
| N-paraffins C ₅ -C ₉ | 0,60 | 0,69 |
| Olefins | 1,98 | 1,09 |
| Naphthenes | 37,75 | 31,44 |
| Isoparaffins | 24,23 | 24,23 |
| Monoaromatic hydrocarbons | 18,82 | 18,82 |
| Polyaromatic hydrocarbons | 1,12 | 1,23 |

For each type of raw material, the influence of temperature on the content of n-paraffins, the output of the diesel fraction and the limit temperature of filterability was studied. The results are presented in the following graphs:

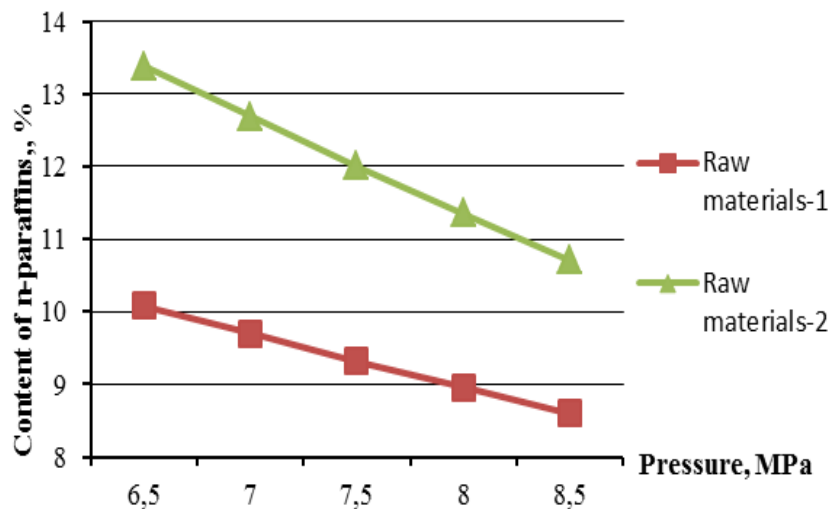


Fig. 1 The dependence of the content of n-paraffins C10-27 on the pressure

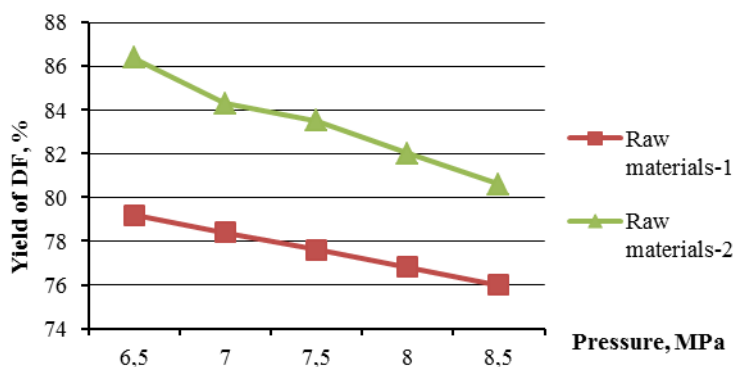


Fig.2 The dependence of the yield of diesel fuel on the pressure

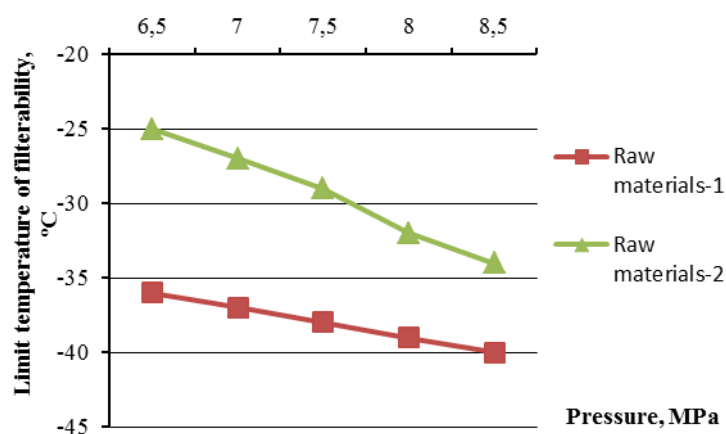


Fig. 3 The dependence of the limit temperature of filterability on the pressure

According to the obtained results, it can be seen that an increase in the pressure in the hydrodewaxing reactor by 2 MPa leads to a decrease in n-paraffins C10–C27 by 1.48% for raw materials-1 (from 10.08% to 8.6%) and for raw materials with a high content of n-paraffins C10–C27 by 2.67% (from 13.38% to 10.71%).

Analysis of the influence of pressure showed that with increasing pressure of the process, the output of the diesel fraction decreases, as well as the content of paraffin hydrocarbons decreases, which is associated with the physico-chemical regularities of the transformations of hydrocarbons of the average distillate fractions in the reactions of hydrocracking and hydrogenation.

The work was performed within the framework of the state task №10.13268.2018/8.9.

References

1. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Seitenova G. Studying patterns of synthesis of low freezing distillates from atmospheric gasoil by means of mathematical modelling // *Current Organic Synthesis*. – 2017. – 14(3). – p. 365-371.
2. Boldyshevsky R. E., Kapustin V. M., Chernyshov E. A., Gulyaeva L. A., Grudanov A. I., T. I. Smolonogov. Study of the efficiency of the catalytic dewaxing process using a zeolite-containing catalyst with iron // *Catalysis in the oil refining industry*. - 2015. - Vol. 15. - № 4. – P. 79 – 85.
3. Frantsina E.V., Belinskaya N.S., Afanaseva D.A. Prediction of resource base increase of catalytic dewaxing by a mathematical modelling method // *Petroleum and Coal*. – 2017. – 59(1). – P. 82-88.

**THEORY AND PRACTICE OF MEASURING THE PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS
OF ROCKS**

V.A. Morev

Scientific advisor associate professor Chernova O.S.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Effective conducting of geological exploration complex and subsequent construction of geological models of oil and gas fields are possible only with full study of core samples.

The rocks which form the oil-bearing formations are filled with hydrocarbons, that is why, it is essential not just to be aware of mineral composition of rocks, but also know the chemical and petrophysical properties of the reservoir rocks (carbonate content, apparent porosity, gas permeability, density, clay content, compressibility, residual water saturation, wettability, electrical resistivity, etc.).

Techniques effectiveness increasing is a crucial direction in improving the methodological approaches which are used to conduct laboratory studies of core samples.

The purpose of this work is to study the feasibility of practical implementation of methodological approaches which allow to improve the efficiency of the sample preparation process during petrophysical studies.

It is known, that for conducting standard and special studies, core samples undergo several stages of sample preparation, including cleaning and drying process. During cleaning oil, bitumen, water and salts are eliminated from pore spaces. Then, after extraction, but before drying, it is necessary to split samples into 2 groups [1, 2]. The first group of samples with high clay content (> 30% clay minerals content) must be dried at a temperature of 70 °C. However, Standards of both countries do not specify the procedure of how to select heavily clayish core samples from all core samples.

Thus, it is worthwhile to note that the granulometric analysis of the core samples and X-ray phase analysis for rocks mineral composition study require special equipment and they are labor-intensive and time-consuming.

The problem was to divide core samples into two groups depending on their clay content and, in this paper, application of the express method of the indicator solution for solving this essential problem of samples segregation was proposed [3, 4]. The degree of transparency of water solution of methylene blue after the interaction with the rock was analyzed.

In the present work, the general mineralogical compositions of samples were determined using x-ray phase analysis (XPA). The mineralogical compositions of the samples were determined from the ratio of principal diagnostic reflections in diffraction patterns obtained under rigidly constant exposure conditions with observance of special safety requirements for working with sources of ionizing radiation.

The optical density of the indicator solution was determined on a KFK-3-01 photoelectric photometer using the optimum spectrum recording conditions. Solution optical density was measured at wavelength 665 nm, which corresponded to the absorption maximum of an aqueous solution of methylene blue.

For the experiment, several samples from the productive formations of the Western Siberia region were taken, represented by fine-grained sandstones. It is crucial to note that for siltstones and sandstones visual determination of clay content is the most difficult procedure.

The clay content in the samples varies from 14 to 33%.

Clayey minerals were primarily kaolinite and chlorite.

Water solutions after interaction with the samples with high clay content (> 30% clay minerals content), do not have any color. Consequently, the temperature in oven, where dry core sample, should not exceed 70 °C.

Thus, indicator solution method in laboratory practice of chemical and petrophysical studies makes it possible to increase the efficiency of clay minerals content determination. It is crucial to note, that incorrect core samples separation based on their clay content may cause the structural damage of their pore space.

References

1. ASTM (2013). Standard Test Method for Permeability of Rocks by Flowing Air - D 4925. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania, USA, 5 p.
2. GOST 26450.0–85. Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties. – M., 1985. 3 p.
3. Morev A.V., Solovyeva A.V., Morev V.A. Optical methods for identifying hard clay core samples during petrophysical studies//Journal of Applied Spectroscopy. 2018. T. 84. № 6. P. 1078-1080.
4. Morev, A.V., Morev, V.A. Indicator for Rapid Estimation of Content of Clay in Core Samples. RU 2604220. //Inventions. Utility models. Official Bulletins. 2016. V. 34, 5 p.

CHEMICAL SPECIATION OF HEAVY METALS OF QUATERNARY SEDIMENTS IN SOHAG GOVERNORATE, EGYPT

Shaymaa Montaser AbdelRaheem Rezk, Mohamed Hassan Ali

Scientific advisor - professor AbdelMoneim A.A.

Faculty of Science, Sohag University, Sohag, Arab Republic of Egypt

The speciation patterns of heavy metals were assessed with a view to providing information on the accessibility of metals in the sediment matrix. This work investigated the distribution and speciation of Fe, Mn, Zn, Cu, Cd, Pb and Cr in the Quaternary sediments of Sohag, Egypt. That is useful in finding the available source of heavy metals in sediments bearing groundwater. Well sediments were collected for this purpose. The fine fraction (<60 μm) was analyzed for the total metal content (Fe, Mn, Zn, Cu, Cd, Pb, and Cr) and Organic matter. Metal speciation of selective samples was determined using five-step sequential extraction technique. They display variable concentrations in the different speciation extractions, depending upon the source and geochemical behavior of metals. The results exposed significant positive correlation between the different fractions and heavy metals Fe ($p < 0.001$), Mn ($p < 0.001$), Zn ($p < 0.001$), Cu ($p < 0.001$), Cd ($p < 0.001$), Pb ($p < 0.001$) and Cr ($p < 0.001$). The results indicate that iron, manganese, chromium are speciated into organic and Fe–Mn oxide fractions while copper and zinc are speciated into residual and Fe–Mn oxide fractions. Cadmium is speciated in carbonate fractions, lead is presented in sediments with moderate amounts.

Heavy metals are found in various chemical forms in sediments and they display variable behavior in terms of mobility, availability and potential toxicity [1]. The total concentration of metals can't be used to predict the bioavailability, toxicity and distribution of them in the environment. Metal availability of sediments can be assessed by using selective extraction and chemical speciation. One of the first sequential extraction schemes is that proposed by [3]. This scheme and its modifications have been widely useful to differentiate between exchangeable, metal bound to carbonates, iron–manganese oxides or organic matter and residual metals in sediments. Depending upon their relative mobility in the different chemical forms, bioavailability of heavy metals decreases in the order: exchangeable > carbonate > Fe–Mn oxides > organic > residual. Metals bound to the exchangeable fraction are readily available, whereas those included in the carbonate/adsorbed phases become more mobile and easily available with increasing acidity. Metals connected to the reducible and oxidizable fractions are more strongly held into the sediment components than the two mentioned fractions. The residual fraction is considered to represent the unreactive phase where metals are incorporated in the crystalline mineral constituents [3]. Metals in the residual fraction are, therefore, unavailable to the biosystem. So, understanding the mode of occurrence of metals in sediments is important for the environmental assessment of pollution [2]. The suspended load, mainly finer than 60 μm , is the major absorbent of heavy metals [5]. This size fraction (<60 μm) is considered here as most sensitive to the heavy metal accumulation.

In the study area, the sampling protocol is depending upon two sampling steps; the first step is the sediments sampling and that to determine the different chemical elements and heavy metals including (Fe, Mn, Zn, Pb, Cu, Cd and Cr). The sediments samples were collected from Hadragea well at depth 27–89m (39 samples).

In the laboratory, samples were wet passed through a sieve (1 mm aperture) to remove the coarse material. They were then air-dried and the fine fraction (<60 μm) was separated using a sieve. For the determination of the total metal content, 0.5 g aliquots from the fine fraction were transferred into Teflon beakers and attacked overnight with 10 ml H₂O₂ on a sand bath to oxidize the organic matter. The samples were then acid digested with a mixture of 3 ml HNO₃ (69%), 2 ml HClO₃ (40%) and 10 ml HF (40%), till incipient dryness. The formed paste was dissolved with 10 ml HCl (2M) and gently heated for about 1hr till complete dissolution. Upon cooling, the solutions were made up to 25 ml with distilled water and stored at 4°C.

So as to determine the form of incidence of heavy metals, many different sequential extraction methods have been urbanized for metal partitioning [4]. In the present study, the sequential extraction procedure of Tessier et al. (1979) was carried out on 13 selective samples. The reagents and conditions employed in the extraction procedure of the different fractions are:

- Exchangeable fraction: sample was extracted with 0.5M MgCl₂ (pH = 7), agitated for 20 minutes at room temperature.
- Adsorbed/carbonate bound fraction: residue from step 1 was leached by 1M NaOAc (adjusted to pH 5.0 with HOAc), continuously agitated for 5 hrs at room temperature.
- Fe–Mn oxide bound fraction (reducible phase): residue from step 2 was extracted by 0.04M NH₂OH.HCl in 25% (v/v) HOAc at 96°C for 6 h with occasional agitation.
- Organic matter/sulfide bound fraction (oxidizable phase): residue from step 3 was treated with 0.02M HNO₃ + 30% H₂O₂ (pH 2 with HNO₃) at 85°C for 5 h with occasional agitation. On cooling, 3.2M NH₄OAc in 20% (v/v) HNO₃ was added with further agitation for 30 min.
- Residual fraction: residue from step 4 was acid digested using HNO₃–HClO₃–HF mixture as for total metal determination.

The field surveys of the two sites included of electrical survey by use of resistivity imaging method. In addition to, drilling boreholes data was used for correlation with the obtained two-dimensional resistivity imaging.

In Sohag the monitoring of the heavy metals distribution and their speciation in the Quaternary sediments is a main objective for the present study. The work aims also to evaluate the source of heavy metals specially iron and manganese.

Well sediment samples were collected from 27m to 89 m in depth in cultivated lands from Sohag, (39 samples). The samples (<60 μm) were analyzed for the total heavy metal content (Fe, Mn, Zn, Cr, Cu, Pb). Metal speciation was carried out on 14 selective samples using the five-step sequential extraction technique.

The mean heavy metal contents in the Quaternary samples sediments decrease in the order Fe > Mn > Zn > Cr > Cu > Pb > Cd. Fe, Mn and Zn are significantly correlated. They are of natural geogenic source and their contents are controlled by the lithogenic nature of source rocks in the hinterlands, particularly the Ethiopian basaltic plateau.

The high values of Cr and Cu are recorded in bulk samples, where they fluctuate within relatively wide range in sediments, and they are predominantly of natural sources (Table 1).

Results of the sequential extraction showed that the metal speciation pattern is controlled by the source and geochemical behavior of metals. The major part of Fe and Mn is hosted in the organic and Fe and Mn oxides fraction followed by the residual phase, reflecting their natural association in the amorphous Fe-Mn oxyhydroxides (opaques). The significant amounts of Zn contained in the residual fraction suggesting that zinc is primarily contained in resistant minerals and is widely dispersed as a trace element in pyroxene and amphibole.

The oxidizable and residual phases are the essential Cr-bearing fractions, indicated a high proportion of total chromium bound to organic material and sulphides in Quaternary sediments. The residual fraction is the next important species of chromium in our study, due to the principal Cr ore mineral, chromite, is generally a major carrier of Cr in basaltic magmas, pyroxene and amphibole.

The main content of Cu is associated with the residual fraction, The major species of copper is more widely dispersed at trace levels in pyroxene and amphibole. The organic bound formed the second source of copper in sediments. The more oxidized Cu²⁺ species predominates.

Cadmium has a distinctive speciation pattern being dominated in the carbonate fraction, with an important proportion present in the exchangeable phase. The major part of Cd is incorporated in the carbonate and exchangeable fractions.

Lead is presented in sediments with moderate amounts associated in all fractions due to the occurrence of primary detrital minerals, such as feldspar, mica and sulphides and organic matter.

Table 1.

The total heavy metals content (ppm) in the examined Quaternary sediments (<60 µm)

| sample ID | Mn | Cd | Pb | Cu | Fe | Zn | Cr |
|-----------|--------|------|------|------|--------|-------|-------|
| 27 | 285.4 | 2.4 | 9 | 10.6 | 12374 | 270 | 68.4 |
| 33 | 138.6 | 1.8 | 3.2 | 7.8 | 18089 | 190.2 | 42.8 |
| 35 | 228.8 | 1.8 | 7.2 | 7.4 | 18975 | 96.4 | 62.2 |
| 36 | 2307.8 | 2.4 | 7.2 | 18.2 | 16179 | 190 | 41.6 |
| 39 | 1377.2 | 1.8 | 6.8 | 13.6 | 20467 | 111.6 | 67 |
| 40 | 369.6 | 3.8 | 4.4 | 8.2 | 8355.8 | 170 | 133.4 |
| 43 | 58.6 | 1.2 | 0.6 | 5.4 | 15350 | 170 | 76.4 |
| 44 | 1359.6 | 3.6 | 14 | 26.8 | 23345 | 2030 | 320.4 |
| 46 | 809.6 | 2 | 6.8 | 8.4 | 9995.8 | 370 | 112.8 |
| 47 | 211.2 | 3.4 | 12.6 | 12.4 | 9077.4 | 3820 | 85.2 |
| 49 | 41.8 | 1.4 | 10.8 | 4 | 4489 | 70 | 99 |
| 50 | 63.6 | 3.2 | 10.6 | 5 | 5125 | 2740 | 117.8 |
| 51 | 230.2 | 4.2 | 19.6 | 10 | 5882.6 | 3250 | 75 |
| 53 | 264.8 | 3 | 4.2 | 10.4 | 6273 | 512 | 51.2 |
| 54 | 360.8 | 3.4 | 8.6 | 10.8 | 9462.8 | 420 | 75.8 |
| 55 | 274.6 | 2 | 3.6 | 6 | 21960 | 380 | 24.6 |
| 56 | 211.4 | 1.2 | 4.8 | 12.2 | 16826 | 10 | 48.4 |
| 57 | 497.2 | 0.8 | 6.6 | 5.8 | 17204 | 1180 | 69 |
| 58 | 143.8 | 2.2 | 5.6 | 6.4 | 16039 | 240 | 43.4 |
| 59 | 772.2 | 2.2 | 6.4 | 9.2 | 11685 | 160 | 55.2 |
| 62 | 38.2 | 1.8 | 0.4 | 3 | 11455 | 210 | 87.2 |
| 63 | 79.2 | 2.6 | 22.2 | 7.4 | 7749 | 115.6 | 149 |
| 65 | 0.4 | 2.6 | 6.8 | 11.2 | 3165.2 | 1680 | 104.2 |
| 66 | 150 | 3.8 | 12.2 | 13 | 21074 | 3830 | 113.8 |
| 67 | 415.8 | 3.2 | 8.6 | 27.8 | 8339.4 | 1530 | 194.6 |
| 71 | 855.8 | 2.6 | 19.4 | 18.8 | 13596 | 195 | 226.4 |
| 72 | 34.2 | 2.6 | 6.4 | 9.8 | 6761.4 | 1760 | 184.4 |
| 73 | 578.2 | 2.2 | 2.6 | 3.8 | 6445.2 | 380 | 83.4 |
| 75 | 15.2 | 1.2 | 4.6 | 13 | 664.2 | 10 | 73.8 |
| 79 | 330.4 | 3.2 | 6.8 | 12.4 | 16654 | 1500 | 86.6 |
| 81 | 98.2 | 2.8 | 6.4 | 13 | 26502 | 1750 | 126.8 |
| 82 | 326.6 | 1.4 | 3 | 8.8 | 25502 | 30 | 126.4 |
| 83 | 90.2 | 1.6 | 0.2 | 8 | 37417 | 530 | 107 |
| 84 | 8 | 1.8 | 1.6 | 5.8 | 4887.2 | 600 | 101.2 |
| 86 | 61.4 | 1.6 | 0.8 | 5.6 | 15818 | 530 | 86.6 |
| 87 | 166.6 | 11.8 | 30.6 | 14.8 | 26347 | 2820 | 133 |
| 88 | 462 | 2.6 | 42.2 | 16.8 | 23870 | 350 | 173 |
| 89 | 173.8 | 2.4 | 41.4 | 9.4 | 15383 | 750 | 142.2 |

References

1. Li X., Poon C., Liu P. Heavy metal contamination of urban soils and street dusts in Hong Kong // App. Geoch. – 2001. Vol. 16. – P.1361-1368.
2. Li X., Thornton I. Chemical partitioning of trace and major elements in soils contaminated by mining and smelting activities // App. Geoch. – 2001– Vol.16. – P.1693-1706.
3. Tessier A., Campbell P. Bisson M. Sequential extraction procedure for the speciation of particulate trace metals // Anal. Chem. – 1979. Vol. 51. – P. 844-851.
4. Ure A., Quevauviller P., Muntau H., Griepink B. Speciation of heavy metals in soil and sediments. An account of the improvement and harmonization of extraction techniques undertaken under the AUSPICS of the BCR of the CEC // Int. J. Environ. Analyt. Chem. – 1993. Vol. 51. – P.135-151.
5. WHO. World Health Organization. Micro pollutants in river sediments, Copenhagen // Euro-reports and studies. – 1982. No. 61.

**HERSTELLUNG VON PORTLANDZEMENT PCT I-G-CC-1 AUF DER BASIS VON
PORTLANDZEMENTKLINKERZUSAMMENSETZUNG UNTER DEN BEDINGUNGEN VON
TOPKINSKY ZEMENT GMBH**

N. Yu. Pakhomova

Sprachkonsultantin - Dozentin Zabrodina I.K.

Polytechnische Universität Tomsk, Tomsk, Russische Föderation

Zielsetzung: Herstellung von Portlandzement ohne Zusatzstoff mit standardisierten Anforderungen in einem Wasserzementverhältnis von 0,44, hoher Sulfatbeständigkeit - PCT I-G-CC-1 GOST 1581-96 auf Basis der Portlandzementklinkerzusammensetzung in Bezug auf Topkinsky Zement GmbH.

Aufgaben:

1. Erhalten eines Klinkers mit einem bestimmten Satz grundlegender kristalliner Phasen der geeigneten Zusammensetzung für die Herstellung von Portlandzement PCT I-G-CC-1;
2. Ermittlung des Einflusses einzelner Komponenten in der Rohmischung auf die Bildung der notwendigen kristallinen Phasen;
3. Auswahl der optimalen Zusammensetzung des Rohschlammes, um den Klinker der Zementzusammensetzung zu erhalten;
4. Bestimmung der Haupteigenschaften von Portlandzement PCT I-G-CC-1 GOST 1581-96.

Relevanz der Arbeit. Beim Bau einer Reihe von Bauteilen, vorwiegend unterirdisch, während geotechnischer Arbeiten ist es häufig notwendig, Hohlräume zu füllen, die für direktes Säen, Verlegen und Füllen nicht zugänglich sind. Wenn es möglich ist, Flüssigkeit in solche Hohlräume einzuspritzen, können sie mit einem speziellen technologischen Verfahren - dem Verstopfen - mit aushärtenden Flüssigkeiten gefüllt werden. Da sich die Bauarbeiten auf verschiedene Industrien spezialisieren, hat dieses Verfahren verschiedene Namen erhalten, zum Beispiel in der Brunnenbauzementierung. Die wichtigsten Vorteile des Zementierens sind die technologische Einfachheit, die Benutzerfreundlichkeit und die hohe Zuverlässigkeit des Verfahrens. Diese Methode ist im Vergleich zu anderen Methoden wirtschaftlicher. Das Zementieren der komplizierten Zone wird erfolgreich zum Verstopfen von Rissen mit einer Öffnung von mehr als 0,1 mm und einer Filtrationsrate des Grundwassers für Risse bis zu 600 m / Tag verwendet bei jedem hydrostatischen Druck. In Übereinstimmung mit einem breiten Anwendungsbereich und verschiedenen Zwecken gibt es viele Arten und Zusammensetzungen von Zementmaterialien. Sie werden am häufigsten beim Bau von Erdöl-, Erdgas- und Tiefbohrbrunnen eingesetzt, und zwar im technologischen Prozess ihrer Verklebung. Gleichzeitig wenden komplexe Zusammensetzungen und teure Vergussmaterialien an.

Beim Verstopfen von Wells in gebrochenem und porösem Zustand Gestein, das mit aggressivem Grundwasser gesättigt ist, sind folgende Prozesse möglich: das Auflösen von Zementstein unter dem Einfluss von Säure, Chloriden und erhöhter Temperatur und die Kristallisation von kationischen und anionischen Salzen, die in die Poren des Zements gelangen.

Es ist eine schwierige Aufgabe, Zementstein vor der korrosiven Wirkung stark mineralisierter Leitwasser und saurer Gase (H₂S und CO₂) zu schützen. Die Verwendung von Schutzschichten ist ausgeschlossen und eine besondere Steigerung Zementdichte zum technologischen Schutz vor Korrosion schwierig. Diese beiden Techniken werden meistens zum Schutz verwendet Portlandzement in Strukturen auf der Oberfläche. Geschichtete Fluide sind aggressiver als natürliche Umgebung an der Oberfläche und dünn. Der Zementring im ringförmigen Raum der Schächte und im festen Raum der Minen ist anfälliger als Elemente anderer hydraulischer Strukturen. Praktisch die einzige Schutzmaßnahme ist daher die Verwendung von Zementen mit hoher Korrosionsbeständigkeit [4].

Für die Öl- und Gasindustrie ist die Entwicklung von hochwertigen Injektionszementen besonders wichtig, um die Dichtheit des Ringraums und die Trennung der Formationen während des Bohrens sicherzustellen. Das Bohrgebiet wird jedes Jahr größer und erstreckt sich auf geografisch mehr abgelegene und kompliziertere Regionen des Landes in Bezug auf die geologische Struktur. In dieser Hinsicht ist die Entwicklung der Regionen im hohen Norden von größter Bedeutung.

Im Zusammenhang mit der wachsenden Nachfrage auf dem heimischen Markt für Spezialzemente ist die Beherrschung der Produktion von Portlandzement PCT I-G-CC-1 GOST 1581-96 auf der Basis von Portlandzement-Klinker-Injektionszusammensetzung unter Bedingungen von Topkinsky Zement GmbH eine dringende Aufgabe.

Aufgrund des geringen Gehalts an Calciumaluminaten und alkalischen Verbindungen besitzt der Zement PCT I-G-CC-1 eine hohe Korrosionsbeständigkeit, weshalb er zur Befestigung tiefer und ultratiefer Öl- und Gasbohrungen bei erhöhten Temperaturen und Drücken verwendet wird. Zement bietet eine hohe Festigkeit, Gas- und Wasserbeständigkeit, selbst wenn sich in der Zementaufschlämmung eine große Anzahl von Zuschlagstoffen und mineralischen Komponenten befindet.

Portlandzementinjektion ohne hohe Sulfatbeständigkeit PCT I-G-CC-1 GOST 1581-96 wird durch gemeinsames Mahlen eines normalisierten Verbundklinkers mit einem Abbindezeitregler (Gips und Gipsstein) erhalten.

Rationierung der Zusammensetzung des Portlandzementklinkers für die Herstellung von Zementzement mit hoher Sulfatbeständigkeit aufgrund des Umfangs dieser Zemente.

Zementinjektionszement wird verwendet, um Öl- und Gasquellen von der Wirkung des Grundwassers sowie von ölhaltigen Schichten voneinander zu trennen.

Die Bohrlöcher schaffen spezifische Bedingungen für den Zementeinsatz (Temperatur und Druck steigen mit zunehmender Tiefe des Bohrlochs, Auswirkungen auf ätzende Formationswässer auf den Zementstein, mögliche Dehydratisierung und andere Bedingungen), die die wichtigsten Anforderungen an die Qualität des Zements festlegen, additivfreier Zement mit hoher Sulfatbeständigkeit:

- Зementmörtel muss ausreichend fließfähig sein, wodurch die Möglichkeit besteht, dass er schnell in den Rohrstrang eingespritzt und dann in den Anulus gedrückt wird.

- für die Zeit, die für das Einspritzen und Verschieben in den Ringraum erforderlich ist, bei einer Temperatur und einem Druck entsprechend der Tiefe beweglich bleiben;

- Nach der Injektion in den Brunnen sollte der Zementmörtel so schnell wie möglich die entsprechende Festigkeit erreichen und im Brunnen halten.

- In der ersten Aushärtungsphase muss der Zementstein ausreichend plastisch sein [5].

Aufgrund der Kombination aller Faktoren, die die Eigenschaften von Portlandzement mit hoher Sulfatbeständigkeit beeinflussen, und unter Berücksichtigung der Besonderheiten seiner Anwendung auf Portlandzement PCT I-G-CC-1 GOST 1581 und den Klinker, auf deren Grundlage er hergestellt wird, sind die Anforderungen in Tabelle 1 angegeben [2].

Tabelle 1

Physikalisch-mechanische Eigenschaften von Zement PCT I-G-CC-1 GOST 1581-96

| Name des Indikators | PCT I-G-CC-1 |
|--|------------------------------|
| Wasser / Zement-Verhältnis | 0,44 |
| Wasserabscheidung, ml | höchstens 3,5 |
| Druckfestigkeit (nach 8 h Aushärtung), MPa | |
| - bei einer Temperatur von 38 ° C | mindestens 2.1 |
| - bei 60 ° C | mindestens 10,3 |
| Die anfängliche Konsistenz der Zementpaste im Testmodus von 15 bis 30 Minuten, Sun | höchstens 30 |
| Verdickungszeit bis zur Konsistenz 100 So, min | mindestens 90, höchstens 120 |

Die Verdickungszeit des Zementmörtels ist die Zeit, während der der Zementmörtel in den Ringraum gepumpt werden kann. Sie wird im Labor für einen bestimmten Zement bestimmt und ist gleich dem Zeitpunkt des flüssigen Zustands der Lösung, der als Kriterium für den Vergleich verschiedener Zemente dient. Daher ist der Hauptindikator für die Verdickungszeit die Viskosität.

Insgesamt 2 Stunden reichen aus, um alle Zementvorgänge abzuschließen. Die Gesamtdauer des Zementvorgangs sollte 75% der Zeit nicht überschreiten, wenn der Zementmörtel zu verdicken beginnt. Es ist zu beachten, dass es bei der Injektion von Zementmörtel möglich ist, dass er mit Bohrschlamm und geschichteten Fluiden kontaminiert ist. Dies kann die Parameter der Zementaufschlammung, insbesondere ihre Viskosität, erheblich beeinflussen. Dies beeinflusst wiederum die Pumpbarkeit.

Die guten Bedingungen beeinflussen die Verdickungszeit signifikant. Eine Erhöhung der Temperatur, des Drucks oder des Wasserverlustes verringert die Verdickungszeit. Daher sollten diese Bedingungen modelliert werden, wenn Zementmörtel im Labor getestet wird.

Geringere Mischwassermenge: 44% (gegenüber 50% gemäß GOST 1581), während die notwendige Mobilität der Zementaufschlammung (260 - 270 mm) aufrechterhalten wird, was die Porosität, Gas- und Wasserdurchlässigkeit des Zementsteins verringert, seine Festigkeitseigenschaften erhöht und die Korrosionsbeständigkeit in verschiedenen Umgebungen erhöht. Infolgedessen ist es zuverlässiges Zementieren, lange Lebensdauer von Bohrlöchern, weniger Reparaturen [1]. Die Verwendung von Portlandzement PCT I-G-CC-1 zum Zementieren der Produktivitätshorizonte von Ölbohrlöchern ermöglicht die Verbesserung der Qualität des Bohrlochgehäuses im Allgemeinen in einer Reihe von Maßnahmen zur Verbesserung der Bohrlochqualität [3].

Literaturverzeichnis

1. Агзамов Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 268 с.
2. ГОСТ 1581 – 96. Портландцементы тампонажные. – Взамен ГОСТ 1581-91; ВВед. с 01.10.1998. – Москва: МНТКС, 1998. – 10 с.
3. Гуськов И.В. Преимущества и особенности применения цемента ПЦТ I-G-CC-1 / И.В. Гуськов, Р.И. Катеев, И.М. Зарипов, А.А. Исмагилов, Д.В. Данилушкина // Бурение и нефть. – Москва, 2010. – № 10. – С. 49 – 53.
4. Доровских И.В. Совершенствование технологических свойств коррозионностойких тампонажных растворов с целью увеличения межремонтного периода работы нефтяных и газовых скважин / И.В. Доровских, В.В. Живаева // Бурение и нефть. – Москва, 2009. – № 11. – С. 44 – 46.
5. Исмагилова Э.Р. Разработка добавок в «самозалечивающие» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин / Э.Р. Исмагилова, Ф.А. Агзамов // Бурение и нефть. – Москва, 2016. – № 5. – С. 36 – 40.

SIMULATION OF ALKYLATION PRODUCTS PROCESSING TO STUDY THE DURATION OF PERIOD BETWEEN REACTOR WASHINGS

M.A. Pasyukova, A.A. Solopova, I.M. Dolganova

Scientific advisor - research engineer Dolganova I.O.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Synthetic detergents are produced of linear alkylbenzenesulfonates (LABS). LABS are organic chemical compounds with long saturated hydrocarbon chain and one or several sulfonic acid groups. LABS are the key components of synthetic detergents and are obtained by following steps:

- dehydrogenation of alkanes on Pt-catalyst with olefins obtaining
- alkylation of benzene with obtaining of linear alkylbenzenes (LAB). The process runs using HF as catalyst;
- sulfonation of LAB with obtaining of ASA

Since the consumption of synthetic detergents produced on the basis of surfactants increases annually, the requirements for the production technology of components are increasing in terms of quality and economic benefits [1].

In order to avoid reducing the quality of the product and increasing the economic efficiency of the process, it is necessary to monitor the formation of a viscous component. During its accumulation, the uniformity of the organic film flow is disturbed and the diffusion of SO₃ molecules slows down. As a result the process does not fully proceed, and the quality the products deteriorate. The purpose of this work is to simulate the processing of linear alkylbenzenes in a multi-tubular film reactor and use the computer simulation system to predict the duration of period between reactor washings based on the accumulation of a high-viscosity component [2–3].

The sulfonation runs in a multi-tubular film reactor. The process goes in a plug flow.

Kinetic coefficient of chemical reactions was found when solving the inverse kinetic problem (Table 1).

Table 1

Kinetic coefficient of base chemical reactions

| № | Reaction | k |
|---|--|-------------------------|
| 1 | LAB + SO ₃ → ASA | 6,25 |
| 2 | LAB + ASA → non-sulf+ H ₂ O | 0,09 |
| 3 | ASA + SO ₃ → ASA anhydride + H ₂ SO ₄ | 3,87 · 10 ⁻⁴ |
| 4 | non-sulf → highly viscous component | 8,34 · 10 ⁻⁵ |

The calculations were performed using a computer simulation system based on data from real sulfonation process. As a result the dynamic of concentrations of key products such as ASA, non-sulfated component, H₂SO₄ was obtained.

The calculated data correlate with experimental ones, which means that the model is adequate and can be used to study the main parameters of the process. The results are performed in Figure 1.

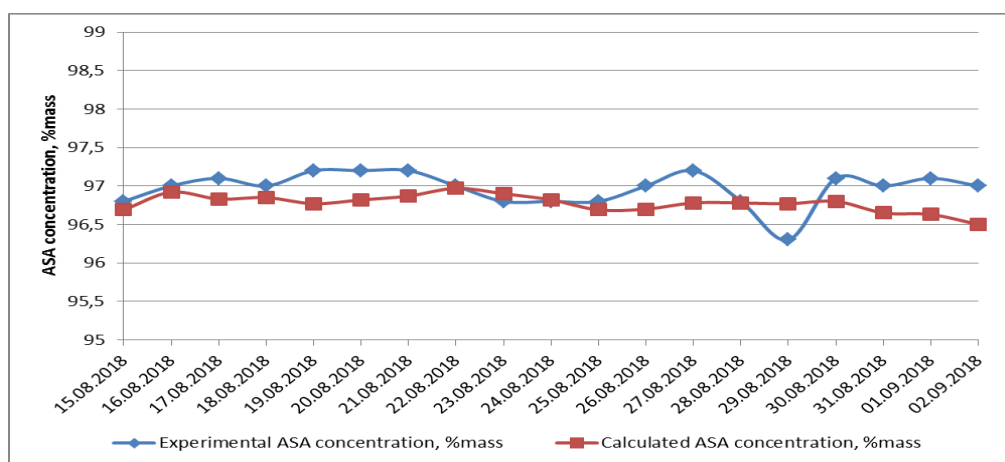


Fig 1. Dynamic of experimental and calculated concentrations of ASA

Now the necessity of reactor washing is determined by pressure value inside the reactor, which depends on concentration of highly viscous component accumulated. In practice, this method does not allow to achieve maximum efficiency of the process and is associated with the risk of the formation of an off-test product.

The use of a computer simulation system allows you to make predictions about the duration of the period between reactor washings based on the concentration of a highly viscous component.

The results of the calculation of a highly viscous component accumulation during one the period between reactor washings are presented in Figure 2.

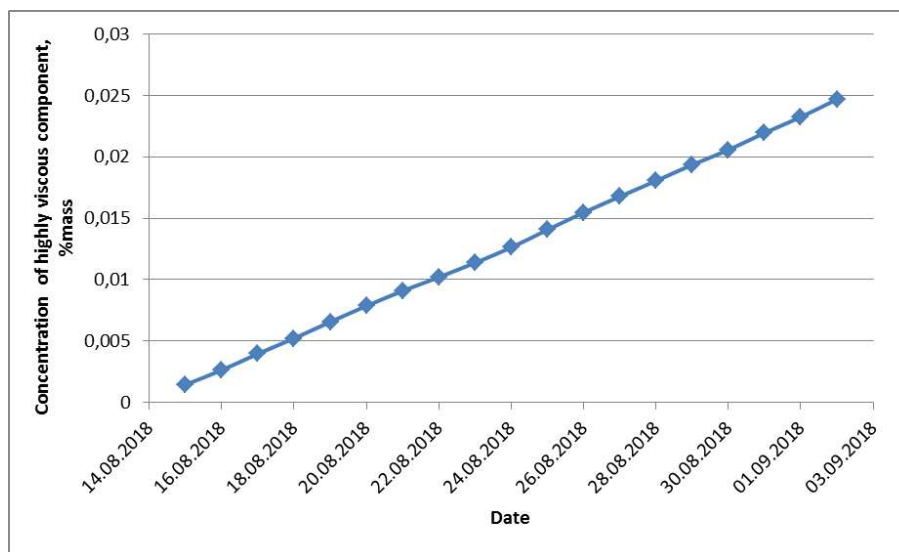


Fig 2. Dynamic of highly viscous component accumulation during one period between reactor washings

Thus, we can draw the conclusions that the developed model is adequate and able to calculate of the duration of period between reactor washings in the sulfonation reactor based on the accumulation of a high-viscosity component.

The reported study was funded by RFBR according to the research project № 18-38-00487 "Developing the fundamental foundations for improving the resource efficiency of the domestic technology for the production of linear alkylbenzene sulphonic acid – a biodegradable surfactant – by predicting the activity of the reaction medium of chemically conjugated stages of mixing and catalysis".

References

1. Bannov, P.G. Processy pererabotki nefi. / P.G. Bannov. – M.: CNIITEHneftekhim. - 2001. – 625 p. [in Russian]
2. Dolganova I. O., Dolganov I. M., Bunaev A.A., Pasyukova M.A. Nature of highly viscous component in the alkylbenze sulfonic acid technology and its influence on the process efficiency [Electronic resorces] // Petroleum and Coal. – 2019 – Vol. 61 – №. 1. – pp. 25-31.
3. Dolganova I.O., Dolganov I.M., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N. Alkylaromatics in Detergents Manufacture: Modeling and Optimizing Linear Alkylbenzene Sulfonation // Journal of Surfactants and Detergents. – 2018 – Vol. 21 – №. 1. – pp. 175-184.

DEVELOPMENT OF HEAVY OIL AND BITUMEN FIELDS WITH DIFFICULT CONSTRUCTION WELLS

N.I. Polyakova, A.A. Shupikov, E.M. Vershkova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

High-viscosity oils and natural bitumen should be considered as a complex raw material. They include valuable organic compounds, including naphthenic acids, metal porphyrins, ethers and esters, which can serve as a source of unique catalysts, etc. They find application in medicine, in chemical technologies, in biotechnologies, therefore the question of development of deposits of heavy oils is especially actual.

Over two trillion barrels of viscous oil (heavy oil, extra heavy oil, and bitumen) are contained in naturally fractured carbonate rocks [4]. Mobile bitumen lies in sand and siltstone reservoirs, more viscous in carbonate. The basis for the cost-effective development of bitumen production can be the joint operation of natural bitumen deposits and ultra-viscous oil deposits located at a depth of 800-1200 meters.

Known methods of extraction of heavy oils and bitumen are characterized by high energy costs of thermal influence. The main complicating factors are the low permeability of bitumen-containing reservoirs and the viscosity of products exceeding 1000 mPa*sec. The capabilities of standard equipment for mechanized production do not meet the requirements of the high-viscosity oil deposits development due to the action of hydrodynamic friction forces during the movement of liquid in pipes. Therefore, there is an improvement of existing technologies and complication of well design.

It is known a method of the heavy oil and bitumen fields development by double-well horizontal wells is, which increases the efficiency of their development [3]. The method is: the opening of the productive formation is carried out by a horizontal trunk and its fastening by a casing flow string, previously equipped with a filter in the interval of the opened productive formation, the equipment of the wellhead, the installation of a blind packer through one wellhead in the interval of the productive formation of the well corresponding to the contour of watering, and the operation of the well through the second wellhead with the use of a pump.

Therefore, one of the wellheads of the well is used for thermal and chemical exposure or geophysical research and the second one – for production of hydrocarbons (fig.1). The complexity of monitoring the parameters of the steam chamber

(pressure and temperature along the well) makes it difficult to control the production process; the control parameters are the temperature of the supplied steam, the rate of pumping out the water-oil mixture, etc. [5].

The proposed approach makes it possible to create an extensive network of artificial channels that circulate the working agent in the production and injection wells in an impenetrable bitumen fields at the initial stage of development. Due to the closed artificial filtration channels of a double-well multilateral horizontal well for simultaneous production of hydrocarbons and injection of working agents, in particular thermal agent or solvent, the degree of hydrocarbon extraction increases.

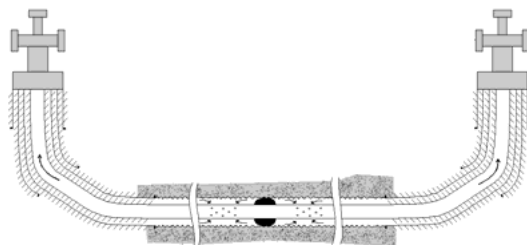


Fig. 1 Design of the double-well horizontal wells during operation

Another technology for the development of heavy oil and bitumen fields is the development of convective multilateral wells with the underlying hot water reservoir. It includes the construction of a well with numerous lateral sections to form a closed circulation between the layers; the formation of a thermal field in the lower layer and the selection of hydrocarbons from the upper layer; forced circulation of hot water from the lower layer and cooled from the upper [2] (fig. 2). The main technical results of the industrial use of the proposed method of extraction of viscous oils and bitumen is the use of hot formation water, which provides significant economic and environmental effects.

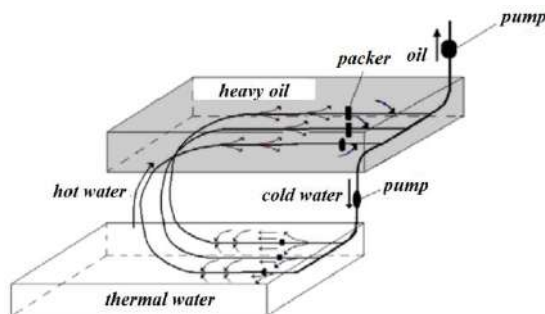


Fig. 2 Opening and exploitation of heavy oil and bitumen fields by convective well

Therefore, the reserves of heavy oil and natural bitumen are much bigger than the traditional oil reserves. Distribution of deposits of hard-to-recover raw materials in the world is quite wide. The development of low productive and inaccessible fields of hydrocarbons complicates the construction of the wells. Intelligent wells are needed in virtually every oil field, especially those with hard-to-recover reserves. In such a time of low oil prices, cost optimization will be the top priority for all the oil companies in the world [1].

References

1. Basniev K.S., V.V. Kulchitsky V.V. New technologies to increase oil recovery by intelligent wells of complex spatial architecture // TEZ. Doc. 1st international. Conf. "Modern problems of oil recovery". – M.: Russian state University of oil and gas. I. M. Gubkina, 2003. - P. 12-13.
2. Boronin, I.A., Samokhin, A.V. Modelling and Optimal Control of Natural Bitumen Deposits Development (2018) Proceedings of 2018 11th International Conference "Management of Large-Scale System Development", MLS D 2018, article № 8551766.
3. Dong, X., Liu, H., Chen, Z., Wu, K., Lu, N., Zhang, Q. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection (2019) Applied Energy, pp. 1190-1211.
4. Kulchitsky V.V.. Method of construction and method of operation of a horizontal well. RF patent No. 2159317, Byul. № 32 from 20.11.2000.
5. Shafiei, A., Dusseault, M.B. Geomechanics of thermal oil production from carbonate reservoirs (2014) Journal of Porous Media, 17 (4), pp. 301-321.

FACIES ANALYSIS IN ATTAKA FIELD, KUTAI BASIN, EAST KALIMANTAN, INDONESIA

Prabowo Iwan

Scientific advisor - associate professor Ivantsov S.V.
National Research Tomsk State University, Tomsk, Russia

Attaka Field is one of the oil fields which is very economical and is the first oil field found in Indonesia. Attaka Field is 12 miles off the coast of East Kalimantan [8]. It is in the Mahakam Delta region, with a large influence on sediment supply originating from the Mahakam River. It is located in the Makassar Strait, one of the largest oil field in Indonesia [7]. The Mahakam delta, located on the east coast of Kalimantan, Indonesia, is an active delta system which has formed in a humid tropical environment under conditions of relatively high tides (up to 3 m), low wave energy (0.5 m), and large fluvial input [3]. Tidal processes control the sediment distribution patterns and are responsible for the flaring estuarine type inlets and numerous tidal flats. A number of cored borings and surface sediment samples have enabled the study of the facies distribution and lithological sequences occurring in the delta, and in particular those of the potential hydrocarbon reservoirs associated with major sand accumulations. The complexity of sediments deposited in the Kutai Basin has resulted in a growing petroleum system plays [7]. One method to solve the problem of petroleum system concept is to use facies analysis that serves to explain how the process of recording sedimentation that has occurred and how the process of deposition. In addition, sequence stratigraphy analysis is also required to support facies analysis data. Analysis of facies and sequence stratigraphic analyzers can be combined to get an overview of reservoir characteristics working in the Kutai Basin. The Attaka Field core studies recognized some facies associations that represent fluvial-deltaic environments: prodelta, transgressive coastal plain to lagoon (calcareous mudstone), lower delta front, delta front bar, tidal flat, interdistributary bay, distributary channel, delta plain marsh and swamp, fluvial/distributary channel, crevasse channel and crevasse splay.

Based on the results of data analysis from 14 main wells and several wells in the area around the main well used to help interpretation the data and the results of laboratory analysis in the form of sediment analysis from core data and also paleontology analysis, it can be described as follows.

1. Core Attaka C10RD1

The C10RD1 core starts from a depth interval of 8250 ft to 8505 ft, with a total thickness of ± 255 ft. There are various parts of the core that experience weathering, so that the physical aspects of the core cannot be observed perfectly. In general, these cores have fine grained lithology, very fine sand to clay, with bioturbation composition in each core depth, but vary greatly. The sedimentary structure in the form of corrugated lamination, cross lamination is very common in these cores. The sedimentation pattern on the C10RD1 core shows a pattern that is rough upward, coarsening-upward Succession shows an increase in the grain size of an erosive or sharp base. This change indicates an increase in the strength of the transport current during deposition. Based on the C10RD1 core description, facies that develop on the C10RD1 core are delta front facies, estuarine facies, prodelta facies and distal facies.

Delta front association Facies

Consists is fine-grained, being composed mainly very fine sandstone to siltstone with a substantial muddy component. Vertically, in the depth 8250-8280 ft, generally coarsens upwards as the content of mudstone and siltstone decreases, intercalation. Bedding is flat but it is rare to see specific laminae or beds as they have been obliterated by a high degree of bioturbation that generated a minor structure aspect when viewed from close-up, except in rare instances where parallel lamination is visible. Facies Delta fronts also repeat at the depth 8330 ft. – 8345 ft. with lithological composition in the form of silty sandstone with siltstone. Sandstone is yellowish gray to light gray, siltstone is brownish gray to medium gray. Silty sandstone is very fine grained moderately to poorly sorted. Siltstone is variably clayey and sandy. Forms parallel and wavy lamination with local wave (?) ripple lamination and micro cross-strata. Lamination is locally disrupted by burrows.

Delta Tidal Influenced Estuary Facies

This facies develops at a depth of 8263 ft - 8290 ft, with consists lithological in the form of silty sandstone with sandy, clayey siltstone and local shelly sandstone. Silty sandstone is very light gray; sandy clayey siltstone is medium gray to medium dark gray and brownish gray. Shelly sandstone is dark yellowish brown to brownish gray. Shelly sandstone is dark yellowish brown to grayish orange. Silty sandstone and sandy, clayey siltstone are interlaminated. Overall interval is about 40% sandstone and 60% siltstone. Individual laminae 1-10 mm thick, mostly parallel laminated, but silty sandstone locally forms isolated current ripple structures with a generally consistent direction of foreset inclination within individual core segments (implying probable uni-directional transport). However, probable wave ripples are present at 8289.1 ft. Locally burrows disrupt lamination. *Pelecypod* shells are common in the basal 5 ft. Interval from 8279.0-8279.6 ft is shelly sandstone, coarse to fine grained and poorly sorted. It forms two graded beds with sharp bases. Shells include *molluscs* and *echinoid* fragments. Contains abundant grayish orange siderite nodules.

Prodelta Association Facies

This facies develops at a depth 8294 ft. – 8330 ft., with lithology composition is silty sandstone to sandy siltstone, very light gray to medium gray with local brownish gray, very fine to fine grained, mostly very fine grained, very poorly sorted to moderately sorted. Generally-heavily bioturbated. Rare remnants of lamination are highly disrupted. However, swaley lamination and micro-cross lamination are present in fine grained, moderately sorted sandstone at 8303.0-8303.5 ft. Contains shell fragments including *molluscs*, *echinoids*, and calcareous forams (0.5-1 mm long). Locally contains moderate yellowish brown to grayish orange siderite modules.

Estuarine Facies

This facies is at a depth of 8420 ft. - 8433 ft. and also repeated at a depth of 8476 ft. - 8500 ft., with the composition clayey siltstone with interlaminated silty sandstone. Clayey siltstone is medium gray, medium dark gray, light brownish gray, and variably sandy. Silty sandstone is very fine grained and dominantly poorly sorted. Siltstone is parallel laminated. Sandstone forms parallel lamination, ripple micro cross strata, and small scale cross lamination. Stratification locally disrupted by burrowing. Sub-rounded 12 mm long coaly clast present at 8496.7 ft. Based on the log curve, it can also be seen the development of the stratigraphic sequence on the C10RD1 log wireline, as shown below. Determination of stratigraphic sequence zoning based on gamma-ray curve patterns and resistivity curves. In addition, the determination of this sequence brick is also assisted by using the software version of Petrel 2015. The results show that there are 3 limits of maximum flooding surface, namely MFS A, MFS B, MFS C.

2. Core Attaka B15

Based on core B15 description, facies that develop in core B15 are distributary channel and tidal flat facies.

Distributary Channel Facies

This facies develops quite short, only in depth 5030 ft. - 5045 ft. with lithology composition in the form of sandstone with minor siltstone, light gray to light greenish gray, where it is moderate to dark yellowish brown (where cemented by siderite), lower medium to very fine grained, mostly very grained and silty, moderately to poorly sorted. Moderate to small-scale cross strata form, micro cross strata, ripple lamination and parallel parallel and wavy lamination. Zone from 5038.1-5039.8 ft. Cemented by calcite (upper 0.7 ft) and siderite and calcite (lower 1.0 ft). This cementation causes spikes in sonic and density logs, and small peak in resistivity.

Tidal Flat Facies

This facies develops at a depth of 5135 ft. - 5147 ft., with lithology siltstone with laminae and thin beds of silty, very fine-grained sandstone in upper 6 ft. Medium light gray to medium gray with local moderate yellowish brown in sideritic zones (s). Upper part forms parallel and wavy laminae with rare ripple lamination. In lower part stratification is disrupted by root traces, possibly also by burrowing. Sampling from 5142 is barren of foraminifera but contains fish/crustacean remains, possibly indicating brackish conditions.

Based on the results of the data analysis, the sedimentary facies that developed in the Attaka field, Kutai Basin is the delta front facies, tidal influenced estuary facies, prodelta facies, estuarine facies. Composite lithology is dominated by fine grained rocks. The sediment formed is a deltaic fluvial sediment with river activity as the main factor. Well-developed reservoir rocks are sandstone reservoirs with heterogeneity. In general and the results of the correlation, the structure trap is the most abundant trap of hydrocarbon accumulation.

References

1. Allen, G. P., Chambers, J. L. C. 1998. Sedimentation in the Modern and Miocene Mahakam Delta. Proceedings Indonesian Petroleum Association
2. Chambers J. L. et al. 1997. New Observation on The Sedimentary and Tectonic Evolution of the Tertiary Kutai Basin, East Kalimantan, Geological Society, London, Special Publications, v. 126; p. 395 – 416
3. Chambers J. L. C., Moss, S. J. 1999. Depositional Modelling and Facies Architecture of Rift and Inversion Episodes in the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia. Proceedings Indonesian Petroleum Association; 27th Annual Convention and Exhibition
4. Cloke, O. I., Moss, S. J., Craig, J. 1999. Structural Controls on The Evolution of The Kutai Basin, East Kalimantan. Journal of Asian Earth Science 17. Page 137-156
5. Davis, R. A., Dalrymple, R. W. 2012. Principles of Tidal Sedimentology. Texas A&M University – United State of America, Department of Geological Sciences and Geological Engineering, Queen's University – Kingston, Canada. Springer
6. Gorsel, V. J. T. 2013. Bibliography of The Geology of Indonesia and Surrounding Areas, 5th Edition
7. Satyana, A.H., Nugroho, D., Surantoko, I. 1999. Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutai, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia", Journal of Asian Earth Science Special Issue, v.17.
8. Suardi, E., Isnaniawardhani, V, Cibaj, I, Amiruddin, Haryanto, I. 1999. The Lithological Succession in East Kutai Basin, East Kalimantan, Indonesia, Revisited in a New Data on Litho-Biostratigraphy. International Journal of Science and Research (IJSR)

**FACIES AND MACERAL ANALYSIS FOR DETERMINE COAL DEPOSITIONAL ENVIRONMENT
TANJUNG FORMATION, BARITO BASIN, SOUTH KALIMANTAN, INDONESIA**

Prabowo Iwan

Scientific advisors - associate professor ¹Ivantsov S.V., ²Rahmad Basuki, ²Ediyanto

¹*National Research Tomsk State University, Tomsk, Russia*

²*Pembangunan Nasional "Veteran" University, Yogyakarta, Indonesia*

The research area is located in the Pengaron, Banjar, South Kalimantan, precisely situated in the eastern margin of the Barito Basin [9]. Barito Basin is one of the basins where to be found good quality coals in Kalimantan, especially in the the Eocene Tanjung Formation [9]. The purpose of this study was to determine the lithological characteristics found in the study sites, geological structure, sedimentary rock facies, as well as studies about the relationship between sedimentary rock facies with quality parameters of coal based on laboratory proximate test analysis and macerals analysis. The study was conducted using descriptive methods include case study research and direct observation in the field through geological mapping and stratigraphic measurements, as well as analysis method include performed data processing as a result of field observation and other supporting data. The processed data is presented in the form of lithology columns, maps, and data of geological structure. After that performed the laboratory analysis includes analysis of sedimentary facies and structural analysis of geology. In the final stage is the interpretation of sedimentary facies and their relationship with quality parameters of coal based on proximate test analysis. From the facies analysis, rocks of older age at study sites are sedimented on transitional lower delta plain (interdistributary bay, levee, channel, crevasse splay, swamp, interdistributary mouth bar) – back barrier (storm washover), while claystone units are deposited on lower delta plain (swamp, interdistributary bay). Based on the analysis of coal quality on seam B, the highest calorific value is obtained 7.478 Cal/g (sub-bituminous C) on seam of B2DU1 with ash content of 4.75% and total sulphur content of 2.13%. Lowest calorie value 5.631 Cal/g (sub-bituminous A) pada seam BPST2 dengan kandungan abu 24,04 %, dan total sulphur content 0,73 %. Whereas for C seam it has a calorific value of 6.502 Cal/g (sub-bituminous) at the CPL1 seam point with an ash content of 12.72% and a total sulphur content of 0.44%.

Basically the existence of coal is found in nature, coal quality varies greatly, both vertically and laterally, including roof and floor conditions, the presence of parting and impurity which results in varying values of sulphur content, calorific value and ash content. This condition is influenced by complex coal formation. One of the factors controlling the quality of coal is the coal bearing formation and the deposition of coal itself. The Tanjung Formation is one of the coal-bearing formations in the Barito Basin [9]. Coal in the Tanjung Formation has coal characteristics which vary based on the physical and the quality between one seam and the other seam. This can be affected by the sedimentary environment carrying coal or coal itself [8].

Based on the analysis of total sulphur content that has been done on B seam samples, the percentage (%) of total sulphur <0.55% for PST1, PST2, and 1DU2 was obtained and more than 1% for 1DU1, 2DU1, 2DU2, and 3DU1. The percentage value (%) of total sulphur which is less than 0.55% is included in the low criteria, and total sulphur which is more than 1% is included in the high criteria. The difference in sulphur content that exists in seam B is the influence of sea water conditions. The coal seams which have low sulphur content occur because the peat formed is not directly related to sea water, so the pH in peat is relatively low and will reduce the formation of relatively high sulphur content.

Total sulphur content contained in seam B is a type of pyritic sulphur. This can be proven by the abundant mineral matter pyrite content in all seams B. Pyritic sulphur in seam B is thought to be syngenetic pyrite, where the pyrite is formed during the peat process. Pyrite can be formed as a result of reducing sulphur by organisms and groundwater containing iron ions. The reduced form of pyrite is usually framboidal with a reduced source of sulphur likely to occur in material deposited with coal.

The high ash content of a coal seam will greatly influence the caloric value of the coal. This is because the heat used for further maturation of coal is reduced, which results from being exhausted as a combustion of the content in a coal seam. The content of ash in coal can be generated from innate impurities (inherent impurities) and impurities as a result of mining. Inherent impurities are impurities in coal associated with plants from the formation of coal. Coal with a low ash and total sulphur content is usually deposited on the terrestrial environment at the time of peatification, with the cover and bottom layer in the form of clastic sediment deposited on the land environment. Whereas coal with high sulphur and ash content is associated with sediments deposited in brackish or marine environments [2].

The presence of mineral matter that is present in a different place is not very influential on caloric value. This can be seen in the calorific value of 8 seams that have been analyzed in the laboratory have relatively different caloric values even though the eight seams have been tested has a mineral content in the form of pyrite and clay minerals. The increase in reflected light intensity in vitrinite maceral is directly proportional to the increase in the level of the coalification in the coal seam. The greater the reflectivity value of the maceral, the higher the rank of coal, and vice versa, the smaller the reflectance value, the lower the rank of coal [3].

In determining seam B facies, carried out by analyzing the composition of coal maceral assisted by existing coal facies models. [3]

The varied TPI values indicate a change in depositional environment. The TPI value of <0.5 indicates a low percentage of the presence of wood plants (indicated by the presence of low telovitrinite maceral) so that the structure of the cell network is very small which can be preserved well. The low TPI value also indicates more shrubs maceral and indicates a high groundwater level that can increase pH levels. As for the GI value of coal seam B, it shows varying values. This Gelification Index (GI) is related to the continuity of moisture on peat land and the comparison between the maceral formed due to the process of gelification and maceral formed due to the oxidation process.

In the Lamberson's coal facies diagram, 1991, in limnic conditions the vitrinite degradation is higher than the vitrinite structure, this condition is evidenced by the relatively high detrovitrinite content (ranging from 37.2% - 52.6%). In the limnic condition, the attack of microbial bacteria is intensified, so that the level of destruction of the remains of plants becomes high, to become peat. Based on Calder's coal facies, 1991, determination of coal facies can be helped by using 2 parameters, namely the influence of groundwater (GWI, Groundwater Index) and vegetation (VI, Vegetation Index). GWI is a ratio of the proportion of plants that are strongly gelification plant to weakly gelification plant. This comparison can illustrate the process of gelification which concludes about the condition of water supply and pH of a mire. Generally, seam B is included in ombrotrophic peat or often called high moor, which is a convex peat environment, with the condition of water supply coming from rainwater, so it is poor in nutrition (oligotrophic). [13]

Therefore, based on the physical aspects of rock outcrops that have been observed, Tanjung sandstone units are deposited in the Lower Delta Plain - Transitional Lower Delta Plain with sub-deposition environments on swamp, interdistributary bay, crevasse splay, and distributary mouth bar. The Tanjung mudstone unit is deposited in the Lower Delta Plain with a deposition substrate on the interdistributary bay, distal bar. The difference in depositional environment that occurs in seam B and seam C can be caused due to changes in groundwater level, while for coal carrier layer may be influenced by changes in sea level due to local geological influences.

References

1. Calder, J. H., Gibling, M. R. and Meikhopadhyay, P. K. (1991); Peat formation in a westphalian B piedmont setting, Cumberland Basin, Nova Scotia: implications for the maceral – based interpretation of rheotrophic and raised paleomires, Bull. soc. Geol. France, t. 162, no. 2, p. 283 – 298.
2. Cook, A. C. (1999), Coal Geology and Coal Properties, Keenville Konsultants, Australia p.68-78 and 179-185.
3. Diessel, C.F.K. (1992), Coal Bearing Depositional Systems. Springer Verlag Berlin. Heidelberg.
4. Heryanto, R. (2009), Karakteristik dan Lingkungan Pengendapan Batubara Formasi Tanjung di daerah Binuang dan sekitarnya, Kalimantan Selatan, Jurnal Geologi Indonesia, Vol. 4 No. 4 Desember 2009: 239-252.
5. Howard, A.D. (1967), Drainage Analysis in geologic interpretation, AAPG Bull Vol. 51, No. 11. California.
6. Komisi Sandi Stratigrafi Indonesia (1996), Sandi Stratigrafi Indonesia. Bandung: Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
7. Lembaga Pengabdian Kepada Masyarakat ITB (1999), Pekerjaan Eksplorasi Lanjutan dan Penyusunan Kajian Kelayakan Cebakan Batubara di Daerah Coal-Belt 3 Blok II Kalimantan Selatan. Laporan Akhir PT. Kadya Caraka Mulia, (Tidak Diterbitkan), Bandung: Institut Teknologi Bandung.
8. Mason, A. D. M., Haebig, J. C., and Adoo, Mc. R. C., (1993), A Fresh Look at The North Barito Basin, Kalimantan. Proceedings Indonesian Petroleum Association 22rd Annual Convention.
9. Satyana, A. H. (2002), Coal Seams Within Eocene Tanjung Formation of The Barito Basin, Southeast Kalimantan: Sequences Stratigraphic Framework and Geochemical Constrains for Source Potential, The Sedimentology Commission of Indonesian Association of Geologist Newsletter, number 17, V. 1, p. 14-21.
10. Stach, E., Mackowsky, M., Th., Teichmuller, M., Taylor, G.H., Chandra, D. & Techmuller, R. (1982), Stach's Textbook of Coal Petrology 3th edition. Gebr. Borntraeger, Berlin-Stuttgart. p.481.
11. Williams, H., Turner, F. J., and Gilbert, C. H. (1954), Petrography: An introduction the study of rocks in thin section. W. H. Freeman and Company Inc., Berkeley: University of California, San Fransisco.
12. Witte, D., Hall Robert, Nichols, G., and Morley, R. (2012), A New Depositional and Provenance Model for the Tanjung Formation, Barito Basin, SE Kalimantan, Indonesia, Journal of Asian Earth Science 56, 2012.
13. Witte, D., Hall Robert, Nichols, G., and Morley, R. (2012), Stratigraphy and Sediment Provenance, Barito Basin, Southeast Kalimantan, Proceedings Indonesian Petroleum Association 35th Annual Convention & Exhibition, May.

TECHNOLOGY OF OBJECT RECOGNITION SITUATION, BASED ON THE DATA OF AIR LASER SCANNING

A.R. Protasova

Scientific advisor - associate professor Bazavluk V.A.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Various sources of information can be used as input data for surface modeling. However, laser scanning of the area is a priority. The key advantage of laser scanning is the maximum detail of the object, which allows to make many decisions remotely based only on the survey data and thus save resources, up to remote work instead of specialists visiting the object [3]. In addition, the terrain can be surveyed in a variety of ways, including ground, mobile and aerial laser scanning, which also affects the nature, scale and volume of the data and, accordingly, the processing tools.

The classification process of a dense point cloud is a prerequisite for most object modeling processes. Classification of clouds, in a General sense, is a division of points into different kinds of classes, for example, vegetation, ground and building classes, etc[1]. Each of these classes implies a unique parameter that would allow to identify each class separately. To implement the method, 55 569 142 points of a dense cloud of the studied territory of the Tomsk region (Rybalovo village) with an area of 21.72 km² were obtained.

Classification of dense cloud points allows the user to focus on the necessary areas of the scene, as well as to specify the individual classes of points that will be used as a source of data for further manipulations. At the heart of any classification is the selection and determination of suitable for the purposes and objectives of the study classifier (parameter filter), based on the value and assumptions which is divided into classes. As the specified filter can be: color, surface angle, terrain slope, distance from the base point, the presence of sharp differences in elevation, surface types (smooth, rough), the presence of "holes", etc. Thus, according to the orthophotoplan of the object under study, the following objects were identified within the boundaries of the area: water bodies; buildings, structures; agricultural land; trees and shrubs (shards); as well as road network objects. Based on the definitions of each of the classification parameters of the dense point cloud, as well as taking into account the features of the relief of the study area and the tasks set, the dense point cloud was divided into seven classes.

In the software "PhotoScan" it is possible to automatically divide all existing points into two classes – points of the earth and the remaining points. In this case, the user must specify the specific values of the classification parameters: maximum angle (deg); maximum distance (m); cell size (m). The maximum angle determines the angle between the elevation model and the line connecting the point to be verified and the point from the elevation point class. It is recommended to use the default value (15 deg) for plains and near-plains surfaces. If there are steep slopes within the scene, it is recommended to increase the parameter value [1]. Maximum distance of the distance value from the verified point to the elevation model. In fact, this parameter determines the maximum expected value of the height difference within the scene[1]. The cell size (m) Determines the size of the cells into which the point cloud is split in the preparatory phase of the point classification procedure. The cell size should be determined depending on the size of the largest area of the reconstructed scene that does not contain any relief points (for example, a building or a dense forest)[2].

The values of the above parameters are not constants they are individually selected taking into account the peculiarities of the terrain, as well as the necessary research tasks. The most acceptable result was achieved by combining the following classification parameters: maximum angle (degrees) – 1.5; maximum distance (m) - 1.9; cell size – 100 m. A color was chosen as the filter for determining the points for all other classes except vegetation, i.e. the interval of changing the brightness value of each point of the dense cloud. Thus, in the PhotoScan module it is possible to set a certain color class for points (figure 1). The classification was made using color parameters: R=48 G=69 B= 105 for water bodies and for the road R=230 G=227 B=226.

In a detailed analysis of aerial photographs, it was found not only the presence of high-barreled trees on the ground, but also the widespread shrub vegetation. Thanks to the built-in module Classify\by height from ground in MicroStation\TerraScan among all points of tree-Bush vegetation zones of distribution of bushes were allocated. The module assigns a separate class to points according to the max height = 1.0 condition, namely by analyzing the Z (m) mark of each point.

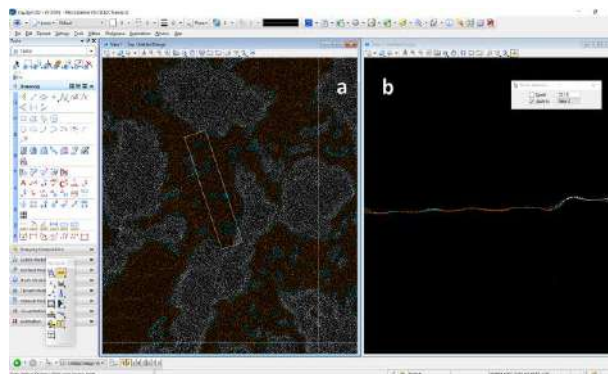


Fig. 1 Fragment of shrub vegetation filtration in plan (a), cross-section (b)

Figure 1 clearly identified the zone of distribution of tall trees (white color) and bushes (blue color). In addition, on the cross section, made along the line shown in the figure on the left, you can clearly see a significant difference in the height of the class of shrubs (height 1-2 meters) and high-forest (white).

It was possible to allocate in a separate class objects of capital construction in the presence of "holes" in the class of the earth in places of their placement. When using air laser scanning technologies, capital construction projects can be identified only by their roofs (figure 2). Since the shooting is from the air, the ground points under the roofs will not. Accordingly, the shape of the roof can be judged on the configuration and location of the capital construction project (Fig. 2).

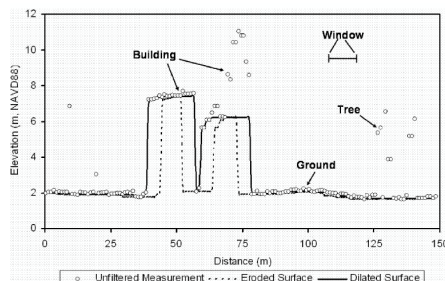


Fig. 2 Scheme of distribution of dense points clouds, obtained using the UAV

Based on this classification, the "Tools - Draw polygon" module in MicroStation/Terracan software has built vector contours exactly along the boundary of individual classes of points (Figure 3).

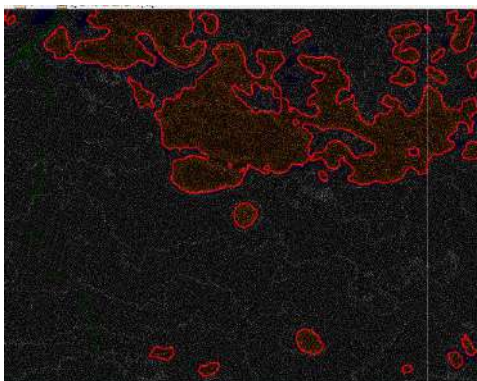


Fig. 3 Vector contours of tree and shrub vegetation of the study area

According to the results of the study, the areas of thematic layers were determined the results are presented in the table.

Table

The values of areas of vector layers obtained during the study

| Class name | Number of points | Obtained area, m2 |
|-------------------------------|------------------|--------------------|
| Agricultural land | 3 184 688 | 14084728.68 |
| High-tree forests | 2 066 964 | 6690666.66 |
| Shrubs | 233 626 | 571290,29 |
| Capital construction projects | 1 684 | 5682,08 |
| Water bodies | 71 068 | 315644,17 |
| Road | 22 124 | 77354,54 |
| Low points | 314 | - |
| Total | 5 580 468 | 21745366,33 |

Analyzing the calculation materials of table, as well as the materials of figure 3, it should be noted that the agricultural lands of the study area have small-scale, a large number of inclusions, ranging in size from 1 m2 to several thousand square meters. In addition, there is an active movement of agricultural land with forest. Thus, the area of trees and shrubs, taking into account the fragments, is 7.2 km2, which, in turn, is about 33.4% of the total area of the study. Thus, the obtained materials of the study allow not only to quantify the territory, but also can be used as a source of data in the creation of terrain and various kinds of vector maps, where each layer contains attribute information that can qualitatively and quantitatively characterize it.

References

1. Li A New Method for Segmenting Individual Trees from the Lidar Point Cloud /Wenkai Li, Qinghua Guo, Marek K. Jakubowski, and Maggi Kelly// Photogrammetric engineering & remote sensing. Vol. 78, No. 1. 2012. pp. 75 – 84.
2. Theoretical Lidar Point Density for Topographic Mapping in the Largest Scales. Triglav Ćekada, M., Crosilla, F., Kosmatin Fras, M., 2010. Geodetski vestnik, 54 (3), 213 - 221.
3. Wang, J Segmentation of lidar point clouds for building extraction/ Jun Wang, Jie Shan// Geomatics Engineering, School of Civil Engineering. 2009. PP.9 - 13.

ANALYSIS OF LANDSLIDE HAZARD IN THE SOUTH-EAST OF THE KYRGYZ REPUBLIC

K.R. Ruslanova

Scientific advisor - professor Nazarenko O. B.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The territory of the Kyrgyz Republic is characterized by high seismicity, the complexity of the geological structure, the great dissection of the relief with the alternation of mountain ranges and depressions. Hazardous natural processes and phenomena are widely developed and often lead to emergency situations. Emergencies due to the activation of landslide processes account for 8.53% of the total number of registered emergencies.

On the territory of the Kyrgyz Republic, there are currently about 5,000 modern landslides. Landslides are developed mainly in low- and middle-mountainous zones coinciding with the area of distribution of the Meso-Cenozoic sediments, represented by interbedded variegated clay, sandstone, limestone, marl, gypsum with numerous aquifers and loesslike loam. In connection with the intensification of interacting modern geodynamic movements, seismicity, rising groundwater levels, anomalous amount of precipitation, as well as engineering and economic activities of man in mountain areas, the number of landslides increases annually.

A landslide is the mass of rocks, slipping or sliding down the slope or slope (artificial slope) under the influence of gravity, hydrodynamic pressure, seismic and some other forces [2]. The formation of a landslide is the result of a geological landslide process, manifested in vertical and horizontal displacements of rock masses due to the violation of their stability - equilibrium.

Landslides destroy the slopes, change their outlines, create a specific landslide relief. In addition, landslide displacements create peculiar forms of the internal structure of landslide accumulations, i.e. their structure. The slide of rock masses during a landslide process always occurs along one or several sliding surfaces, which are an obligatory and characteristic element of the structure of each landslide. Consequently, landslide phenomena are always accompanied by a change in the terrain, its geological structure, and indicate that the rocks on the slope or in the slope have lost stability under the influence of some reasons.

Southeast of the Kyrgyz Republic is Naryn region. The territory of the region includes: sublatitudinally elongated alternation of high-mountain (Ak-Say, Arpinskaya, At-Bashy-Karakoyun, Chatyr-Kel, Son-Kel) and mid-mountain (Jumgal, Kochkor, Min-Kush, Srednenarynskaya) intermountain hollows, and the environmental components of the mountain basins (Jumgal, Kochkor, Min-Kush, Middle-Daryn), and the environmental components of the mountain basins (Jumgal, Kochkor, Min-Kush, Srednenaryn) system consisting of the Moldo-Too, Jumgal-Too, At-Bashy, Jaman-Too, Naryn-Too, Son-Kul Too, Torugart-Too, Kokshaal-Too ranges. The absolute height of the bottoms of the depressions varies: for high-altitude valleys from 3000 to 3800 m, middle-mountain - from 1500 to 2600 m. The average height of the ridges varies from 3600 to 4500 m. The absolute elevations of individual peaks exceed 5100 m. Intermountain depressions are closed (separated by diagonal bridges) areas connected by deep canyon-shaped gorges. Dissection of the relief increases from east to west. The eastern part of the region is characterized by the development of hollow-hilly syrtovy surfaces with glacial alpine lakes. The altitudinal zonality of the relief forms several natural belts from deserts and semi-deserts to alpine ones [3].

The mountainous territory is characterized by a high dissection of the relief and a large gravitational energy of the slopes. The difference in absolute elevations of the bottom of the depression varies from 1,500 to 2,600 m, the mountain zone from 2,600 m to 4,185 m.

According to geotechnical features, the structure of the territory of the region is represented by ancient rocks of the bedrock with rigid structural bonds and younger, less durable quaternary surface sediments.

The root base rocks consist of igneous, metamorphic and sedimentary complexes combined in rock and semi-rock groups. Outcrops of rock and semi-rock soils are observed in high and middle mountain zones (less often in low mountains), while rock formations predict the development of dangerous exogenous processes - landslides, rock falls, talus, karst (for limestone and carbonate rocks), and in semi-rock soils it is also expected landslide phenomena.

Surface sediments in high-, middle-, low-mountain, and lowland areas are combined into formations of mountain slopes, intermontane depressions, and mountain glaciation consisting of loose, cohesive, and softly cohesive soils, and they are predicted to develop landslides, gully erosion, mudflows, solifluction, flat washout and other exogenous processes and phenomena.

In the Naryn region occurs from 8 to 47 emergencies for the year, an average of 15-16. Man-made emergencies make up 12.7%, the number of victims in them is 65% of the total number of victims. The emergencies caused by avalanches make up (21.1%), dangerous meteorological events (15.7%), mudflows and floods (16.2%), earthquakes (8.3%), landslides and rockfalls (6.9 %) [3].

In the Naryn region, landslide processes are developed in the foothill zones bordering the bottoms of the intermontane depressions of Atbashyn, Jumgal, Kochkor, Kara-Kudzhur, Alabuga-Naryn, and along the valley of the Naryn river. Most of the sites have a small and very small degree of damage.

On the territory of the region, a third degree of landslide hazard with a rare spread of landslides, activated in abnormally wet years, is highlighted. The volumes of landslide bodies vary from several hundred to several million cubic meters, large landslides are usually confined to zones of tectonic disturbances.

The formation of landslides depends on the geological structure and engineering-geological properties of rocks, relief, causing the stability of mountain slopes. Waterlogging of slopes, lack of vegetation, active geodynamic, seismic and man-made modes of exposure cause the activity of the manifestation of landslides.

In connection with the expected increase in the level of groundwater, precipitation and activation of seismic processes in 2015-2020, active manifestation of landslide processes is possible [1].

The danger is a large modern landslide, formed in the spring of 2004 on the right bank of the r. Tuyuk-Suu near the village of Min-Kush of the Jumgal region with a volume of unstable rocks of about 1 million m³. When it is displaced, this landslide can form a dam up to 20 meters high and a dam lake with a volume of 250-300 thousand m³.

On the map-scheme of a typological engineering-geological zoning of a landslide hazard (Fig. 1) in a designated typological area the first category of vulnerability in the area of the settlement was determined. For Min-Kush zone of the second degree of landslide risk is 0.8% of the area. On the typological region of the second category of vulnerability, the first-risk zone, which occupies 6% of the area, is developed on the slopes of the Moldo-Too, Suusamyr-Too, and Dzhungal-Too ranges. The zone of the II degree of risk is developed in the central part of the district at 9% of the area of the district. Up to 69% of the area on mountain slopes refers to a typological area of category III vulnerability with the first degree of risk from exogenous slope processes and phenomena, including rockfalls, landslide landslides and debris.

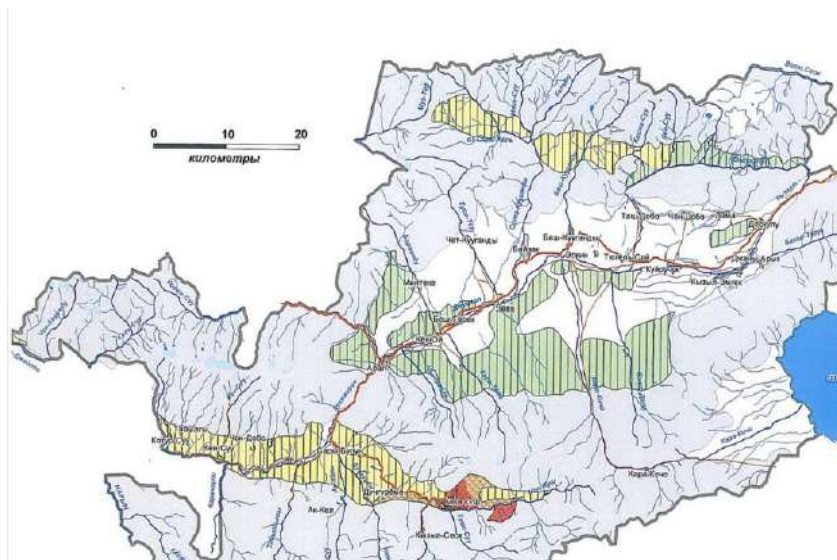


Fig. 1 Map of typological zoning and forecasting landslide hazard of Jumgal region

In the village of Min-Kush, landslides threaten residential buildings, the Office Equipment plant, power transmission towers, and engineering communications. In 2010, landslides were activated on the site of the Min-Kush-Dalniy Min-Kush highway (the danger was eliminated by partially unloading the landslide). The landslide is located to the west of the village of Min-Kush. The landslide masses squeeze the Min-Kush riverbed to the Aral-Min-Kush highway and undermine the coast with the threat of the highway. Local governments and the Ministry of Transport and Communications of the Kyrgyz Republic need to take measures to protect the highway at the erosion site.

In this regard, in order to obtain in advance information about the threat of the “Tuyuk-Suu” landslide and to implement an emergency prevention action plan, it was recommended to provide regular measurements of displacements in the lower and middle landslide with a frequency of at least once every 10-15 days in the winter 2014 and at least once every 3-5 days, starting in March 2014.

Reliable assessment of landslide risk and prediction of the danger of landslides during monitoring is carried out on the basis of a comprehensive analysis of diverse information obtained using various methods and technical means.

To date, over 5,000 landslide foci and plots have been recorded in Kyrgyzstan, approximately 700 of which pose a serious danger and threat to human settlements, economic facilities and infrastructure. However, due to the lack of modern affordable tracking equipment for landslide processes, only dozens of the most dangerous landslides in Mailuu-Suu, Min-Kush, at the Kumtor high-mountain mine, are monitored using measuring tools from the entire huge number of potentially dangerous landslide sites. For this reason, landslide processes cause very significant economic damage and cause an unjustifiably large number of human victims.

Monitoring of landslide processes in geodynamically active mountain-folded regions is the most important element of the entire system of forecasting and warning of geocatastrophes and ensuring the safety of the population and objects of the technosphere.

The main task of future work should consist in the scientific, methodological and feasibility study of the development of the observation network and the information and communication network of a unified system for monitoring and forecasting landslide threats, primarily in the most landslide-prone regions of Kyrgyzstan, including Naryn oblast.

References

1. Haberland C., Abdybachev U., Schurr B.D., Janssen C. Landslides in Southern Kyrgyzstan: Understanding Tectonic Controls // Eos Transactions American Geophysical Union. – 2011. – V. 92(20). – P. 169–176.
2. National Statistical Committee of the Kyrgyz Republic [Electronic resource]: <http://www.stat.kg/en/>.
3. Nemčok A., Pašek J., Jan Rybář. Classification of landslides and other mass movements // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 1972. – V. 4(2). – P. 71–78.

**MICROSEISMISCHE HINTERGRUNDREAKTION AUF PULSIERENDE VERÄNDERUNGEN
DES ERDMAGNETFELDES**

S.A. Riabova

Institut für Geosphärendynamik der Russischen Akademie der Wissenschaften, Moskau, Russland

Die Kette Sonne – interplanetarer Raum – Magnetosphäre – Ionosphäre – Atmosphäre – Tektonosphäre der Erde ist ein komplexes offenes dynamisches nichtlineares System, in dem alle Prozesse miteinander verbunden sind [6]. Man kann erwarten, dass ein Zusammenhang zwischen Sonnenaktivität, Störungen des Magnetfelds der Erde und tektonischen Prozessen der Erde besteht. Das Interesse an diesem Problem ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass diese Studien zusätzliche Informationen über Erdbebengefährdungszeiten, die Auslösewirkung von Faktoren unterschiedlicher physischer Natur auf die Seismizität untersuchen und die Muster der solar-terrestrischer Beziehungen besser verstehen [3, 5, 8]. Gegenwärtig gibt es kein eindeutiges Verständnis der Beziehung zwischen solar-terrestrischer und geodynamischen Prozessen. Am wenigsten entwickelt ist die Frage nach dem Einfluss starker magnetischer Störungen auf die Parameter des mikroseismischen Hintergrunds [1, 10].

Das Ziel dieser Studie ist es, die Reaktion des mikroseismischen Hintergrunds auf gepulste geomagnetische Schwankungen für die Bedingungen des geophysikalischen Observatoriums "Mikhnevo" des Instituts für Geosphärendynamik der Russischen Akademie der Wissenschaften zu bestimmen. Es ist zu beachten, dass das Vorhandensein einer tiefen tektonischen Struktur in unmittelbarer Nähe des Registrierorts die Intensität der Energieumwandlung zwischen den untersuchten physikalischen Feldern in Richtung der Zunahme erheblich beeinflussen kann.

Bei der Durchführung der Studien wurden Daten synchroner instrumenteller Beobachtungen von seismischen Schwingungen und Änderungen des geomagnetischen Feldes im Gebiet des Geophysikalischen Observatorium "Mikhnevo" verwendet. Geomagnetische Schwankungen wurden in einem speziell ausgestatteten Pavillon mit einem LEMI-018i-Fluxgate-Magnetometer gemessen, seismische Vibrationen wurden mit seismischen STS-2- und SM-3KV-Empfängern aufgezeichnet und Die Datenerfassung und -akkumulation wurde mit programmierbaren RefTek-Rekordern durchgeführt.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass Pulsänderungen (mit einem starken Anstieg der Amplitude) im geomagnetischen Feld wahrscheinlicher mikroseismische Schwingungen beeinflussen, wurden die Aufzeichnungsabschnitte des Magnetometers mit erhöhter magnetischer Aktivität (lokaler magnetischer Aktivitätsindex $K \geq 3$) ausgewählt, die solche Ereignisse enthalten. Die Auswahl induzierter Variationen des mikroseismischen Hintergrunds wurde auf der Grundlage der Spektralzeitanalyse durchgeführt [9].

Die Bewertung der Nähe der Beziehung zwischen den untersuchten Werten wurde unter Verwendung von drei Berechnungsmethoden durchgeführt: dem linearen Pearson-Korrelationskoeffizienten, den Spearman- und Kendall-Korrelationskoeffizienten [2]. Um die statistische Signifikanz der Korrelationsabhängigkeit zu bestätigen, wurde eine Analyseverfahren mit Ersatzdatenreihen angewendet [7].

Die Zeitverzögerung zwischen der Änderung des Erdmagnetfelds und der Reaktion des mikroseismischen Hintergrunds wurde durch Berechnung des Kreuzkorrelogramms geschätzt. Um den Kausalzusammenhang zwischen den untersuchten Mengen zu ermitteln, wurde der Granger-Test [4] für eine aus einem Kreuzkorrelogramm bestimmte Verzögerung verwendet.

Die Ergebnisse der Datenverarbeitung und -analyse zeigen, dass während gepulster Variationen des Magnetfelds des SSC- und SI-Typs in den meisten Fällen erhöhte Variationen des seismischen Hintergrunds beobachtet werden.

Die Spektralanalyse zeigt, dass die Reaktion des mikroseismischen Hintergrunds hauptsächlich im Frequenzbereich von 0,01 bis 0,1 Hz, in einigen Fällen im Frequenzbereich von 0,001 bis 0,1 Hz, beobachtet wird. Und der Beginn der verursachten Veränderungen des mikroseismischen Hintergrunds fällt mit dem Beginn der geomagnetischen Veränderungen und die maximale Amplitude in der Regel mit dem Maximum des geomagnetischen Impulses zusammen. Als Beispiel für den Vergleich in Abb. 1 zeigt das STAN-Diagramm von Änderungen des mikroseismischen Hintergrunds während des Zeitraums geomagnetischer Störungen für den 26. Dezember 2015.

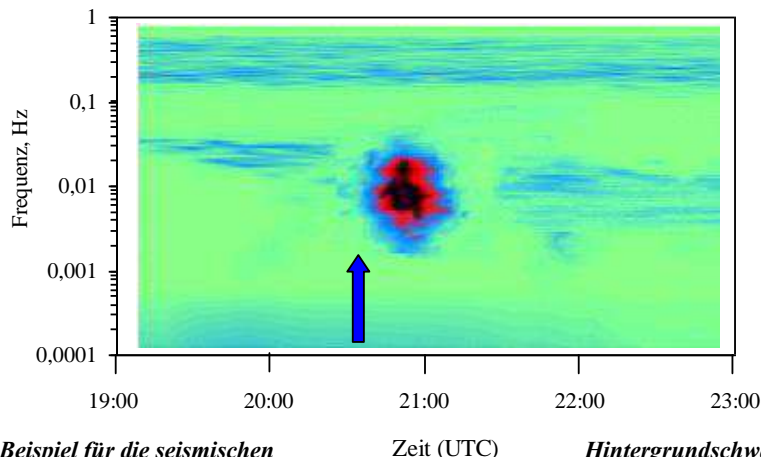


Abb. 1. Ein Beispiel für die seismischen Hintergrundschwankungen während geomagnetischer Störungen (26. Dezember 2015; $K = 5$; $B = 67$ nT). Der Beginn von geomagnetischen Störungen wird durch einen ausgefüllten vertikalen Pfeil angezeigt.

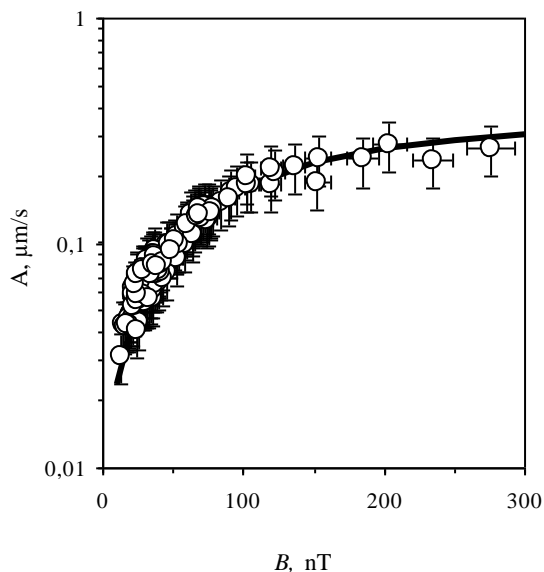


Abb. 2. Abhängigkeit zwischen den Amplituden der während der Periode von geomagnetischen Störungen induzierten Änderungen des mikroseismischen Hintergrunds A und der Amplitude der geomagnetischen Störungen des Impulstyps B

Die Beziehung zwischen den Amplituden des geomagnetischen Impulses B und den induzierten Änderungen des mikroseismischen Hintergrunds A in Abb. 2 gezeigt. Bei ausreichend schwachen Amplituden der geomagnetischen Impulse B (im Bereich bis $\sim 50 - 100$ nT) nimmt die Amplitude der induzierten Variationen des seismischen Feldes A mit zunehmendem B nahezu linear zu, mit weiter zunehmendem B flacht die Abhängigkeit A(B). Eine Kausalanalyse zeigt den Einfluss gepulster Schwankungen im Erdmagnetfeld auf mikroseismische Schwingungen. Die durchgeführten Berechnungen weisen auf eine hohe Signifikanz der Korrelation zwischen den angezeigten Größen hin, und gerade die Änderung des Erdmagnetfelds bewirkt die Änderung des mikroseismischen Hintergrunds.

Referenzliste

1. Adushkin V.V., Ryabova S.A., Spivak A.A., Kharlamov V.A. Response of the seismic background to geomagnetic variations // Doklady Earth Sciences, 2012. – Vol. 444, No. 1. – P. 642 – 646.
2. Davis J.C. Statistics and data analysis in geology. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 2002. – 638 p.
3. Duma G., Ruzhin Y. Diurnal changes of earthquake activity and geomagnetic Sq-variations // Natural Hazards and Earth System Sciences, 2003. – Vol. 3. – P. 171 – 177.
4. Granger C.W.J. Investigating causal relations by econometric models and cross-spectral methods// Econometrica, 1969. – Vol. 37. – P. 424 – 432.
5. Herdijajaya D., Arif J., Nurzaman M.Z., Astuti I.K.D. On the possible relations between solar activities and global seismicity in the solar cycle 20 to 23 // AIP Conference Proceedings 1677, 2015, <https://doi.org/10.1063/1.4930664>.
6. Mazzarella A., Palumbo A. Solar, geomagnetic and seismic activity// Nuovo Cimento C, Serie 1, 1988. – Vol. 11 C. – P. 353 – 364.
7. Middleton G.V. Data analysis in the Earth sciences using MatLab. – New Jersey: Prentice Hall Upper Saddle River, 2000. – 246 p.
8. Simpson I.F. Solar activity as a triggering mechanism for earthquakes// Earth and Planetary Science Letters, 1968. – Vol. 3, No. 5. – P. 417 – 425.
9. Stoica P., Moses R. Introduction to spectral analysis. – New Jersey: Prentice Hall Upper Saddle River, 2005. – 452 p.
10. Sycheva N.A., Bogomolov M., Sychev V.N. On geoeffective solar flares and variations of the seismic noise level // Izvestiya, Physics of the Solid Earth, 2011. – Vol. 47, No. 3. – P. 207 – 222.

ANALYSIS OF THE WELL WALLS STABILITY IN CONTROLLED DIRECTIONAL DRILLING

A.A. Saifullin

Scientific advisor - engineer Konoshonkin D.V.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The aim of this report is to identify the sections of the well, where the caving can happen under using the definite mud. Reaching these sections while drilling will indicate engineers that the drilling mud must be changed in order to prevent accidents and decrease the expenditures for drilling [1,2].

In the study the first step was to divide the problem into three simple parts according to the superposition method: wall deformation, drilling mud filtration and well bending.

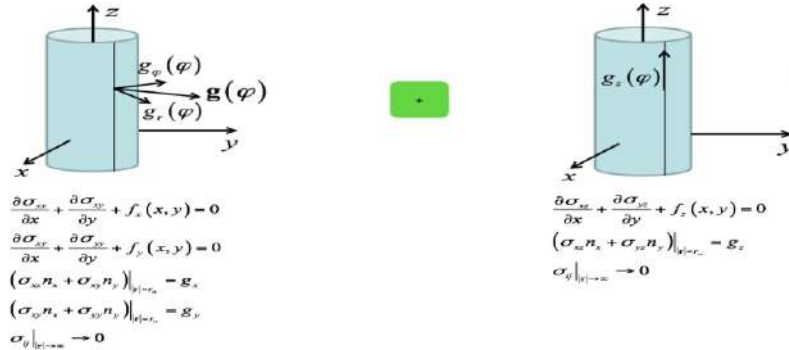


Fig. 1 Parts about wall deformation and well bending

Firstly, the two-dimension problem of wellbore wall deformation was solved in potential principles method, by means of solving the second part which related to well bending problem. Consequently, the issue becomes three-dimensional. Both tasks were solved within the radial coordinate system. This system was chosen because it will be more convenient to calculate stress tension in rounded shaped well.

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= \frac{1}{2} (\Sigma_1 + \Sigma_2) \left(1 - \left(\frac{R}{r}\right)^2 \right) + \frac{1}{2} (\Sigma_1 - \Sigma_2) \left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4} \right) \cos 2\varphi + P \left(\frac{R}{r}\right)^2 \\ \sigma_{\varphi\varphi} &= \frac{1}{2} (\Sigma_1 + \Sigma_2) \left(1 + \left(\frac{R}{r}\right)^2 \right) - \frac{1}{2} (\Sigma_1 - \Sigma_2) \left(1 + \frac{3R^4}{r^4} \right) \cos 2\varphi - P \left(\frac{R}{r}\right)^2 \\ \sigma_{r\varphi} &= -\frac{1}{2} (\Sigma_1 - \Sigma_2) \left(1 + \frac{2R^2}{r^2} - \frac{3R^4}{r^4} \right) \cos 2\varphi \\ \sigma_{zz} &= \int_{h_1}^{h_2} \rho g dz \end{aligned}$$

Fig. 2 Solution of the well deformation problem

$$\begin{cases} \sigma_{rz} = \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \sin 2\varphi \right) (\Sigma_1 \cos^2 \alpha + \Sigma_2 \sin^2 \alpha - \Sigma_3) \frac{\sin 2\beta}{2} + \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \cos 2\varphi \right) (\Sigma_1 - \Sigma_2) \frac{\sin 2\alpha \sin \beta}{2} \\ \sigma_{\varphi z} = \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \cos 2\varphi \right) (\Sigma_1 \cos^2 \alpha + \Sigma_2 \sin^2 \alpha - \Sigma_3) \frac{\sin 2\beta}{2} + \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \sin 2\varphi \right) (\Sigma_1 - \Sigma_2) \frac{\sin 2\alpha \sin \beta}{2} \end{cases}$$

Fig. 3 Solution of the well bending problem

After counting the stress tensor in every case, the general tensor was figured out and then transformed into the main stress tensor. The next step was to study the stability using the Coulomb-Mohr destruction [3] criterion and specially created C++ program. As a result of counting reliable boundary depths and drilling mud densities were obtained.

In conclusion, on the ground of calculated results, graphs were created which can be used for well construction recommendations.

References

1. Aadnoy B S. Continuum mechanics analysis of the stability of boreholes in anisotropic rock formations [D]. Ph D Thesis. Norway: Norwegian Institute of Technology, University of Trondheim, 1987.
2. Amader B. Rock anisotropy and theory of stress measurements [A]. In: Brebbia, Orszag Eds. Lecture Notes in Engineering[C]. Springer Verlag, 1983.
3. Mao-Hong Yu.; Advances in strength theories for materials under complex stress state in the 20th Century; Applied Mechanics Reviews; American Society of Mechanical Engineers, New York, U.S.A.; May 2002; 55 (3): pp. 169–218.

STUDY OF THE IMPACT OF INHIBITOR ON PARAFFIN CRYSTALLIZATION TO RHEOLOGICAL PROPERTIES OF CRUDE OIL

A.V. Sidorenko, A.A. Kustubaev

Scientific advisor - assistant professor Chekantseva L.V.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Paraffin deposition is one of the serious problems in oil industry. It has got a crucial attention to overcome this issue in more hostile environment in new oil fields exploration especially in deep water. Paraffins, that are known as mostly heavy saturated paraffins, tend to precipitate when the temperature and pressure of oil fields drop during the production and transportation.

In order to overcome paraffin deposition problem, the better understanding of the physical characterization of crude oil is necessary. Viscosity, density and pour point are properties that ascertain handling characteristics of crude oils.

Paraffin related problem appears through out the production process of nearly all kinds of crude oils all over the world. It also appears in the dewatering process and the long distance crude oil transportation. Operators spend millions of dollars each year to control the deposition of paraffin and to deal with other sand related problems. Expenditures of this magnitude obviously have a significant impact on profits. [2]

At low temperatures, crude oil containing high amounts of paraffin shows high pour points due to paraffin deposition; that is, paraffins tend to crystallize forming paraffin crystals. The paraffin deposition is a result of cooling down the crude oil below certain temperatures during transportation or storage. This temperature depends upon the constituents of crude oil and is called pour point temperature (PPT).

Oil production with the presence of paraffin in it is complicated by the sedimentation of paraffin deposits in pipes, in the annular space, in the oil flowline. [1] With the right choice of techniques and technology to prevent paraffin sediments, it is possible to avoid a decrease in the reservoir, productivity factor, maintain constant well flowrate, reduce well servicing time, lower the cost of extracting the oil.

Currently, chemicals and their mixtures are widely applied, which, when added to oil in an appropriate concentration, affect the crystallization process of paraffins, the so-called inhibitor on paraffin crystallization (IPCs). One of the results of their influence is the reduction of low-temperature viscosity of oil associated with the structuring of paraffins. The main feature of an IPC is the high selectivity of their effect on oil [7]: An IPC that reduces viscosity in one oil may not change, or even increase it, in another.

In this research presents the definition of the most appropriate paraffin deposition inhibitors and the selection of concentrations for reducing the low-temperature viscosity of oil. Evaluation of the effectiveness of IPC are the results of laboratory tests: how much IPC lowers the viscosity of oil at a certain temperature. [3]

Studies were conducted with samples of oil from the Archinskoe and Yuzhno-majskoe oil fields, the physicochemical properties of which are presented in the table (Table 1).

Table 1

Physico-chemical property and petroleum composition

| Sample | ρ , kg by 20 °C | Content in the crude oil, % by weight | | |
|-------------------------|----------------------|---------------------------------------|------|------------|
| | | paraffins | tar | asphaltene |
| Oil of Archinskoe field | 867,3 | 6,3 | 17,3 | 2,9 |
| Oil of Yuzhno-majskoe | 832,5 | 10,14 | 6,93 | 0,64 |

As the IPC, two reagents with different concentrations were analyzed, presented in Table 2. They are designed to prevent paraffin deposits in oil-field equipment in the process of oil production and during its transportation. Used as an IPC for oils with a high content of paraffins and resinous substances. Inhibitors of these grades protect oilfield equipment and oil pipelines from asphalt-resin-paraffin sediments (ARPS), reduce viscosity, and the pour point of oil. Concentrations were adjusted according to manufacturers recommendations. [6]

Table 1

Inhibitors on paraffin crystallization

| | SNPCH-IPG 11A | HPP-007 |
|--------------------|---------------|---------|
| Concentration, g/t | 100 | 150 |
| | 150 | 200 |
| | 200 | 250 |

Viscosity measurements were carried out on a Brookfield DV-II + PRO programmable viscometer. Brookfield rotary viscometers are designed to measure low dynamic viscosity according to GOST 1929-87. Viscosity measurement is carried out by recalculating the torque required to rotate the spindle of the device at a constant speed when immersed in the test medium. The temperature range ranged from 20 ° C to 50 ° C in 5-degree increments in direct and reverse motion. Measurement processing was performed using the Rheocalc software. [5]

Initially, the viscosities of the studied samples were measured without the addition of reagents over the entire temperature range. The results are presented in Fig.1, 2.

Then, IPC with specified concentrations were added to the oil samples. The mixture of each oil sample with the reagent was aged for 24 hours for better mixing. [8]

The results of measurement of viscosity with the addition of reagents for the samples under study for a temperature of 20 °C are presented in Fig.3,4,5,6.

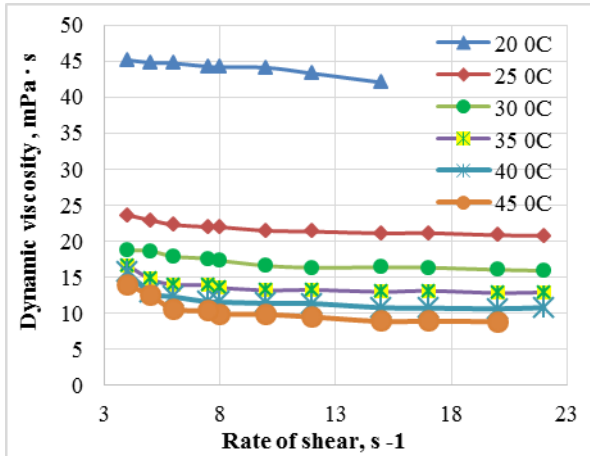


Fig.1 Oil rheological curve of Archinskoe fields without additional agent

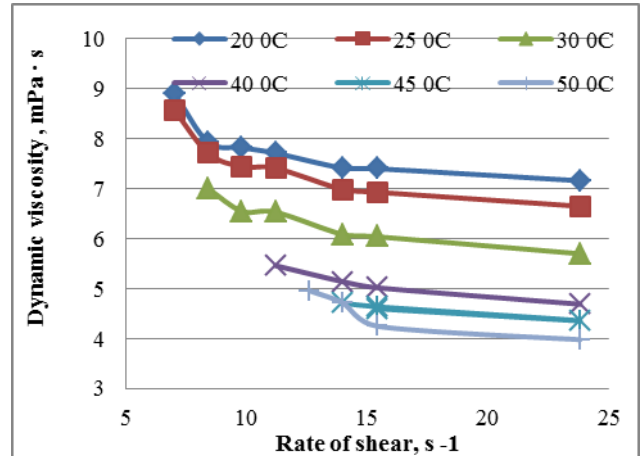


Fig.2 Oil rheological curve of Yuzhno-majskoe without additional agent

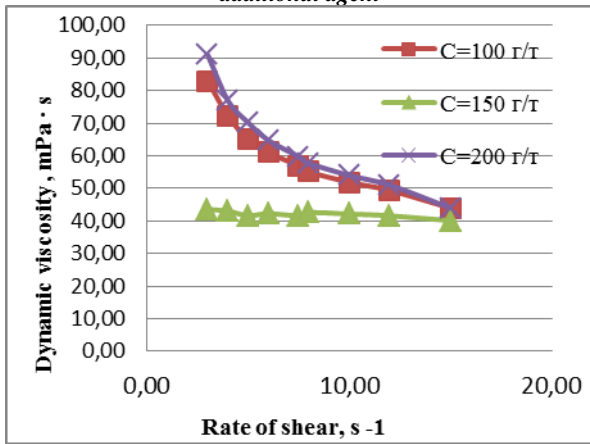


Fig.3 Oil rheological curve of Archinskoe fields with additional agent SNPCH-IPG 11A at t=20 °C

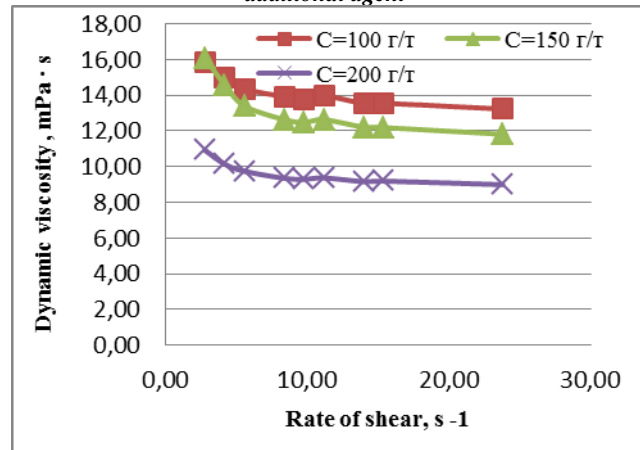


Fig.4 Oil rheological curve of Yuzhno-majskoe fields with additional agent SNPCH-IPG 11A at t=20 °C

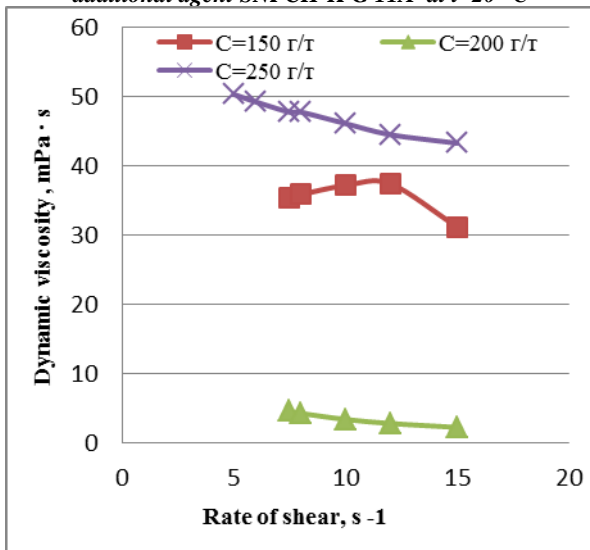


Fig.5 Oil rheological curve of Archinskoe fields with additional agent HPP-007 at t=20 °C

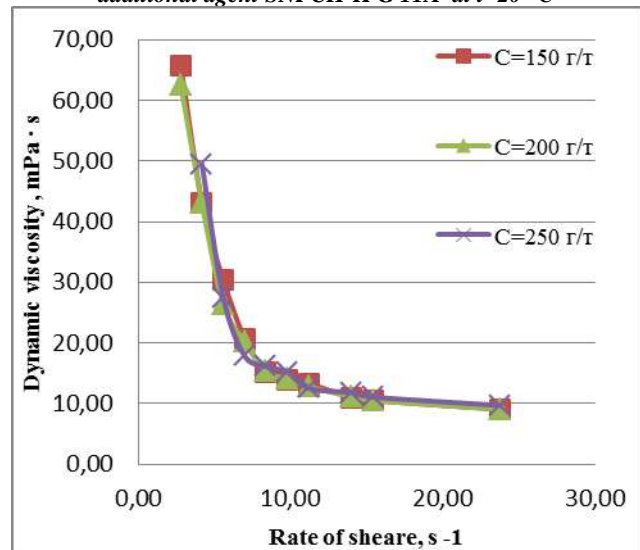


Fig.6 Oil rheological curve of Yuzhno-majskoe fields with additional agent HPP-007 at t=20 °C

Conclusions: A study was conducted of the impact of inhibitor on paraffin crystallization on the crude oil of the Archinskoe and Yuzhno-majskoe fields. According to the results of these studies, it was found that for oil of the

Archinskoe field for inhibiting on paraffin crystallization the best additive was HPP-007 with a concentration of 200 g / t, this inhibitor significantly reduces the viscosity of this oil. These inhibitors are not suitable for the oil of the Yuzhno-majskoe field, since none of them reduces viscosity compared to the breakdown of oil without additives. Least of all, the viscosity of this oil increases the inhibitor on paraffin crystallization SNPCH-IPG 11A with a concentration of 200 g / t.

References

1. Andhy Arya Ekaputra, Khalik M. Sabil, Arya Hosseinipour and Ismail Bin Saaid, 2014. Impacts of Viscosity, Density and Pour Point to the Wax Deposition. *Journal of Applied Sciences*, 14: 3334-3338.
2. Bello, O.O., Fasesan, S.O., Akinyemi, P.O., Macaulay, S.R. A., & Latinwo, G.K. (2005). Study of the influence of xylene-based chemical additive on crudeoil flow properties and paraffin deposition inhibition. *Engineering Journal of the University of Qatar*, 18, 15–28
3. Erceg Kuzmić A. E., Radošević M., Bogdanić G., Srića V., Vuković R. Studies on the influence of long chain acrylic esters polymers with polar monomers as crude oil flow improver additives. *Fuel*, vol. 87, no. 13-14, pp. 2943–2950, 2008.]
4. Gorshkov A. M. , Pham T., Shishmina L. V. , Chekantseva L. V. The influence of dispersing additive on the paraffin crystallization in model systems (Article number 012044) // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. - 2015 - V. 27. - P. 1-7
5. Inhibitor of asphaltene and paraffin deposits HPP-007 according to TY 2458-012-69415476-2013 - Production of LLC Kogalym Chemical Plant.
6. Markin A.N., Nizamov R.E., Sukhovarov S.V. *Oilfield Chemistry: Practical guide*. Vladivostok: Dalnauka, 2011. – 288 s.
7. Paraffin-hydrate inhibitor SNPCH-IPG 11 according to TU 2458-179-057670-2009.
8. Sanjay, M., B. Simantha and S. Kulwant, 1995. Paraffin problems in crude oil production and transportation. *SPE Prod. Facilit.*, 10: 50-54.

HYDRAULIC FRACTURE CRACK REDISTRIBUTION BY OPTIMIZATION OF THE RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM

K.V. Sinebryukhov, V.P. Solomatin

Scientific advisor - associate professor Bolsunovskaya L.M
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The purpose of the article is to highlight the importance of the development a technology to control the direction of hydraulic fracturing cracks. Article includes an analysis of existing technologies and offers new possible solutions.

The great part of oil and gas fields in Russia is being developed in final stages. These stages are characterized by a strong decline in oil production, a reduction in the well stock and an intensive increase of water cut. The most effective geological and engineering operations are now beginning to be used to fully develop oil and gas reserves [7].

Hydraulic fracture is one of the commonly used ways to intensify an oil production. According to statistics for 2018, only 66% of hydraulic fracture operations in OAO “Tomskneft” were successful. The reported statistics are also influenced by the following factors: [7]:

1. Non-compliance with the technology of hydraulic fracture operation
2. Low knowledge of the developing object
3. Man-made reasons that are not amenable to outside control
4. Wrong choice of hydraulic fracture parameters

A crack is one of the key parameters that defines hydraulic fracture success. The result mainly depends on the crack propagation in the reservoir. In most cases a crack direction is not controlled in any way. Failure of fracture direction control also leads to an error in the design of hydraulic fracture. As a result, we can get an incorrect calculation of additional oil production and economic evaluation [2].

For the direction of hydraulic fracture group of authors from the China University of Petroleum offer to install the ABAQUS extended final element [8]. This end element helps to redirect the crack through radial holes. However, this technology does not work at great depths.

In our researches, we exploited the laws of solid mechanics, then a hydraulic fracture crack should go along the maximum line of tension. The smaller the horizontal stress difference is, the easier the hydraulic fracture tends to be perpendicular to the natural fracture, and the direction of propagation of hydraulic fractures is easier parallel to the natural fracture in the natural [5] For the most cases this line coincides with the line of regional tension of the rock. Using the system of maintenance formation pressure it is possible to locally and temporarily redistribute pressure in the reservoir. It will help change the azimuth of the tension line and therefore the direction of the crack [3]. Azimuth of the regional tension line of a rock was taken as a 120°.

To test this theory we created a sector deposit model with a row development system using “tNavigator” software [4]. The average parameters of reservoir properties and physicochemical properties of a fluid were taken as a basic. The amount of water injection into the reservoir was chosen as a variable parameter. The pressure isoline map changes when the injection wells change [6]. The result of injection change is the redistribution of tension lines. Picture 1 shows the change in crack propagation depending on different levels of fluid injection into the reservoir.

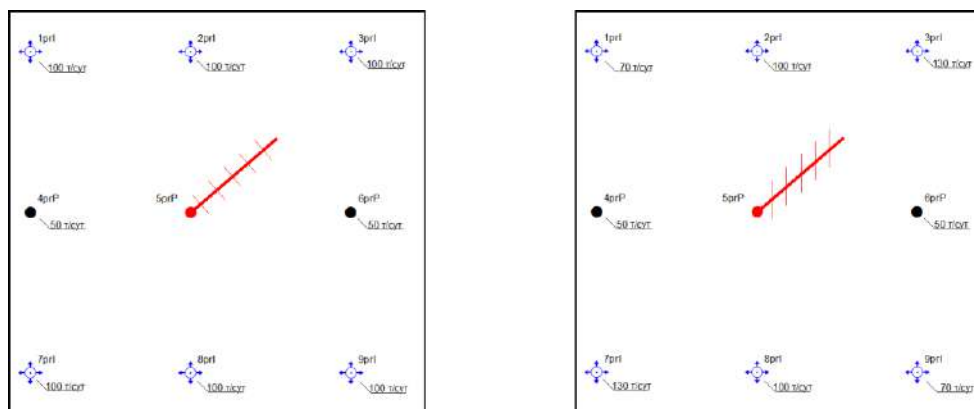


Fig. 1 Dependence of the direction of crack propagation relative to the horizontal shaft depending on the level of the injected agent: a) the direction of cracks along the line of regional rock stress, b) the change in the azimuth of the crack direction due to the redistribution of the injection.

As can be seen in figure 1, when the levels of the injected fluid change, it is possible to redistribute the pressure locally. Therefore, we can change the spread of the crack during hydraulic fracturing. This fact allows us to orient the crack as needed. This technology of crack propagation control will improve the effectiveness of ongoing hydraulic fracture activities.

The technology of redistribution hydraulic fracture crack using the maintenance formation pressure system is the way to optimal orientation of a crack, taking into account the properties of the reservoir, the feature of the development object and the mode of operation of the reservoir. Oil companies and institutes will be able to reduce the risk of error in the planning and design of the hydraulic fracture. This method of crack direction control will increase economical and technical efficiency of hydraulic fracture.

References

1. Alekseenko O.P., Vaisman A.M. Modeling of a hydraulic fracturing of an oil stratum bordering a plastic host rock / O.P. Alekseenko, A.M. Weisman // Physical and technical problems of the development of mineral resources. 2001. – №4. – p. 67-73
2. Cherevko M.A. Development of oil fields in Western Siberia by horizontal wells with multistage hydraulic fracturing / M.A. Cherevko, A.N. Yanin, K.E. Yanin – Tyumen-Kurgan, Publishing House "Zauralie", 2015 – 268 p.
3. Krichlow G.B. Modern oil field development. – problems of modeling / G. B. Crichlow – M.: Nedra, 1979. – 303 p.
4. Reutov V.A. Hydraulic fracturing: conditions for the formation of cracks, their practical definition and use / V.A.Reutov // Itogi nauki i tekhniki. Development of oil and gas fields. M.: VINITI, 1991. – T.23. – S. 73 – 153.
5. RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.
6. Usachev P.M. Hydraulic fracturing / P.M. Usachev. M.: Nedra, 1986. 165 p.
7. Xiaoqiang Liu; Zhanqing Qu; Tiankui Guo; Qizhong Tian; Wei Lv; Zhishuang Xie; Chunbo Chu An innovative technology of directional propagation of hydraulic fracture guided by radial holes in fossil hydrogen energy development / International Journal of Hydrogen Energy. Elsevier Ltd, 2018, pp. 1 – 17. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.07.189
8. Zhang Bohu, Ji Binxiang, Liu Weifeng The study on mechanics of hydraulic fracture propagation direction in shale and numerical simulation / GEOMECHANICS AND GEOPHYSICS FOR GEO-ENERGY AND GEO-RESOURCES JUN 2018, pp. 119 – 127. DOI: 10.1007/s40948-017-0077-z

**CAPABILITIES OF APPLICATION OF SUPERSONIC SEPARATORS IN THE OIL AND GAS
INDUSTRY: REVIEW**

D.V. Surzhenko

Scientific advisor - assistant professor Vershkova E. M.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Natural gas has become the most preferred fuel and plays an increasingly important role in energy efficiency due to its environmental disposal, greater efficiency and profitability [1,7].

Currently, gas condensate fields of the Thule regions are most-coveted in the Russian Federation. The selection and further optimization of the process of gas field preparation for transport is one of the main problems of field development. This problem is solved through the creation of integrated complex gas treatment plant (CGTP). Currently, most CGTPs are based on low-temperature separation technology (LTS). LTS is implemented using throttle devices, as well as with the use of turbo-expanders. This technology does not meet modern requirements and resource efficiency and energy efficiency. Therefore, the new technology of supersonic gas-dynamic separation (GDS) is becoming more common.

The principle of action of supersonic separators is based on gas cooling in a supersonic swirling flow. Supersonic flow is realized by dint of the Laval nozzle. The swirling device creates a centrifugal pull in the flow, under the action of forces the liquid droplets are moved into the boundary layer. Next, the supersonic, swirling and cooled stream passes through a diffuser, where the liquid fraction is separated from the dry gas.

Currently, there are two types of supersonic separators [5]. The first one is shown in Figure 1. It was developed by «Twister BV» [6], [4], [9] – supersonic separator with reverse cyclone replacement. This technology is called «Twister I». In the separator of this design, a swirling device is installed behind the Laval nozzle.

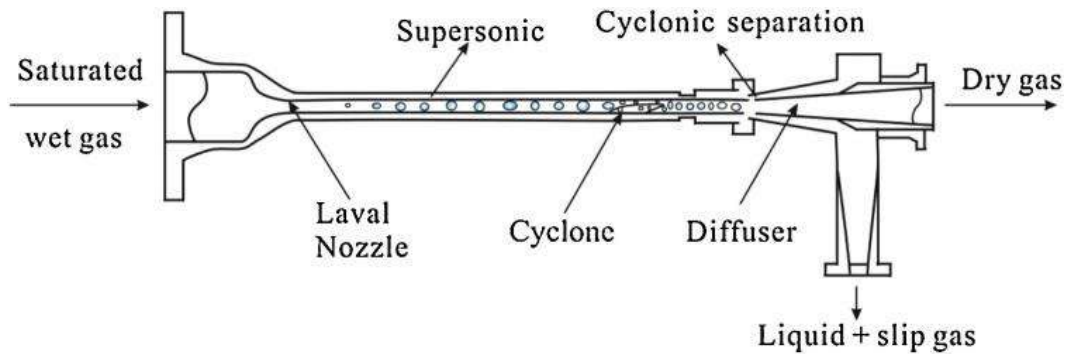


Fig. 1. Structure principle of the “Twister I” separator [3].

Another type of separator was developed by ENGO and is called the Super Sonic Separator («3S»). In the 3S separator, a swirling device is installed upstream of the Laval nozzle (Fig. 2).

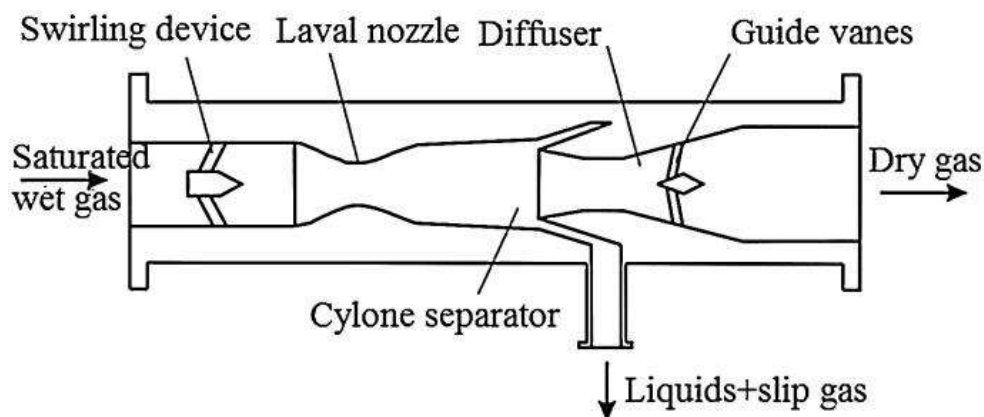


Fig. 2. Structure principle of the “3S” separator [3].

Supersonic vortex separators have several advantages. They have no moving parts, which ensures high reliability. Such separators are smaller, cheaper, lighter and emit less emissions than other LTS unit [5]. The supersonic separator prevents problems with gas hydrates and eliminates the need for inhibitor and regeneration systems due to the short residence time in the separator, providing environmentally friendly equipment [6].

The existence of a new technology of supersonic separation may find application in the development of new gas condensate fields. A pilot test facility in Alberta, Canada, has shown that the 3-S separation device uses 10-20% less compressor Joule-Thomson valve or turboexpander based on the same extraction level [8]. Also, this technology has been

tested in Russia on the basis of the enterprise ООО «Gazprom Dobycha Yamburg» [2]. Tests have shown that replacing the Joule-Thomson valve with a supersonic gas-dynamic separation unit at existing LTS unit allows simplifying the design and increasing the rate of extraction of liquid hydrocarbons from well production. Also in China's oil and gas industry, 3-S separator plants are already being successfully applied.

More and more scientific papers are devoted to supersonic GDS. Particular attention is paid to the introduction of this technology in the oil and gas industry.

A lot of work in this area was made by Alferov V. et al. It was they who conducted the experiments in Canada [8]. In their works, they explore the characteristics of supersonic separators and try to find their application in the process of preparing natural gas. Also, Alferov V. et al. are working with a separator, which they called the Super Sonic Separator («3S»), which has already been described above.

In addition, Esam I. Jassim, in his work in 2019, published in the Arabian Journal for Science and Engineering, is working to improvement of the effectiveness of supersonic separators [9]. Namely, he is working on the choice of the optimal geometric shape of the nozzle, creating a supersonic flow. The experimental results show that the nozzle geometry affects the particle separation efficiency. The triangular supersonic nozzle performed the particle collection process very well compared to other shapes with a relatively high nozzle pressure ratio (NPR). However, the round nozzle has the highest separation efficiency at low to medium pressure ratios.

Work is also underway on the numerical simulation of the gas flow in the course of the work of the GDS installations. Understanding and calculating processes allow you to select the required Mach number and increase the efficiency of gas preparation. One of the latest researches in this area is the experience of Yan Yang et al. in the work presented in the journal «Applied Energy» [10]. The article developed a mathematical model for estimating gas-dynamic parameters with different Mach numbers and their influence on the pressure recovery coefficient.

As a result of the foregoing, it can be concluded that the GDS units can and should find application in the field preparation of natural gas for transportation. Due to a number of advantages, supersonic separators are able to completely replace existing LTS technologies. The novelty of the technology of supersonic separation causes a lack of knowledge of the optimal design features and their influence on the gas-dynamic parameters. But the prospects of this technology and the demand for gas on the world market stimulate the emergence of new works and developments.

References

1. Aguilera R.F The role of natural gas in a low carbon Asia Pacific// *Energ*, 113 (2014), pp. 1795-1800.
2. Alforyov, V., Bagirov L., Dmitriev, L., Feygin, V., Imaev, S., Lacey, J.R. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components// *Oil and Gas Journal*, 103 (May 2005), pp. 53-58.
3. Betting M, Van Holten T, Tjeenk Willink C.A. US Patent, 6,513,345, April 2 (2003).
4. Betting M, Epsom H.D. Supersonic separator gains market acceptance// *World Oil*, 254 (2007), pp. 197-200
5. Brouwer J., Epsom H. Twister supersonic gas conditioning for unmanned platforms and subsea gas processing// *Offshore Europe Conference 2003*
6. Esam I. Jassim Geometrical Impaction of Supersonic Nozzle on the Dehumidification Performance During Gas Purification Process: an Experimental Study// *Arabian Journal for Science and Engineering*, 44 (2019), pp.1057–1067.
7. Korytnikov R.V., Yakhontov D.A., Bagirov L.A., Imaev S.Z The use of energy-saving technology of supersonic gas separation in gas and condensate fields in the Far North // *Exposition oil and gas*, 1 (40) 2015, pp. 34-38.
8. Lin W.S., Zhang N., Gu A.Z. LNG (liquefied natural gas): a necessary part in China's future energy infrastructure// *Energy*, 35 (2010), pp. 4383-4391.
9. Xuewen Cao, Jiang Bian. Supersonic separation technology for natural gas processing: A review// *Chemical Engineering and Processing - Process Intensification*, 136 (February 2019), pp. 138-151.
10. Yan Yang, Chuang Wen, Shuli Wang, Yuqing Feng Theoretical and numerical analysis on pressure recovery of supersonic separators for natural gas dehydration// *Applied Energy*, 132 (November 2014), pp. 248-253.

ROCK SLOPE FAILURE BLOCKS IN 3B HIGHWAY, XUATHOA AREA, BACKAN PROVINCE, VIETNAM

Tran Thi Thu Hien, Tran Hung Manh

Scientific advisor - PhD Phi Hong Think

University of Transport and Communications, Hanoi, Viet Nam

The slope failure occurs quite commonly along roads in the mountainous provinces of Vietnam; their occurrence is not only affects economic activities but also threatens the lives of people, impact negatively on the environment. The cause of the slope failure is mainly due to the imbalance of rock mass on the slope surface along with the occurrence of storms and underground water. At present, the slope failure along the road is one of the most important problems that the localities in the mountainous provinces of Vietnam are facing. The aim of this paper is to analyse the results of the relationship between the formation of failure blocks on the slope surface and tectonic activity along the 3B highway in Xuathoa area, Backan province, Vietnam by using Hoek and Bray's application.

Data sources used are the fracture orientations, which selected from 33 survey sites on the slope surface along the 3B highway in Xuathoa area, Backan province, Vietnam. The collection data were measured randomly using compass at each survey site (Fig. 1).

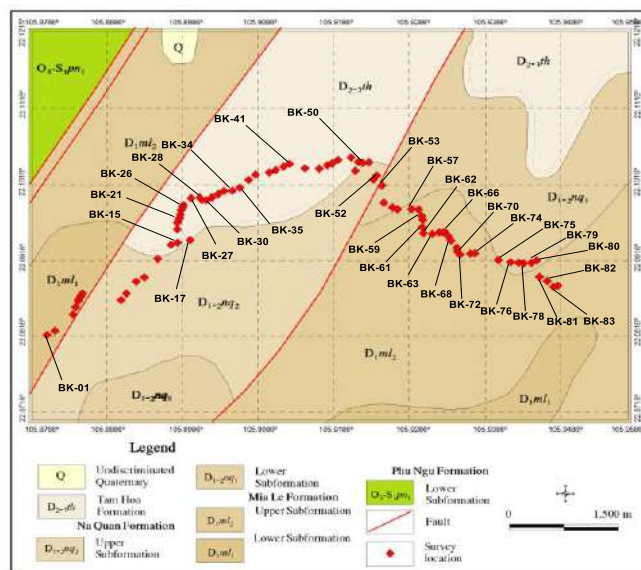


Fig. 1 Geological map, minimized from scale 1: 200.000 and survey locations [2]

Where: D_{2-th} : Tam Hoa formation: polymictic conglomerate, gritstone, lay shale and limestone bearing; D_{1ml_2} : Mia Le Formation: clayish siltstone, marlaceous shale; D_{1-nq_1} : Na Quan formation: marlaceous shale; D_{1-nq_2} : Na Quan formation: Shale interbedded with gram

The slope failure analysis and their relation to tectonic activity were conducted according to Hoek and Bray's application (2004) at 33 survey sites with 3813 fracture orientations along the 3B highway in Xuathoa area, Backan province, Vietnam (Figure 1). The slope failure analysis at each survey site was conducted with the input parameters as the fracture orientation measurement, slope surface orientation and friction angle. In this case, the friction angle for the marlaceous shale is determined to be 25° ; the analytical results indicated that almost survey sites can occur plane failure, wedge failure and toppling failure, such as the survey site BK-82 (Figure 2). In this status, the number of fractures that can occur plane failure is 32, wedge failure is 45 and toppling failure is 21.

Similarly, the analysis is also considered for total other survey sites along the 3B highway in Xuathoa area, Backan province, Vietnam (Figures 3-5).

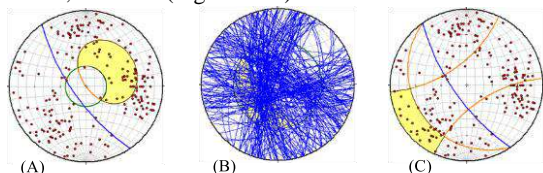


Fig. 2 The analytical results according to Hoek and Bray's application at the survey site BK-82; (A) Plane failure, (B) Wedge failure, (C) Toppling failure

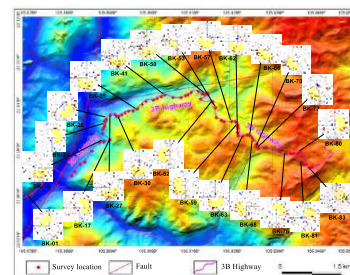


Fig. 3 The survey sites can occur plane failure according to analyzing fracture orientations along the 3B highway in Xuathoa area

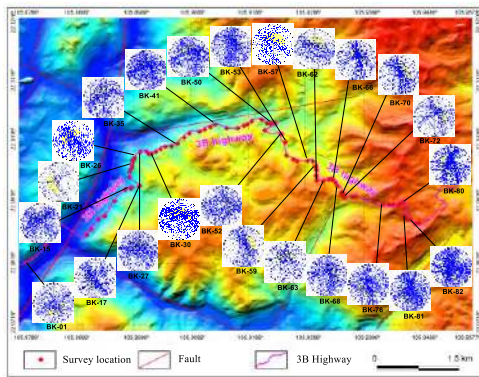


Fig. 4 The survey sites can occur wedge failure according to analyzing fracture orientations along the 3B highway in Xuathoa area

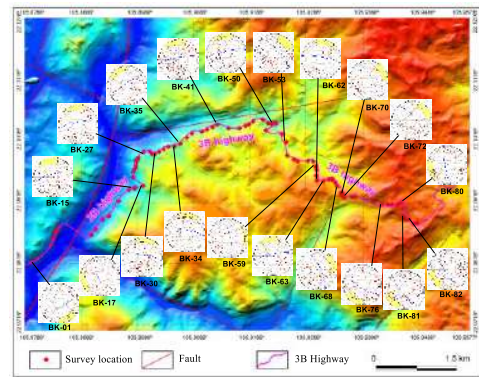


Fig. 5 The survey sites can occur toppling failure according to fracture orientations along the 3B highway in Xuathoa area

The analytical results of percentage of plane failure, wedge failure and toppling failure are plotted in Figure 6.

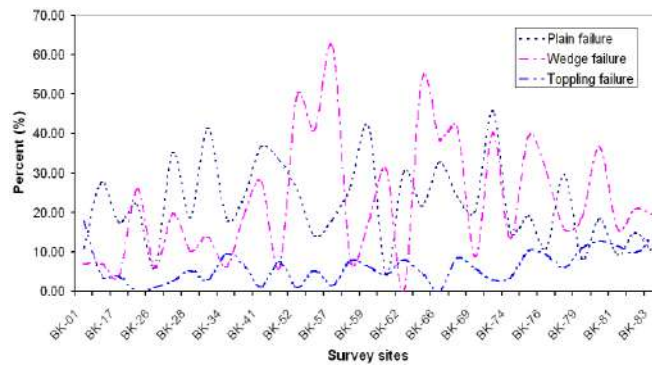


Fig. 6 The graph of fracture percentage can occur the plane failure, wedge failure and toppling failure at each survey site along the 3B highway in Xuathoa area, Backan province, Vietnam

The slope failure analysis is conducted based on the statistical percentage of fracture orientations which can occur the plane failure, wedge and toppling failure at each survey site along the 3B highway in Xuathoa area, Backan province, Vietnam. In Figure 6, the fracture percentage lies within the region that can occur the plane failure varies slightly among the survey sites; the largest percentage value belongs to the survey sites: BK-27, BK-30, BK-41, BK-59, BK-72 and BK-78.

Similarly, the intersection percentage of the conjugate fractures lies within the region that can occur the wedge failure varies slightly from survey sites BK-01 to BK-50, from BK-72 to BK-83 and the largest change at the survey sites: BK-52, BK-53, BK-57, BK-63, BK-66, BK-72, BK-75, BK-80; the fracture percentage lies within the region that can occur the toppling failure varies slightly at total survey sites along the 3B highway in Xuathoa area, Backan province. The comparison results among the three types of failures in Figure 6 indicate that the survey sites from BK-01 to BK-50 and from the survey sites BK-69 to BK-83, the fractures can occur plane failure and wedge failure together.

However, the fracture percentage that can occur the wedge failure is smaller than the fracture percentage that can occur the plane failure, particularly for the survey sites from BK-78 to BK-83, the plane failure, wedge failure and toppling failure can occur together.

By analyzing 3813 fracture orientations at 33 survey sites on the marlaceous shale belong Devon formation, along the 3B highway in Xuathoa area, Backan province, Vietnam, the analytical results have also indicated that the phenomena of plane failure, wedge failure and toppling failure can occur at almost survey sites within the study area.

The statistical data also show that the fracture orientation mainly develop in the E-W, N-S and NW-SE due to the influence of tectonic activity; the occurrence of them together with the rock slope surface direction has formed the type of plane failure for the 3B highway in the E-W direction and the type of wedge failure and some toppling failure for the 3B highway in the N-S and NW-SE direction. The results of this study have important significance in planning the highway design and tunnel construction.

References

1. Hoek, E. and Bray, J. W. (eds.). Rock slope Engineering//Taylor & Francis Group. - London and New York, 2004. - 431 p.
2. Nguyen, K.Q. et al. Geological and Mineral Resources Map of Vietnam on 1:200.000: Backan (F-48-XVI)//Department of Geology and Minerals of Vietnam. - Hanoi, 2000. - 1 p.
3. Nguyen, Q. P. and Phi, T. T. Rock slope stability analysis using block theory and probabilistic approach: An application at national road No 6, Vietnam//Geoinformatics for Spatial-Infrastructure Development in Earth & Allied Sciences GIS-IDEA, 2014. - P. 209 - 217.

DISTRIBUTION AND GEOTECHNICAL CHARACTERISTICS OF SOFT SOILS IN HANOI, VIETNAM

Tran Thi Thu Hien

Scientific advisor - PhD. Phi Hong Thinh

University of Transport and Communications, Hanoi, Vietnam

Hanoi, the capital of Vietnam, is one of the largest cities in the Asia with area of 3,348km² and more than 8 million people. Most of Hanoi is located in the delta area of the Red River (Figure 2). The surface level decreases from north to south and from west to east. Plain terrain covers three-quarters of the Hanoi area with an average elevation of 8-12m a.l.s in the north; 12 to 15m a.l.s in the north-west; 5 to 7m a.l.s in the center; and 3-4m a.l.s in the south and south-east [1]. The Red River is the largest river flowing through Hanoi, with a length of 163km [2].

Distribution and geotechnical characteristics of the Quaternary deposits are identified by the results of geotechnical surveys for many objects (bridges, roads, multi-storey buildings) and hydrogeological surveys in Hanoi area, collected by Phi Hong Thinh from colleagues and his personal participation in the process of geotechnical surveys in the Hanoi area. In this work, author used data from 691 boreholes with the depth of 11 to 281m to the Neogene deposits and laboratory testing results of 4536 soil samples. In the section of Quaternary sediments, five formations are distinguished, differing in age and origin (from bottom to top): Early Pleistocene - alluvial deposits (Le Chi formation - *allc*), represented by pebbles, gravel, with the lenses of sand, clayey sand or sandy clay; Middle-Late Pleistocene - alluvial-proluvial and alluvial sediments (Ha Noi formation - *ap*, *all-III¹hm*) are composed of pebbles, gravel and sand, sometimes clayey sand and sandy clay, developed in the upper part of the section; Late Pleistocene - alluvial, alluvial-lake-marsh and alluvial-marine sediments (Vinh Phuc formation - *a*, *alb*, *amIII²v_{p1,2,3}*) have certain regularities of the transition from sands in the lower part of the section to sandy clay and clays in the upper part, sandy clay is traced in places with organic residues; the early and middle Holocene - lake-marsh, alluvial-sea-marsh and sea sediments (Hai Hung formation - *lb*, *amb*, *mIV¹⁻²hh_{1,2,3}*) are specific weak water-saturated soils in Hanoi and are represented by sandy clay and clay with organic residues in the basis of the section, gradually replacing the marine clay of greenish grey color; Late Holocene - alluvial and alluvial-lake-marsh sediments (Thai Binh formation - *a*, *albIV³tb_{1,2}*), are widespread and are characterized by a gradual transition from sand to clayey sand and sandy clay, sometimes with organic residues.

Analysis of the geotechnical properties of soil layers (Table 1) allowed us to divide the Quaternary deposits of the Hanoi area into 24 layers.

Table 1
Some geotechnical characteristics of Quaternary deposits of the Hanoi area, prepared by Tran Thi Thu Hien and Phi Hong Thinh in 2018

| Soil layer No. | Natural moisture content W % | Natural unit weight ρ g/cm ³ | Plastic. index I _p % | Liquid. index I _L - | Internal friction angle φ Degree | Cohesive strength c kPa | Defor. modulus E ₀₍₁₋₂₎ MPa | Organic matter O % | The number of the tested samples |
|----------------|------------------------------|---|---------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|-------------------------|--|--------------------|----------------------------------|
| 2 | 55.8 | 1.64 | 16.9 | 1.12 | 5°33' | 7.1 | 1.6 | - | 52 |
| 3 | 32.6 | 1.79 | 15.6 | 0.58 | 10°32' | 16.5 | 6.9 | - | 29 |
| 4 | - | - | - | - | 25°57' | - | 7.2 | - | 16 |
| 5 | 32.8 | 1.85 | 19.0 | 0.35 | 10°43' | 29.3 | 11.1 | - | 87 |
| 6 | 29.1 | 1.89 | 14.3 | 0.37 | 12°51' | 26.8 | 11.6 | - | 733 |
| 7 | 42.6 | 1.72 | 14.8 | 0.89 | 7°10' | 12.0 | 4.0 | 5.7 | 385 |
| 8 | 31.6 | 1.82 | 9.7 | 0.78 | 12°50' | 14.7 | 7.6 | - | 249 |
| 9 | - | - | - | - | 27°29' | - | 10.7 | - | 545 |
| 10 | 34.3 | 1.74 | 12.1 | 0.73 | 10°44' | 16.1 | 5.4 | - | 89 |
| 11 | 40.1 | 1.76 | 15.6 | 0.96 | 6°35' | 9.6 | 3.4 | 12.2 | 27 |
| 12 | 35.1 | 1.80 | 18.6 | 0.47 | 10°22' | 24.2 | 8.9 | 5.3 | 163 |
| 13 | 53.3 | 1.61 | 15.9 | 1.26 | 5°39' | 9.1 | 1.6 | 9.7 | 628 |
| 14 | 30.6 | 1.87 | 18.5 | 0.25 | 12°50' | 30.8 | 15.2 | - | 196 |
| 15 | 26.6 | 1.92 | 13.9 | 0.28 | 14°01' | 30.4 | 14.8 | - | 608 |
| 16 | 36.4 | 1.76 | 12.8 | 0.88 | 10°40' | 12.0 | 4.9 | 8.0 | 54 |
| 17 | 26.0 | 1.85 | 7.5 | 0.77 | 15°30' | 14.5 | 11.5 | - | 167 |
| 18 | - | - | - | - | 33°39' | - | 19.8 | - | 195 |
| 19 | - | - | - | - | 36°04' | - | 30.1 | - | 215 |
| 20 | 27.3 | 1.84 | 10.8 | 0.59 | 9°45' | 18.2 | 7.0 | - | 08 |
| 21 | - | - | - | - | - | - | 12.4 | - | 10 |
| 22 | - | - | - | - | - | - | >50.0 | - | 80 |
| 23 | - | - | - | - | - | - | 15.0-20.0 | - | - |
| 24 | - | - | - | - | - | - | >50.0 | - | - |

We found that the geological structure of the Hanoi area contains thick, soft soil layers such as layers No. 2, 7, 11, 13 and 16 (Figures 1 - 2).

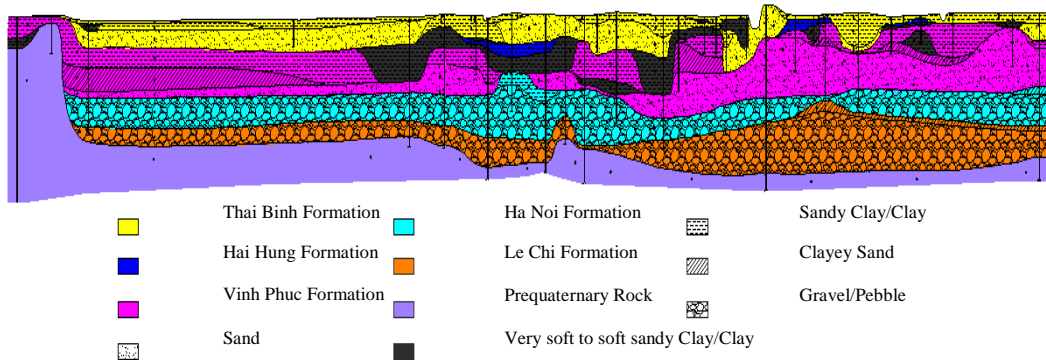


Fig. 1 Distribution of soft soil layers (in black color) in geotechnical cross-section AA' in the Hanoi area, made by Phi Hong Think in 2018. The greatest drilling depth is 100 m; the section length is 41.3 km

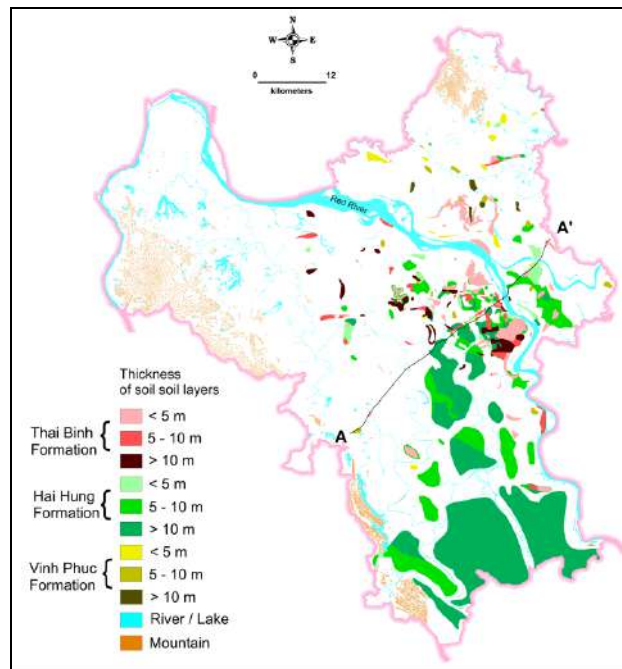


Fig. 2 Distribution of soft soil layers in the Hanoi area, made by Phi Hong Think in 2018

The soft soil layers with wide and shallow distribution and great thickness which create dangerous engineering-geological processes, including land subsidence caused by intensive groundwater exploitation for water supply; the deformation of buildings and other structures; stability of the highways and roads and etc [3, 4]. When designing and constructing structures, presence of soft soil layers should be paid attention.

References

1. Phai VV. Geology, Geomorphology, and Natural Resources of Hanoi, Vietnam//Hanoi Publisher. - Hanoi, 2011. - P. 19 - 22 and P. 81 - 93. (in Vietnamese).
2. Phuong NH. Report on Collecting and Verifying Data, Additional Studies for Mapping of Soft Soils Distribution in Hanoi to Plan for Construction in the Capital of Vietnam//Hanoi University of Mining and Geology. - Hanoi, 2004. - P. 101 - 163. (in Vietnamese).
3. Phi HT, Strokova LA, Minh NN. Assessment and Prediction of Land Subsidence caused by Groundwater Exploitation in Hanoi, Vietnam//Russian Journal of Engineering Geology. - Moscow, 2012. - Vol. 2. - P. 52 - 59. (in Russian).
4. Phi HT, Strokova LA. Geohazards in Hanoi, Vietnam//Journal of Tomsk National University. - Tomsk, 2011. Vol. 349. - P. 200 - 204. (in Russian).

GEOLOGICAL AND STRUCTURAL CONDITIONS AND COMPOSITION OF THE GOLD-SILVER ORES OF THE UPPER BRYANTINSKY ORE CLUSTER

E.A. Vilgelm

Scientific advisor - associate professor Domarenko V.A.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Upper Bryantinsky body is geographically located in Tynda district of Amur oblast. Geologically, the object belongs to Upper Bryantinsky potential silver-gold ore cluster inside Sutamo-Bryantinsky potential silver-gold district (Fig.1) From the standpoint of geological structural position the area is located within Bryantinsky volcano-tectonic structure, which consists of early Cretaceous volcanic-sedimentary and subvolcanic formations and is laid on the archaean-proterozoic basement. Rusburmash Corporation has already prospected and evaluated the body and identified category P1 of resources in the amount of 20 tons of gold and 140 tons of silver. Their interpretational scheme is presented in Figure 2. We have reinterpreted source rocks, and, in our opinion, this will increase metallogenic potential of the district.

To solve the problem the following tools and methods were used: 3D terrain modeling, field magnetic survey data, mine data, rock composition analysis.

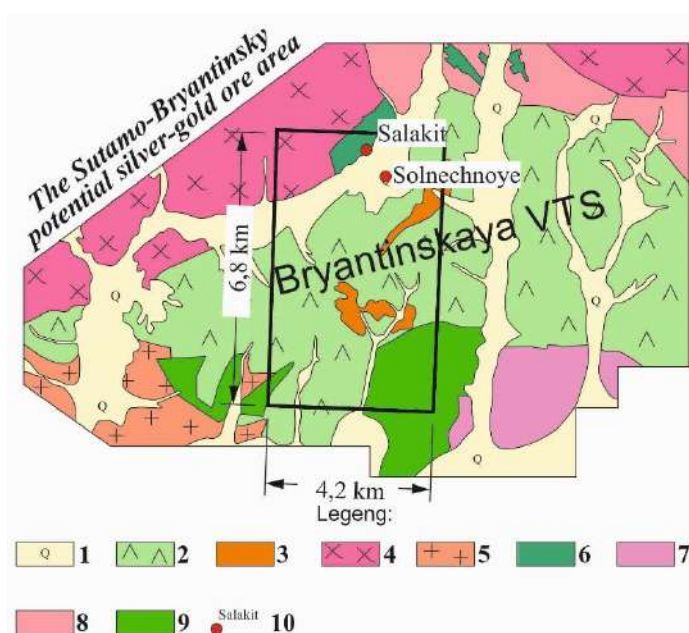


Fig.1. Scheme of the geological structure of the Sutamo-Bryantinsky potential silver-gold ore area: 1 - Quaternary sediments; 2 - Segangrinsky volcanogenic-sedimentary complex; 3 - Segangrinsky subvolcanic complex; 4 - Tynda-Bakaransky intrusive complex; 5 - Late-Stanovoy intrusive complex; 6 - Luchansky intrusive complex (gabbro, gabbro-norita, etc.); 7 - Upper Archean. Gudyn Formation (gneiss, crystal slate); 8 - ancient intrusive complex (granite gneiss); 9 - Horogochinsky intrusive complex (metagabbro); 10 - occurrences; trachyocytites. This allowed us to interpret the positive magnetic fields within the Bryantinsk volcano-tectonic structure as an indirect sign of the presence of subvolcanic bodies. Acidic magma is known to be more viscous compared with the basic one, and, as a rule, it is acidic magma that clogs the volcanic vents forming necks. This fact, although indirectly, also testifies the presence of a paleocrater in the study area.

Presence of tuff breccia within the supposed ring structure is an important fact supporting our hypothesis, because of tuff breccia is a typical vent rock. It means that there is a nearby source of volcanic-sedimentary rocks.

Thus, we have considered several factors that do not contradict, but, on the contrary, testify for the presence of a paleo-crater within the territory under consideration. Both geomorphological conditions, and geophysical fields, and lithological prerequisites — all these factors positively combine with our point of view regarding the potential presence of a paleocrater or even a caldera.

Detection of a caldera or a paleocrater in the territory would be a favorable factor for increasing the prospects of this body, therefore, it became the main trend in our study.

First of all we analyzed geomorphological conditions of the location using satellite images and three-dimensional modeling of the relief. (Fig.3) The aim was to identify ring-shaped elements (typical for classical calderas, or craters) within the zones of volcanite occurrence.

As a result of the study, a ring structure well defined in the relief was identified, supported by the river network. (Fig. 3) However, it is just an indirect feature, and it must be confirmed by other methods.

To verify the identified ring structure, the data of the magnetic survey of 1:10 000 scale were used. Unfortunately, the data do not cover the entire study area, but most of it.

The analysis of magnetic survey data also made it possible to distinguish ring and radial structures by positive magnetic anomalies, which go well with the geomorphological prerequisites of a paleocrater or even caldera. The centers of the ring structures on the geomorphological and geophysical data are the same.

A number of positive magnetic anomalies are identified by mine workings (wells, ditches), which reveal the subvolcanic bodies of acid-alkali composition, according to silicate analysis, correspond to dacites and

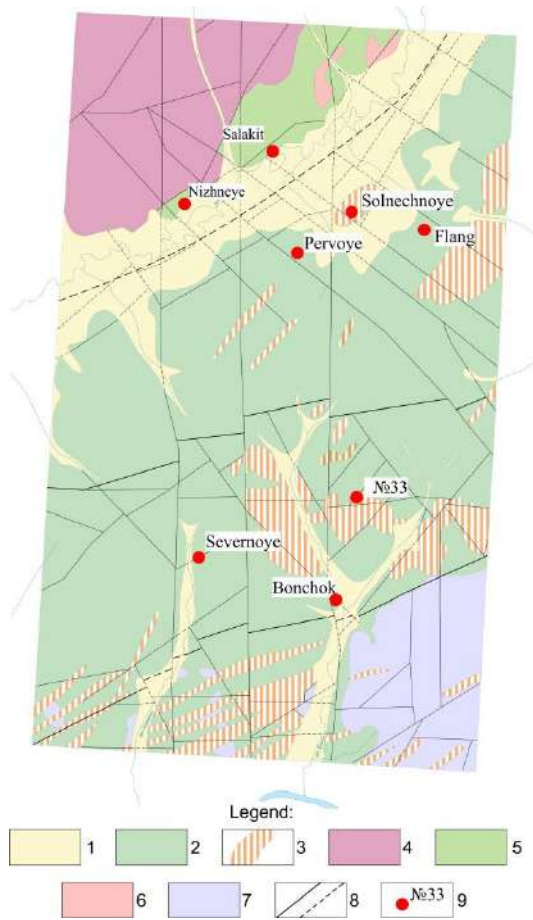


Fig.2. Geological scheme of the Upper Bryantinsky area: 1 - Quaternary sediments; 2 - volcanogenic-sedimentary rocks, Segangrinsk Formation; 3 - subvolcanic formations (andesites, dacites, rhyodacites), Segangrinsk formation; 4 - granodiorites, Tynda-Bakaransky complex; 5 - gabbroids, Luciansky complex; 6 - granite gneiss, Drevneshtanova complex; 7 - gabbro, Horogochinsky complex; 8 - tectonic disturbances; 9 - ore occurrences.

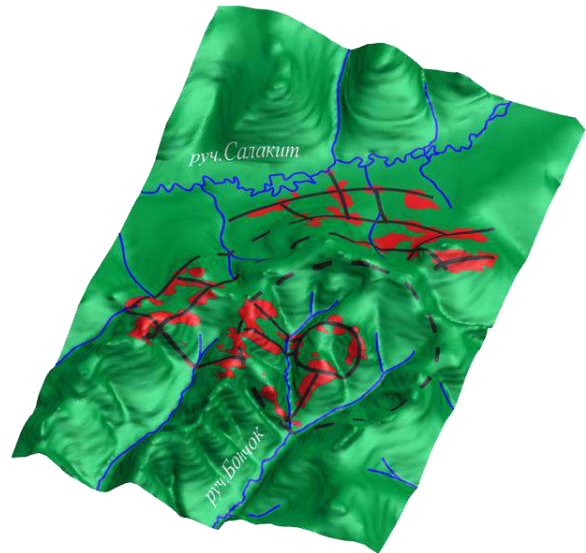


Fig. 3. Three-dimensional model of the relief of Upper Bryantinsky area with positive magnetic anomalies (in red) and river network.

References

1. Melnikov A.V., Stepanov V.A. Ore-placer sites of the Amur gold-bearing province. Part 3. The northern part of the province. - Blagoveshchensk: AmSU, 2015. - 258 p.
2. Starostin V.I., Dergachev A.L., Seminsky J.V. Structures of ore fields and deposits. - Moscow University Press, 2002. 171 p.
3. Vilgelm E.A. Localization conditions and features of the material composition of the gold-silver mineralization of the Solnechny site (Amur region). // Problems of geology and exploration of the subsoil: Proceedings of the XX International Symposium named after MA. Usov students and young scientists. - Tomsk, 2016. - T.1. - P.211-212.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF BASALT FIBER PIPES IN THE SYSTEM OF OILFIELD PIPELINES

D.A. Volzenina, E.M. Vershkova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Pipeline transportation is one of the most affordable and efficient mode of transport liquid and gaseous hydrocarbons today. Oil, oil products and natural gas are delivered through pipelines both over long distances and within the fields. Every year, millions of cubic meters of oil and technical fluid are transported through oilfield pipelines. They contain plenty of corrosive agent. Due to the excessive aggressivity of fluids, the main problem arising during the field pipeline operation is the corrosion of equipment, which is the cause of 90% of failures. Such accidents entail environment pollution, production decline, as well as extra material costs for the total overhaul of pipelines and environmental measures [1]. This raises the question of whether application of new high-strength corrosion-proof structural materials, which in the future could be a replacement for traditional steel pipes. First of all, such materials include polymer composites, which contain reinforcing material (fibers or other components) and a binding matrix. One of the most potential direction is the use of basalt fiber pipes [2].

The purpose of the research is to identify the main advantages of using basalt fiber pipes instead of steel ones in the transportation of hydrocarbons, as well as to determine the effectiveness of their use in oil fields by means of pipeline hydraulic and thermal design.

As part of the study, both a literature review of existing methods of making and application of basalt fiber pipes, and a detailed study of new developments were made. A basalt fiber pipe satisfying the operating conditions for the Northern regions of Western Siberia was selected for further calculations (Table 1). As per procedure, the pipeline hydraulic and thermal design of steel and basalt fiber pipeline is carried out under equal conditions.

Table 1

Pipe properties

| Name of parameter | Unit measure | Value of a quantity |
|-------------------------------|--------------|---------------------|
| Length, L | m | 860 |
| Outside diameter, D | mm | 163 |
| Wall thickness, δ | mm | 6,5 |
| Heat exchange factor, k | W/m · K | 0,26 |
| Pipe wall roughness, Δ | mm | 0,015 |

The study revealed some advantages of basalt fiber pipes over steel, the main ones are: high corrosion and adhesion resistance, low conductivity, negligible pipe wall roughness, as well as easy installation and operation processes. Corrosion resistance is caused by the full absence of any types of corrosion, which significantly increases the life of the pipe. The full absence of welded joints and the low weight of the pipes can significantly reduce costs of installation process of the pipeline. The negligible wall roughness of the basalt pipe and, as a result, the smaller wax and mechanical impurities accumulation reduce the friction head, as well as increases the operational properties of the field pipeline [3]. In addition, basalt fiber pipes are more effective for use in low-temperature conditions due to low thermal conductivity and more resistant to dynamic loads. The results of the calculations are presented in Table 2.

Table 2

Calculation data

| Name of parameter | Unit measure | Value of a quantity |
|---|--------------|---------------------|
| Decrease of temperature, ΔT | $^{\circ}C$ | 1,83 |
| Loss of pressure, ΔP | MPa | 0,071 |
| Increase of pressure when hydrocare, Ps | MPa | 0,58 |

Thus, the introduction of basalt pipes in the transportation of hydrocarbons is a promising direction of the oil and gas industry today. But the market of basalt fiber pipes is small it is caused by the need regulatory framework development and the development of new methods of control of composite products.

References

- Hou, Y. & Lei, D. & Li, S. & Yang, W. & Li, C.Q. Experimental Investigation on Corrosion Effect on Mechanical Properties of Buried Metal Pipes. International Journal of Corrosion. 2016. Vol. 2016. Article ID 5808372. 13 p. Available at: <http://dx.doi.org/10.1155/2016/5808372>
- Piyush Sharma. An introduction to basalt rock fiber and comparative analysis of engineering properties of brf and other natural composites. Department of Civil Engineering, Amity School of Engineering & Technology/ Amity University, Haryana, India. Available at: <https://ru.scribd.com/doc/297487777>.
- Trykoz L., Kamchatnaya S., Pustovoitova O., Atynian A.. Reinforcement of composite pipelines for multipurpose transportation. Politehnika Slaska: Transport problems. 2018. Vol. 13.No. 1. P. 69-79

**SEDIMENTOLOGICAL MODEL OF THE LOWER MIDDLE JURASSIC DEPOSITS
IN THE SOUTH-EAST OF WESTERN SIBERIA**

A.D. Zaripova

Scientific advisor - associate professor Chernova O.S.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Western Siberian oil and gas province is located within the largest lowland of the same name in the world, in the West it borders on the Hercynian deposits of the Urals, in the East the province is confined by tectonic structures of the Yenisei Ridge and the Central Siberian ancient Paleozoic platform, in the south it borders with the Kazakh area and the Sayano-Altaysky mountain region, northward is submerged under the waters of the Kara Sea and is the largest oil and gas basin in the world, the most important territory for the extraction of hydrocarbons on an industrial scale. Tomsk Oblast which is located in the southeastern part of Western Siberia, forms the third center of oil production in the region. The main hydrocarbon reserves are concentrated in the Pre-Jurassic (Tabaganskaya (C_{1t-s1}), Luginetskaya (D_{3f-fm}), Gerasimovskaya (D_{2ef-zv1,2}) formations, Lower-Middle Jurassic (J₁₋₂), Vasyugansky (J₃), Bazhenovo-Abalaksy (J_{3-K1}), Neocomian (K₁) oil and gas complexes [1].

In the south-east of Western Siberia (Tomsk Oblast), hard-to-recover reserves of the Lower Middle Jurassic productive deposits are of great interest to date due to the growth in the resource base and increase in oil production. The relevance of the study in the Lower-Middle Jurassic deposits of the southeastern part of the Western Siberian Plate in the Tomsk Oblast is of no doubt due to the increased oil and gas content and poor knowledge in this sphere. As drilling increases, there is a growing awareness of great complexity of productive reservoir structure. Today, the conditions of formation deposits in the region and data on lithology, which are the basis of the oil and gas field parameters, need to be clarified from the point of view of modern views.

The Lower-Middle Jurassic deposits in the study area are represented by the Gettang-Early-Toarsky oil and gas bearing complex consisting of alternating coastal-marine and lacustrine-alluvial sandy-clayey and shallow-marine sediments, Late-Toar-Aalensky and Bayos-Batsky oil and gas promising complexes consisting of stratigraphically shielded sand beds with industrial hydrocarbon reserves. In the early Middle Jurassic, sedimentation in the study area occurred under the frequently changing paleogeographic conditions and was accompanied by the change in various forms of relief, which probably served as the formation of complex reservoirs with reduced reservoir properties.

The issues of the geological structure and conditions for the formation of the Lower Middle Jurassic deposits in the territory of the Western Siberian oil and gas province are considered in the works by many Soviet and Russian geologists: G.F. Stepanenko and L.S. Chernova (1998), M.Y. Zubkov (1999, 2001), M.F. Pecherkin, V.V. Shelepov (1999), G.F. Iina (2002), N.M. Nedolivko (2003), T.G. Ten (2003), E.E. Danenberg, V.B. Belozerov, N.A. Brylina (2006), O.S. Chernova (1995, 2010, 2014) and many other researchers. Despite the considerable lithological study of these formations, many questions concerning the petrophysical rationale for the development of these reservoirs remain open. In this connection, a detailed study of the structural features of complex low-permeability reservoirs, concentrated in the sediments of the lower-middle Jurassic, can be approached only by integrating lithological-petrophysical methods for studying terrigenous sedimentary strata.

We have developed a comprehensive method for studying the Lower-Middle Jurassic oil and gas bearing deposits in the south of Western Siberia including the study of core material to determine the genesis of the sediments described, further building paleogeographic reconstructions for the time of accumulation of the lower and middle Jurassic reservoirs in the area under study, modeling sedimentological environments for the core wells and building complex static 3D models.

References

1. Chernova O.S., 2008. Oil and gas bearing provinces of Russia and adjacent territories // Tutorial, 256 p., (In Russian).
2. Chernova O.S., 2002. Paleogeographic conditions for the formation of Lower Jurassic deposits in the south-east of the West Siberian plate // News of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of geo-resources., 96-116 p., (In Russian).
3. Danenberg E.E., Belozerov V.B., Brylina N.A., 2006. Geological structure and oil and gas content of the Upper Jurassic – Lower Cretaceous sediments of the southeast of the West Siberian Plate // Tomsk: TPU Publishing House. 291 p. (In Russian).
4. Ten T.G., 2003. The lithological-facial and paleotectonic prerequisites for the formation of hydrocarbon deposits in the Upper Jurassic sediments of the Kazansky and Pudinsky oil and gas regions // Thesis Cand. geol. - miner. sciences. Tomsk, 188 p. (In Russian).
5. Zubkov M.Y., Pecherkin M.F., Shelepov V.V., 1999. Criteria for assessing the prospects of industrial oil and gas content of the roofing part of the Pre-Jurassic complex of the West Siberian Plate// Materials of the scientific-practical conference of geologists dedicated to the memory of V.U. Litvakov "Experience of increasing the efficiency of oil field development in Western Siberia". Tyumen., 122-140 p. (In Russian).

INTEGRATED ASSET MODELING FOR OPTIMIZATION OF WESTERN SIBERIA GAS CONDENSATE FIELD PRODUCTION

Zipir V.G.

Scientific advisor - associate professor Chernova O.S.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The application of integrated approach for production problems solving is widely developed in foreign companies. They managed to achieve effects from the use of this technology and to show its value. Today integrated asset modelling is rapidly developing in Russia. It is one of the most prospective areas which supposed to be a tool for field development efficiency advancement. Integrated asset modelling allows predict the fluid behavior along the whole production system from the reservoir to the surface facilities. This approach is highly effective when it is necessary to evaluate different field development scenarios. It is possible to examine different situations according to the pressure and temperature limits in order to get the optimal field development strategy. The evaluating of new oil and gas projects is not the only assignment of integrated modelling [1]. This paper describes the application of integrated model for monitoring of Western Siberia gas-condensate field exploitation and online field development strategy correction. Integrated asset modelling allows connect reservoir simulation with the calculation of the well, gathering and facility systems including the interference between them. Integrated model consists of several submodels:

- Reservoir simulation model;
- Well model;
- Pipeline model;
- Facility model.

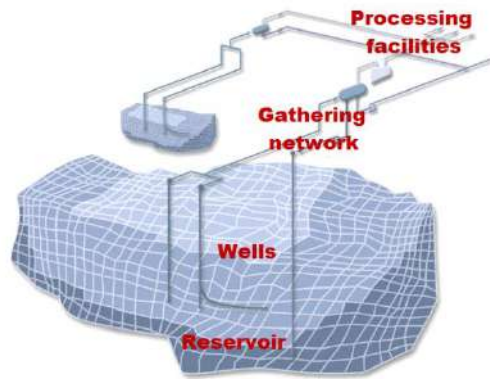


Fig. 1 Integrated model components

The development of gas and gas-condensate fields is commonly carried out with depletion drive. When starts a new well the pressure in the well drainage area decreasing intensively. Then the pressure decline becomes smoother. A gas-condensate reservoir can be choked by its own components. On the first stage of exploitation the reservoir pressure is above the dew point pressure [3]. But condensate liquid saturation can build up near a well because of drawdown below the dew point pressure ultimately restricting the flow around the well. The near-well choking effect can seriously reduce the productivity of a well. This phenomenon, called condensate banking, results from combination of factors that include the fluid properties, flow regime in the formation and reservoir pressure. Considering the well exploitation at the maximum drawdown the gas flowrate will decrease with pressure decrease. It occurs because the productivity of gas wells is not linear function. The real gas-condensate well example shows that the decrease in 5 MPa of formation pressure can results in 100 Msm³/day decrease of gas flowrate (Fig. 2).

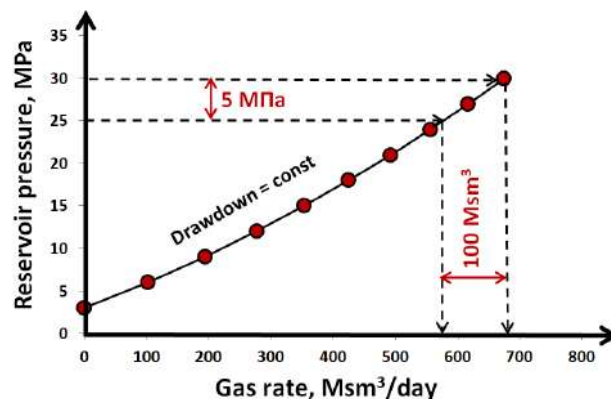


Fig. 2 The influence between the reservoir pressure and the gas production flowrate

Another important factor in the gas well exploitation is the pipeline pressure which depends on the facility inlet pressure. It means that wellhead pressure must be higher than pipeline pressure. Commonly, at the first stage of field exploitation the reservoir pressure is high enough to provide required wellhead pressure. According to the material balance equation - gas production leads to reservoir pressure decrease [2]. In this case wellhead pressure is decreased until the pipeline pressure is reached. Then the well production rate starts to decrease (Figure 3). It is very important for low productivity gas wells because once the production rate reaches the minimum limit the well will be shut down.

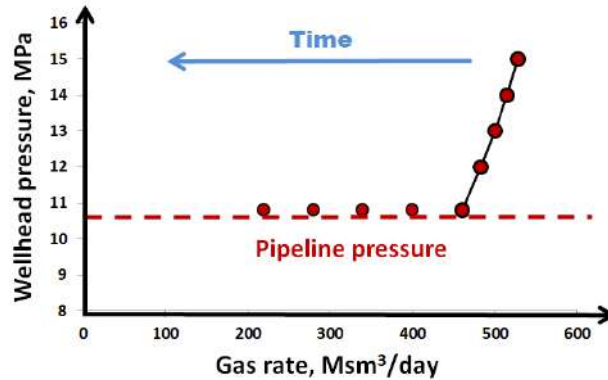


Fig. 3 The impact of the pipeline pressure on the gas well production rate

Exploitation of gas and gas condensate fields considers a lot of technical difficulties during the operation process. On the considered field of Western Siberia the main problem is liquid loading. There are two phases encountered on the bottomhole of the well. The first phase is gas condensate, because the reservoir pressure is less than the fluid dew point pressure. The second phase is the reservoir water. The gas velocity along the wellbore in high flowrate wells is high enough in order to lift the liquid to the surface. But there are several wells with low production rates. It results in liquid loading problems.

It is necessary to understand that the integrated model perform calculation based on the real knowledge about the formation and the exploitation data. But it is difficult to predict changes in well productivity, water break through and as a result to predict change in operating parameters of a well. It is the main reason why integrated modelling is necessary to use not only on the planning stage but also during the whole reservoir production process. Reservoir simulation model can show that the well productivity allows achieve required production rate. But the fact that well is loaded with liquid on the bottomhole is not considered in simulation model calculation. Calculation on the integrated production model allows take into account actual operation mode of each well and to apply the restriction from the gathering network. That is the main reason why integrated asset modelling became leading technology for reservoir simulation.

References

1. Ahmed T., McKinney Paul D., «Advanced reservoir engineering», 2005
2. Dake L.P., «Fundamentals of reservoir engineering», Seventeenth impression, 1998
3. William D., McCain Jr., «The properties of Petroleum Fluids», Second edition, 1989

ПОДСЕКЦИЯ 1 ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

КАК СДЕЛАТЬ ОБРАЗОВАНИЕ ИНОСТРАННЫХ СТУДЕНТОВ В РОССИИ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫМ

И.Э. Исаева

Научный руководитель - доцент Е.В. Масленникова
Российский университет дружбы народов, г. Москва, Россия

Российская Федерация присутствует на мировом рынке образовательных услуг как самостоятельный субъект с даты распада Советского Союза в 1991 году. Уверенное третье место [1] на этом рынке Российской Федерации в порядке преемственности обеспечил Советский Союз, который начал принимать иностранных студентов еще с 20-х годов предыдущего века. Государственная политика Советского Союза по привлечению иностранных студентов развивалась, прежде всего, в направлении стран Востока. В стране Советов открылись Коммунистический университет трудящихся Востока и университет трудящихся Китая имени первого китайского президента Сунь Ят Сена. Как следует из наименований специально организованных учебных учреждений, идеологическая основа отражалась в названии и говорила об обучении не только необходимым для стран Востока и Китая профессиям, но и обеспечивала подготовку сторонников построения нового коммунистического общества. Ориентирование на Восток, как пространство развития коммунистических идей и их реализации в системе государственного управления указывало на ожидаемые изменения и, на их основе, пополнение отряда строителей коммунизма на уровне государств в этой части планеты. Этот этап подготовки специалистов высшей квалификации из иностранных студентов в Советском Союзе можно определить, как первый или этап Востока. Для выпускников университета, трудящихся Востока и университета имени Сунь Ят Сена открывались возможности реализации в политической и общественной жизни, работая в международных организациях, например, в Коминтерне, или, в структуре политических партий и общественных объединений, многие из которых были на нелегальной положении и преследовались официальными властями, иными словами, перед ними открывалась перспектива стать политическими лидерами нации, руководителями государств. Усилия Советского Союза в образовательной сфере обеспечивали в будущем большое количество дружественных стран, пока только на Востоке, Запад в это время объявил блокаду советскому государству по экономическим и идеологическим соображениям и политику сотрудничества не поддерживал, Советский Союз смотрел на Восток и предвидел большие возможности формирования общего с ним мира торговли и сотрудничества.

Второй этап начался после окончания Великой Отечественной войны. Его развитие было вызвано следующими обстоятельствами: победа в войне позволила начать формирование системы социализма в Центральной Европе. Странам народной демократии, к которым относились Польша, Чехословакия, Венгрия, Болгария, Югославия и т.д. были необходимы специалисты-идеологи и, получившие современное командное и командно-инженерное образование, офицеры вооруженных сил. Советский Союз мог обеспечить подготовку таких специалистов, и она проводилась, в основном, в классических университетах и военных академиях. Затем появилась необходимость задействовать отраслевые высшие учебные заведения, от которых требовались специалисты-инженеры. Этот этап можно определить, как этап Центральной (Восточной) Европы. Примером в лицах большой организационной и учебной работы высших учебных заведений и государства в этот период стали, например, известная эстрадная певица Эдита Пьеха или, как писал М.С. Горбачев, самый близкий для него друг в МГУ, студент из социалистической Чехословакии и будущий политический деятель Зденек Млынарж. [3]

Третий этап начался с середины 50-х годов XX века, его можно назвать этапом Азии, Африки и Латинской Америки. Его начало было связано с крушением мировой системы колоний и появлением новых государств, которые освободившись от диктата доминиона или протектора находились на перекрестке выбора будущего, в основе которого, по-прежнему, была идеология. Статус развивающегося государства позволял долго выбирать, используя широкий спектр предложений по обучению в странах социализма. В 1960 году в Москве открылся Университет дружбы народов, само расположение которого и масштабы обустройства в столице подчеркивали значимость для государства обучения иностранных студентов в Советском Союзе. Институты, университеты академии Советского Союза готовили специалистов высшей квалификации по специальностям, необходимым для развития народного хозяйства, образования, здравоохранения, культуры и обороны развивающихся стран. Среди востребованных профессий значились: филологи, лингвисты, экономисты, агрономы, врачи, ветеринары, инженеры-проектировщики и инженеры-технологи в различных отраслях разведки и добычи полезных ископаемых, обработки сырья и производства готовой промышленной продукции, и, по-прежнему, офицеры с командным и инженерно-командным образованием. Принимались ли на обучение иностранные студенты из стран капитализма? Да, но их количество было значительно меньше, чем из стран социализма и развивающихся стран. Противоборство двух общественных систем не включало практику обмена в широком спектре самым дорогим – знаниями и методиками их усвоения, кроме того, в Советском Союзе в списке базовых предметов для всех специальностей были основы марксизма-ленинизма, возможно, это могло привести к увеличению сторонников этого направления развития общества и государств в странах капитализма и этот результат продумывался при формировании планов культурного обмена

даже в спокойные с точки зрения идеологии периоды разрядки. С другой стороны, существовали опасения о лояльности студентов из стран капитализма. Опасения были небезосновательными, через определенное время, теперь уже бывший Государственный секретарь Соединенных Штатов во время президентства Уильяма Клинтона Кондолиза Райс делилась воспоминаниями о том, как она, проходила студенческую стажировку в Советском Союзе и, прогуливаясь по Новому Арбату, считала окна в здании Министерства обороны СССР с целью сбора разведывательных данных. Культурный обмен был гуманитарной основой осуществления связей в сфере образования между странами социализма и капитализма. Проблема общения в образовательном и досуговом пространствах решалась последовательно на основе интенсивного изучения русского языка перед началом основного курса обучения. Русский язык как иностранный был отдельным направлением подготовки отечественных филологов. Свои знания и умения они могли применить на подготовительных отделениях высших учебных заведений, работая с иностранными студентами. Что касается адаптации к новым социальным и культурным условиям, то в Университете дружбы народов, например, студентов расселяли по комнатам в пропорции: два иностранных студента и один из Советского Союза. Это способствовало быстрой адаптации иностранных студентов.

Таким образом, Советский Союз, реализуя специальную образовательную политику для иностранных студентов, определил магистральное направление, главной целью которого стала подготовка специалистов для стран социализма и стран дружественных социалистической системе, которые могут присоединиться к таковой, а пока согласны на международной арене поддерживать Советский Союз, например, на уровне голосования в Организации Объединенных Наций. В этот период государственная политика в сфере образования иностранных студентов делится на три этапа (Этап Востока, Центральной Европы и этап Азии, Африки и Латинской Америки), все этапы объединяет общий принцип преемственности идей марксизма-ленинизма в процессе получения высшей квалификации по разным специальностям в учебных заведениях Советского Союза. Результатом проведения такой политики стали 126,5 тысяч иностранных студентов в 1990 году, которые жили и учились в 120 городах Советского Союза. [2] Обучение для них на всех этапах было бесплатным, что делало поездку «за образованием» очень привлекательной. Домой вчерашние студенты возвращались, зная русский язык и русскую культуру, имея в своем портфолио диплом, который позволял реализовываться в профессии и подниматься по карьерной лестнице. Уезжали ли они друзьями Советского Союза? Вопрос сложный, но в Российском университете дружбы народов теперь учатся внуки первых студентов.

После крушения социалистической системы и Советского Союза идеологическая основа обучения иностранных студентов перестала существовать, забвение постигло и материальные задачи обучения иностранных студентов. Научный и промышленный потенциал социалистического лагеря перестал быть основой материального производства для стран Центральной Европы, машины и технологии теперь поставлялись только странами-конкурентами, понадобились специалисты с другими знаниями. Вместе с идеологией ушла возможность получать бесплатное образование. Российская Федерация вышла на рынок образовательных услуг со своими предложениями в условиях глобализации экономики и интернационализации образования, ураганного развития цифровых систем и связанных с ними возможностями дистанционного образования. Русский язык пока не является основой для интернационализации образования, культура тоже, приоритеты у другой культуры и языка. Чем можно привлекать в условиях рынка соотнося цену и качество? Относительной доступностью оплаты образования, средняя цена по рынку сегодня 10 тысяч американских долларов за год. Современностью и актуальностью специальностей? Возможно, хорошей базовой подготовкой, формирующей в сознании студента научную картину мира, которая может быть конкурентным инструментом в его руках в процессе профессиональной реализации? Или продуманной системой адаптации к новым культурным условиям и социальным требованиям, при которой с каждым иностранным студентом будет проводиться системная работа, включающая изучение русского языка, культурную программу знакомства со страной, поиск привлекательных досуговых развивающих занятий? А может это организованная деятельность и усложняющаяся учебная и производственная практика, которая бы позволила получить максимум профессиональных навыков еще в студенческий период и уже в статусе выпускника иметь неоспоримые конкурентные преимущества? Это точка зрения, которая отражает интересы будущего студента и страны, где он собирается учиться. Если рассматривать проблему с позиций мирового рынка образовательных услуг, то можно предложить выбор языков обучения (русского и иного), соответственно снижая стоимость в пользу русского языка. Практика покажет, выгодно это или нет, но людей, которые относятся к нашей культуре и языку с симпатией или гордятся, что её знают может стать на порядок больше.

Текущий период развития рынка образовательных услуг в России является переходным, отличается реализацией мер по соответствию отечественных высших учебных заведений требованиям мировых рейтинговых систем. Эти меры способствуют присутствию работ отечественных авторов в цифровых ресурсах научного мира, межвузовскому обмену преподавателями из разных стран, созданию современных учебных программ и учебных модулей. И все это только для присутствия в конкурентном рейтинге. Государство вкладывает в это интеллектуальные, материальные и финансовые ресурсы, в условиях рынка, это не может не отразиться на цене обучения одного иностранного студента. Таким образом, привлекательность образования для иностранных студентов в России является целью, которая требует комплексных мер и вопросы приведенные выше ждут ответов.

Литература

1. Арефьев А.Л., Шереги Ф.Э. Иностранцы в российских вузах. – М., 2014. – Т. 1. – 228 с.
2. Грибанова В.В., Жерлицына Н.А. Подготовка студентов из африканских стран в вузах России: проблемы и перспективы //Официальный сайт Института Африки РАН [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://inafran.ru/ru/content/view/77/51, свободный> – (29.01.19)
3. Островский А. Кто поставил Горбачева? – Litres, 2017.

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ В
ЭПОХУ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

М.Н. Кузин¹, Л.М. Болсуновская²

¹ООО «СПП Развитие», г. Самара

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

Целью статьи является изучение и анализ условий формирования устойчивого развития инженерного образования в эпоху происходящих глобальных изменений систем.

Задачи, которые ставят перед собой авторы работы – структуризация определений основных понятий исследования, поиск зависимых и смежных областей, выявление и аппроксимация условий формирования устойчивого развития инженерного образования.

Согласно общепринятой терминологии, глобализация представляет собой изменение человечества в историческом масштабе, влияющее на появление все более сложных взаимосвязей между отдельными социумами (представленными народностями, либо этнографическими группами) и постепенное их сближение, в следствии обмена знаниями, информацией, товарами и продуктами. Данный процесс, в свою очередь, ведет к формированию мирового рынка, мультикультурализму и созданию единой юридической базы для всех стран (игнорируя национальные особенности) [9,10].

При этом, в последние десятилетия скорость усиливающихся интеграций экономик и обществ кратно возросла за счет различных инноваций и достижений [1]. Понятие «глобализация» активно изучается с середины 20 века. На основе работ Ждановой А.М. [5] научные представления о глобализации с 1950 г. по настоящее время представлены в таблице 1.

Таблица 1

Научные представления о глобализации

| Периодизация научных исследований глобализации | Главные эпохи прошлого и их значимые события | Характеристика «глобализации» | Влияние глобализации |
|--|---|---|---|
| I. 1950-1990 гг. | Промышленная революция, развитие ЖД транспорта, снижение торговых барьеров за счет распространения либеральной доктрины – начало Первой мировой войны (1870-1914 гг.). | Процесс развития социальных отношений. | Проявление глобализации в экономической и политической сферах жизни общества. |
| II. 1990-2000 гг. | Окончание Второй мировой войны, восстановление торговых отношений развитых стран Европы, Северной Америки и Японии (1950-1980 гг.). | Преобладание экономической составляющей определения. | Повсеместное влияние глобализации на все сферы общественной жизни стран мира. |
| III. 2000 г. – настоящее время. | Развитие транспортных технологий и коммуникаций, привлечение иностранных инвестиций в развивающиеся страны. Внедрение и доступность интернета. Достижения в области цифровых технологий (1980 г. – настоящее время.). | Результат взаимодействия всех сфер общества – экономической, политической, социальной и духовной. | Процесс экономического, политического и культурного объединения человечества в целом. |

Таким образом, глобализация представляет собой цепочку значимых событий прошлого, влияющих на развитие и изменение человечества и оцениваемых с точки зрения настоящего времени.

Валлерстайн И. характеризует человечество как взаимосвязанную общность, постоянно стремящуюся к глобализации [4]. Исходя из перечисленного, симбиозом можно считать термины «человек-общество-глобализация», как неспособные существовать обособленно друг от друга. При этом, неотъемлемой составляющей данного альянса является постоянное развитие. В целом, глобализация накладывает позитивный эффект и является неременным атрибутом устойчивого развития мирового сообщества в целом.

Введенное в терминологический обиход в докладе 1987 года Комиссии ООН по окружающей среде и развитию словосочетание «устойчивое развитие» прочно вошло в научный мир, переродившись в самостоятельный термин. Будучи вырванным из контекста первоисточника, трактовка определения данного понятия в работах разных авторов, приобретала всё больше значений, сохраняя общий смысл, но делая упор на разные составляющие концепции определения (экономическая, экологическая, социальная).

Исходя из анализа различных трактовок данного понятия, в представленной работе устойчивое развитие рассматривается как процесс изменения экономических и социальных сфер, направленный на удовлетворение человеческих потребностей и укрепление потенциала эволюции с согласованным использованием природных ресурсов, влиянием научно-технического прогресса и внедрением общественных институтов.

В современную эпоху глобализации совершенствование общественных отношений связано с развитием системы образования, в которой формирующийся специалист приобщается к общемировым ценностям и стандартам, приобретая знания относительно профессиональных компетенций и условий труда в различных странах мира [2].

Исследование образования в целом и инженерного образования в частности в контексте устойчивого развития подразумевает рассмотрение не только его вклада в устойчивость социальной системы, но и с точки зрения собственного функционирования и развития, отвечающего актуальным запросам современности [7].

Другими словами происходит переориентация его содержания на устойчивое развитие, а именно: повышение, в результате переориентации обучения, уровня социальной активности, повышение индивидуальной ответственности за выстраивание собственной жизненной траектории, а также «готовность действовать и жить в быстроменяющихся условиях, участвовать в планировании социального развития, учиться предвидеть последствия предпринимаемых действий, в том числе и возможные последствия в сфере устойчивости природных экосистем и социальных структур» [8].

Основными компонентами образования для устойчивого развития, согласно документам ЮНЕСКО, признаны: образование (обучение); подготовка и переподготовка кадров; выработка необходимых навыков; формирование системы ценностей и воспитание; информирование и просвещение населения [8].

На основании изложенного можно выделить следующие условия, необходимые для формирования устойчивого развития инженерного образования в эпоху глобализации:

1. Формирование навыков системного мышления у студентов инженерных специальностей.
2. Совершенствование коммуникативных навыков и творческого мышления обучающихся.
3. Построение цифровых компетенций для научно-образовательной деятельности.
4. Стандартизация профессиональной деятельности преподавателей вузов.
5. Внедрение концептуальной модели формирования сущности системной инженерной компетентности.
6. Развитие и доступность учебно-исследовательских автоматизированных систем.
7. Использование иностранных источников в формировании умений анализа.
8. Реализация программы дополнительного профессионального образования [2].
9. Разработка, формулирование и внедрение единых ключевых определений.
10. Построение цикла инженерного образования в общеобразовательной сетке.
11. Культивирование идеологии востребованности и престижности инженерного образования в массовое сознание.
12. Обучение работе с технической литературой с уклоном в инженерную составляющую начиная со школьного уровня подготовки.
13. Изменение стратегии развития страны на длительный период с ключевым фактором в виде создания устойчивой базы инженерного образования в эпоху современности и ориентацией на будущее.
14. Создание научно-методических основ инженерного образования с интеграцией во все образовательные уровни (общее, профессиональное и др.).
15. Разработка государственной поддержки формирования правовой и материально-технической базы.

Таким образом, образование играет непосредственную роль в достижении долгосрочных целей и выборе сценария развития государства. Переход общества на путь устойчивого развития напрямую связан с переориентацией образования на воспитание бережного отношения к окружающей среде, достижения взаимопонимания и социальной стабильности, то есть отказа от неустойчивых моделей производства и потребления.

Литература

1. Бегун Т.В. Устойчивое развитие: определение, концепция и факторы в контексте моногородов // Экономика, управление, финансы: материалы II Междунар. науч. конф. (г. Пермь, декабрь 2012 г.). – Пермь: Меркурий, 2012. – С. 158-163.
2. Власюк Н.Н., Майер Б.О. Устойчивое развитие и система образования // Философия образования. – 2012. – №3 (42). – С. 137-144.
3. География, общество, окружающая среда. Т.V: География социально-экономического развития / Под ред. А.И. Алексева, Н.С. Мироненко. – М.: Изд. дом «Городец», 2004. – 672 с.
4. Гринин Л. Е. Глобализация и национальный суверенитет // История и современность. – 2005. – № 1. – С. 6 – 31.
5. Жданова А. М. Экономическая глобализация и проблемы национальной и международной безопасности // Проблемы современной экономики. – 2012. – N 3 (43). – С. 106 – 109.
6. Журнал "Инженерное образование" Выпуск 24. 2018.
7. Ишмуратова Д. Ф. Образование в контексте устойчивого развития: уровни взаимодействия // Молодой ученый. – 2016. – №5 (109). – С. 9-12.
8. Образование в интересах устойчивого развития в международных документах и соглашениях. – Москва: ЭКО-Согласие, 2005.
9. Global Culture: Nationalism, Globalization and Modernity / Ed. by M. Featherstone. – London, 1990.
10. Robertson R., Lechner F. Modernization, Globalization and the Problem of Culture in the World-Systems Theory // Theory, Culture & Society. – 1985. – № 3; Robertson R. Globalization Theory and Civilization Analysis // Comparative Civilizations Review. – 1987. – Vol.17.

**РОЛЬ ЭЛЕКТРОННЫХ СЛОВАРЕЙ В ФОРМИРОВАНИИ У СТУДЕНТОВ НАВЫКОВ
ПЕРЕВОДА ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕКСТОВ**

Е.Е. Нурахметов

Научный руководитель - доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что к переводу научно-технических текстов предъявляются особые требования: переведенная статья или документ должны передавать полное и точное содержание оригинала. Перед переводчиком встает нелегкая задача, используя формально-логический стиль, являющийся основой технического перевода, добиться точной передачи терминологии.

Бесспорно, что тот, кто будет осуществлять перевод технической документации, должен не только владеть языком оригинала, но и очень хорошо знать тематику переводимого текста, то есть свободно владеть терминологией той отрасли, к которой относится технический текст.

Чтобы быть успешным в профессиональной деятельности современному выпускнику технического вуза необходимо знать английский язык на таком уровне, который бы позволил ему в будущем вести интенсивный обмен информацией, находясь внутри своего профессионального сообщества. В результате такого обмена современный инженер превращается в переводчика «технического» английского.

А пока, являясь студентом, будущий переводчик технических текстов продолжает формировать лексические и грамматические навыки, которых, как показывает практика, бывает недостаточно. Требуются студенту помимо перечисленных выше навыков и другие, такие, например, как умение работать со словарем.

Что включает в себя такой навык как работа со словарем? Кратко его можно охарактеризовать, как уметь находить слово и, главное, иметь способность увидеть и выбрать из большого количества нужное значение.

В настоящее время, бесспорно, большую роль в формировании у студентов навыков перевода технических текстов играют электронные словари.

Начиная изучать дисциплину «Английский язык» еще в школе, будущие студенты, естественно, неоднократно за годы обучения обращались к словарям. Необходимо отметить, что чаще всего им было достаточно «бумажного» русско-английского или англо-русского словаря для школьников.

Школьники стали студентами, выбрали специализацию и продолжили изучать английский язык. При изучении профессионального английского, когда студенту нужно представить результаты своих научных исследований на изучаемом языке, у них появилась острая необходимость пользоваться только электронными словарями. Почему же возникла такая необходимость? Первое, что выступает «за» использование электронных словарей – это словарный объем такого рода словарей, с которым никак не сможет сравниться ни один «бумажный» словарь.

Естественно, что электронные словари, используемые при переводе, являются «миллионниками», если мы говорим о количестве содержащихся в них слов. Какими электронными словарями чаще всего студенты пользуются, приступая к переводу? Первыми, к помощи которых прибегают студенты, работая над переводом любого технического текста, безусловно, являются словари Multitran и Google Переводчик. Не остаются без внимания и такие известные электронные словари, как АBBYU Lingvo и Multilex.

Кроме большого лексического объема вышеперечисленные электронные словари привлекают внимание и их организацией, то есть устройством словарей. Это немаловажно в работе над переводом текста, так как структура словарей предлагает широкие возможности: например, помимо огромного запаса слов, они предоставляют возможность пользоваться гиперссылками, которые существуют между словарными статьями, а также возможность постоянно уточнять тот или иной термин, сверяясь с другими смежными техническими областями [3].

Электронные словари появились не вчера. Многие исследователи (Л.Г. Юсупова, М.С. Перекалин, А.Н. Кабанов и многие другие), занимающиеся данной проблемой, проводят большую работу, пытаясь анализировать функциональные возможности появившихся за последние десять – пятнадцать лет онлайн-словарей. При анализе стараются учитывать все стороны – это и основные характеристики словарей, и возможности сервисов.

Приступая к переводу технического текста, студент, в первую очередь, будет ориентироваться на первые два вышеназванных словаря. Если возникают сомнения, что недостаточно точно передано значения того или иного слова, то, чтобы снять проблему, студент может обратиться к АBBYU Lingvo и Multilex [2]. Именно такая очередность в использовании электронных словарей объясняется тем, что два последних словаря в вышеперечисленном списке используются студентами гораздо реже в силу того, что они имеют ряд недостатков; например, не представляют широчайший спектр областей с необходимой терминологической базой.

Анализируя, например, электронный словарь Multilex, следует обратиться к истории создания данного словаря, чтобы понять, какие минусы есть у этого словаря. Дело в том, что компания, которая разрабатывала этот словарь, объясняет, что он был создан на основе уже признанных и получивших известность словарных баз книжных изданий. Бесспорно, что создавая такой словарь, компания преследовала определенную цель – дать самый точный перевод в электронную форму хорошего традиционного словаря (следует пояснить, что в основе Multilex лежит созданный под редакцией А.Д. Апресяна «Новый большой англо-русский словарь»). В более поздних редакциях к этой основе были добавлены ряд словарей (политехнический, экономико-финансовый и т.д.), которые существенным образом обогатили on-line словарь. Плюс данного словаря и в том, что он имеет так называемую «озвучку»: то есть каждый, кто пользуется этим словарем, может прослушать, как произносится данное слово.

Как было сказано выше, этот словарь, в основе своей имеющий традиционный «бумажный» вариант, продолжает строиться по этой системе. Можно констатировать, что здесь есть серьезная опасность отстать от действительности, так как в связи с быстроменяющейся ситуацией начинают появляться новые слова, новая

терминология, за которой данный словарь с его структурой не успевает. Следовательно, в нем не всегда можно найти то, что необходимо для перевода новейших текстов.

Совсем другую характеристику можно дать электронному словарю Multitran. Он полностью подходит для перевода текстов естественно-научного и технического циклов. Во-первых, он не сложен в использовании, во-вторых, в нем представлен достаточно объемный лексический корпус по многим направлениям, и в-третьих, он постоянно пополняется.

Бесспорно, чтобы начать работать с этим словарем, необходима подготовка и некоторые навыки. Конечно, словарные статьи в Multitran намного сложнее, чем, например, в онлайн словаре Google Переводчик. Из-за колоссальной терминологической базы, представленной в словаре Multitran, этим электронным лексикографическим источником могут пользоваться все, как изучающие язык, так и уже опытные переводчики.

Профессиональные переводчики, пользующиеся этим словарем, вносят значительный вклад в своевременное обновление, пополнение и корректировку словаря, создавая свою узкоспециальную рубрику.

Если сравнивать два наиболее пользующихся спросом словаря (Multitran и Google Переводчик), то, несмотря на то, что Google Переводчик очень прост в использовании и, кажется, предоставляет достаточно широкий синонимический ряд для данной лексической единицы, все-таки он уступает в отражении точности и детальности перевода технического текста электронному словарю Multitran. Это можно проиллюстрировать на простом примере [1].

В следующем предложении (*The wellhead area contains the Christmas trees which regulate the flow of hydrocarbon products from individual wells to the process equipment.*) встречается словосочетание Christmas tree. Пользуясь словарем Google Переводчик, мы находим первое и основное значение – это «рождественская елка», что совершенно не связано с тематикой переводимого текста. Что касается электронного словаря Multitran, которым, как известно, пользуются профессиональные переводчики, то он, сориентировав пользователя на рубрики «Нефть и газ», и «Нефтегазовая техника», и учитывая метафоричность термина, дает правильное значение – фонтанная арматура.

Подводя итоги, хотелось бы отметить, что, бесспорно, будущее за электронными словарями, так как они помогают сократить время поиска нужной информации; далее, предоставляют богатейший по составу лексический корпус и очень просты в использовании. Помимо перечисленных выше преимуществ электронных словарей перед их «бумажными» вариантами, есть еще один неоспоримый факт: они оказывают значительную помощь при формировании у студентов навыков перевода специальных текстов.

Литература

1. Джабраилова В.С., Перекалин М.С. Сравнительно-сопоставительный анализ возможностей электронных словарей Lingvo X3 и Мультитран (прикладной аспект) // Инновации в науке. – 2016. – №56-1. – С.17-24.
2. Кабанов А.Н., Юсупова Л.Г. Организация учебного процесса по иностранному языку в современных условиях: проблемы современных технологий в преподавании иностранных языков и пути их решения // Педагогическое образование в России. – 2017. – №4. – С. 81-86.
3. Кашеварова И.С. Электронный словарь как новый этап развития лексикографии // Молодой ученый. – 2010. – №10. – С. 145-147.

НРАВСТВЕННО-ЭСТЕТИЧЕСКИЕ ЦЕННОСТИ АНГЛОЯЗЫЧНОЙ ЛИТЕРАТУРНОЙ СКАЗКИ

Э.К. Салманова

Научный руководитель - доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что сказка, к какому бы языку она не принадлежала, являлась изначально произведением устного народного творчества. Это не значит, что у сказки не было автора – автором был народ. Зародившись еще в кельтской мифологии, английская народная сказка за многие столетия впитала в себя характерные признаки, входящие корнями в европейские фольклорные традиции.

В первую очередь необходимо отметить влияние на английскую сказку традиций, пришедших из стран Скандинавии и Германии. Изменились образы (они стали более яркими, могучими и сильными), изменились события (добавилось в сказках волшебства), также наряду с необыкновенными приключениями в сказке стал появляться необычный юмор [2].

Время шло, и в английской сказке, уже представляющей вариант литературной сказки, стал прослеживаться национальный колорит: появились герои, в которых начал угадываться дух и национальное самосознание английского народа.

Говоря об английской литературной сказке, стоит отметить тот факт, что являясь произведением с волшебным сюжетом, она, следовательно, включает в себя персонажи, которые могут быть как вымышленными, так и реальными, и все, что описывается в ней, является либо сказочным, либо реальным.

Известно, что зародившись еще в 19 веке и достигнув своего расцвета в 20 веке, английская литературная сказка от Л. Кэролла до К. Льюиса демонстрирует некий консерватизм, связанный с тематикой и образами. Другими словами, в течение достаточно долгого периода времени сказка сохраняет свой стиль.

Как было сказано выше, фольклорные традиции английского народа определили национальные черты литературной сказки. Но, следует отметить, что в литературной сказке система героев (персонажей) по сравнению с фольклорным вариантом намного сложнее.

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

Взяв начало из произведений устного народного творчества, английская литературная сказка продолжила традиции отражать все аспекты народной жизни, являясь тем, что называют «зеркало народного сознания».

Если обратиться к классикам английской литературной сказки, то можно констатировать, что многие из них не были детскими писателями. А все эти фантастические истории, как правило, возникали в результате игры со своими или чужими детьми. Удивительные, полные приключений истории рождались в результате таких близких контактов родителей и детей [3].

Кто-то из писателей начинал свои произведения как описание в своих письмах к детям приключений какого-либо вымышленного, а иногда и реального персонажа. Конечно, здесь нельзя не вспомнить известного английского писателя А. Милна, автора знаменитого во всем мире сказочного героя Винни-пуха. Если сделать экскурс в историю создания этих удивительных приключений забавного медвежонка Винни-пуха, то можно увидеть, что у автора этого произведения все начиналось как у большинства детских писателей: он начинал писать для своих детей заметки о путешествиях своего героя.

Не вызывает сомнений и тот факт, что между современной английской сказкой и ее предшественницей – сказкой классической – существует теснейшая связь. Современные авторы детских произведений сохраняют традиции английских сказок, создавая тот же самый волшебный мир, населенный своими собственными героями.

Бесспорно, что современная английская литературная сказка изменилась, несколько трансформировав сказку фольклорную: другими словами, подверглись изменению сказочные функции и мотивы народной сказки. Появилась в литературной сказке легкость, ироническая окраска, а главное, большое внимание уделяется нравственной стороне данного произведения.

Также, немаловажным моментом является тот факт, что рассматривая систему персонажей такого произведения, видим, что она становится гораздо более сложной и более разветвленной.

Говоря о главных героях, видим, что ими становятся дети, т.е. маленькие мальчики и девочки. Так, например, главный герой английской литературной сказки “The Tractor, The Duck and The Drum” (by Joan Aiken) – маленький мальчик по имени Эван, который в свой день рождения мечтает получить три заветных вещицы: трактор, на котором можно было бы кататься, барабан, на котором можно отбивать любимый марш и живую крякающую утку. (Once there was a boy called Euan, and it was going to be his birthday next week. He wanted a tractor that he could sit on; he wanted a drum that he could play on; he wanted a real duck that would swim in his bath...).

В сказке “The Water of Life” (by Andrew Lang) видим, что роль главных героев опять отдана детям – маленькой девочке и ее трем братьям. (Three brothers and one sister lived together in a small cottage, and they loved one another dearly...).

В роли главных героев выступают мальчик по имени Фрэнк и его сестра Рита и в английской литературной сказке “Was it a Dream?” (by Edith Robarts). (Rita grew quite tired of gathering wildflowers while her brother Frank sat by the water busy with his fishing-rod.) [1].

Можно привести большое количество примеров, подтверждающих вышеназванное утверждение. Действительно английская литературная сказка написана для детей, о детях и их взаимоотношениях со взрослыми.

Исследуя нравственно-эстетические ценности английской литературной сказки, видим, что когда дети, являясь главными персонажами сказок, сами пытаются решать порой трудные, «неподъемные» для них проблемы, то эти проблемы из разряда авантюрно-приключенческих переходят в морально-нравственные.

Ставя героя в трудное положение, оставляя его одного в нелегких ситуациях, авторы английской литературной сказки, таким образом, дают герою возможность самому найти выход. И он ищет, с достоинством выходя всякий раз победителем, закаляя себя морально и нравственно. Например, в конце сказки “Was it a Dream?” мы читаем: “Rita grew very thoughtful. Could her dream have been true? It really did seem strange. Anyway, although she felt sorry for Frank, she could not help feeling very pleased that the poor little fish had got free!”

Другая иллюстрация становления нравственного начала в сказке “The Water of Life”: “After that she turned, and went joyfully down the hill again, carrying her treasures, but her long climb had tired her out, and the brazen pitcher was very heavy, and as she walked a few drops of the water spilt on the stones, and as it touched them they changed into young men and maidens, crowding about her to give thanks for their deliverance” [1].

Таким образом, подводя итоги, можно констатировать, что литературная сказка, взяв свое начало из кельтских мифов много веков назад и впитав в себя определенные признаки из европейских фольклорных традиций, позиционирует себя как быстро развивающийся жанр, в котором гармонично сочетаются и устное народное и авторское творчество.

Английская литературная сказка продолжает оказывать огромное влияние на развитие детской литературы в мире. Легкость повествования, сопровождаемая шутками, забавными моментами, кажется, дана в этих детских произведениях для того, чтобы развлечь, позабавить маленького читателя. Но фактически, за всей легкостью скрывается очень глубокий смысл: ребенок учится, читая сказки, отличать добро от зла, видеть прекрасное и безобразное в поступках других, наполняется естественными порывами души творить добро и приходить на помощь другим.

Литература

1. Англоязычная литературная сказка: учеб. пособие / сост. Л.Я. Зиман, Л.М. Седельникова; под ред. Л.Я Зимана. – М.: Флинта: Наука, 2009. – 128 с.
2. Липовецкий М.Н. Поэтика литературной сказки. – Свердловск, 1992. – 356 с.
3. Мауткина И.Ю. Историческая поэтика британской сказки и литературные сказки О. Уайльда: дис. ... канд. фил. наук / Мауткина И.Ю. – Великий Новгород, 2006. – 215 с.

«НЕОПРЕДЕЛЕННАЯ ОПРЕДЕЛЕННОСТЬ»: ТРУДНОСТИ УПОТРЕБЛЕНИЯ АРТИКЛЯ THE В УСТНОЙ И ПИСЬМЕННОЙ РЕЧИ

Г.С. Серкина

Научный руководитель - доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Не подвергается сомнению тот факт, что когда начинают изучать любой язык, то обязательно обращаются к истории языка, пытаясь проследить те изменения, которые происходили в нем на протяжении нескольких веков. Такой экскурс в историю языка помогает понять и снять многие трудности при изучении, например, грамматического строя языка.

Известно, что английский язык в этой области имеет революционную историю. Достаточно вспомнить тот факт, что на современном этапе он из языка флективного типа преобразовался в язык аналитического строя. Существование разных диалектов, а, следовательно, и возникшие сдвиги в произношении спровоцировали разрушение предыдущей системы и способствовали появлению новой.

Обновление грамматической системы состояло в том, что в языке на месте некоторых словосочетаний и синтаксических построений, имеющих какое-то частное значение, стали появляться новые целостные грамматические конструкции, то есть конструкции с обобщенным содержанием. Данное утверждение можно проиллюстрировать тем, что такое словосочетание, как «мест. + сущ.» трансформировалось в существительное с артиклем. Артикль в данном словосочетании брал на себя «обязательства» нести информацию об определенности этого предмета [1].

Неоспоримый факт, что артикль в английском языке отведена значительная роль, так как он помогает более точно показывать идеи и верно отождествлять их со смыслами. Поскольку артикль есть то, что помогает говорящему сопоставить конкретное речевое высказывание с конкретной речевой ситуацией, следовательно, использовать артикли нужно правильно, четко понимая, к чему может привести неправильное употребление артикля.

Известно, что артикли относятся к классу так называемых определителей, которые видоизменяют существительные. В именной конструкции определитель может быть только один, и местоположение у него строго определено – он всегда находится перед конструкцией [1].

Артиклям в грамматической системе английского языка уделено достаточно внимания. Но, известно, что до настоящего времени так и не решен очень давний спор лингвистов относительно того, сколько же всего артиклей в английском языке – два или три. Мы будем придерживаться той версии, что в английском языке три артикля: неопределенный, определенный и так называемый «нулевой».

Следует в ситуации выявления проблем, связанных с потреблением артиклей, напомнить о их функциях и дать краткую характеристику этим функциям. Известно, что существует три функции: морфологическая, синтаксическая и коммуникативная. В соответствии с морфологической функцией, артикли являются формальными признаками имени существительного, то есть они указывают на то, что слово, которое следует за артиклем, есть существительное. Например:

the Arctic – Арктика (северная полярная область);

the West – запад;

the land – земля;

the Ross shelf Ice – шельфовый ледник Росса и т.д.

Что касается синтаксической функции артиклей, то здесь можно выделить два направления:

а) роль артикля заключается в его способности разделять именную конструкцию и остальные части предложения, другими словами, он может указывать на то, где проходит граница словосочетания (также нужно упомянуть о том, что в этом случае артикль может быть заменен другим определителем (в качестве которого может выступить притяжательное местоимение). Например:

Our scientists had made the great experiment by Monday. (Our scientists had made their great experiment by Monday).

б) еще одна возможность появляется у артикля, которая выражается в его способности объединять предложения внутри текста. Например:

Students carried out an investigation. The investigation seemed to be very interesting.

Описывая одну из функций артикля – коммуникативную, следует сказать, что роль у неопределенного артикля всегда будет в том, что он является проводником новой информации, поскольку находится в центре коммуникации. А определенный артикль, напротив, показывает, что информация является определенной, и он никак не может выступать в роли фокуса коммуникации [3]. Например:

They translated a very interesting article.

The article translated by them made a great impression on me.

Цель нашего исследования – выявления трудностей употребления определенного артикля the в устной и письменной речи.

Прежде всего, напомним, почему артикль the называется определенным. В чем заключается его «определенность»? Определенность его, по мнению многих исследователей, состоит в том, что он призван отождествляться с известным предметом, «определенным» предметом в языковом сознании говорящего. А поскольку называемый предмет может быть отождествлен, например, с чем-то, о чем собеседник (или читатель) может узнать дальше, или с каким-либо уникальным объектом, или с предметом, попадающим в поле зрения

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

собеседников, и так далее, то возможность перечислить все случаи употребления определенного артикля the не представляется возможным.

Следует отметить тот факт, что для тех, для кого русский язык является родным, английские артикли вызывают особую трудность, поскольку грамматическая система русского языка не имеет в «своем арсенале» такой единички языка. Носителю русского языка просто не с чем сравнить английский артикль, не с чем его сопоставить, чтобы четко понимать, в каких случаях и какой артикль должен употребляться, и должен ли он употребляться вообще в той или иной ситуации.

Не будучи носителями английского языка, русскоговорящие не должны небрежно относиться к такому «капризному» элементу в английской грамматике, как артикль только лишь потому, что он может иногда «исчезать» в письменной или устной речи.

Почему же так важно обращать внимание на определенный артикль the? Дело в том, что употребление этого «непостоянного» и «переменчивого» элемента иногда не поддается никакому анализу, не имеет никакой формальной логики, так как в английском языке существуют слова, о которых можно сказать, что они уже «появились на свет» с определенным артиклем, настолько естественным является существование данного артикля при них [2].

Можно добавить к вышесказанному и тот факт, что самую большую трудность в употреблении определенного артикля испытывают те, для кого английский язык является неродным, когда начинают переводить (устно или письменно) с русского языка на английский. В прямом смысле, они становятся совершенно беспомощными перед такой, казалось бы, не очень значимой единичкой английского языка.

Таким образом, для того, чтобы все знать об определенном артикле the и правильно употреблять его, следует в первую очередь много работать с оригинальными источниками, в качестве которых могут выступать газеты и журналы, изданные в стране изучаемого языка (в Великобритании), а также изучать географические энциклопедии, словари и справочники. Только в процессе изучения и сравнения текстов те, кто изучает английский язык и практикуется в качестве переводчика, может увидеть отступление от правил использования артикля и понять, чем это обусловлено (так как отступление от правил может быть оправдано только в рамках, например, данной публикации). При сравнении и анализе текстов из оригинальных источников естественным образом повышается коммуникативная компетенция говорящего и пишущего на английском языке.

Литература

1. Бармина Л.А., Верховская И.П. Практикум по английскому языку: артикли / пер. с англ. – М.: Астрель. АСТ, 2004. – 345 с.
2. Нулевой артикль [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dinternal.com.ua/grammar/articles/articles-3/>, свободный – (11.02.2019)
3. Нулевой артикль в английском языке [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.langust.ru/etc/zero_art.shtml, свободный – (22.02.2019)

ИЛЛЮЗОРНАЯ АВТОРИТЕТНОСТЬ ИЛИ ЯЗЫКОВАЯ ОККУПАЦИЯ: АНГЛИЙСКИЕ ВАРВАРИЗМЫ В СОВРЕМЕННОМ РУССКОМ ЯЗЫКЕ

И.С. Чурсин

Научный руководитель - доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что любой язык можно рассматривать как «живой организм», в котором постоянно идут разные динамические процессы. Например, мы можем говорить о том, что он проходит различные ступени развития, изменяясь, что-то вбирая в себя, а что-то отвергая. Одним словом, язык нельзя представить как что-то однажды сформировавшееся и застывшее.

Человек, находясь в социуме, вынужден налаживать контакты как внутри того сообщества, частью которого он является, так и выходить за пределы его, общаясь с представителями другого общества и обмениваясь с ними информацией. Что происходит в результате таких социальных контактов? Ответ прост: человек начинает перенимать понятия, заимствуя их лексическое обозначение. Таким образом, в родном языке представителя данного сообщества начинают появляться новые слова [1].

Бесспорно, такой процесс – процесс заимствования – можно назвать одним из основных способов пополнения лексического корпуса любого языка, наряду с тем, что и словообразование стоит на одной ступени с данным процессом.

Как было сказано выше, язык, проходя свой исторический путь развития, постоянно пополняется благодаря проникновению в него заимствований, то есть слов иноязычного происхождения. В.В. Колесов, исследуя данный процесс, говорит о том, что только поколение может принять в свой лексикон приблизительно две тысячи новых заимствований [4].

Говоря о русском языке, можно с уверенностью сказать, что в составе русской лексики особое место отведено заимствованиям из английского языка. Как отмечают многие исследователи, количество заимствований из английского языка в современном русском языке в настоящее время сильно увеличилось. И этому есть объяснение. Доказывая этот факт, лингвисты делают экскурс в историю, показывая все возрастающую роль Великобритании, а чуть позже и Америки, на международной арене после окончания Второй Мировой войны. Сильные в

экономическом и политическом плане державы оказывают существенное влияние на другие страны, а следовательно, и на национальные языки.

Английский язык на современном этапе уже не является иностранным языком, он давно уже приобрел статус языка международного общения. И, по прогнозам многих исследователей, еще не скоро сдаст свои позиции, поскольку является основным языком известных и имеющих вес средств массовой информации, где ведущая роль отведена сети Интернет и большим телерадиокомпаниям.

Сегодня нельзя даже предположить, что в таком стремительно развивающемся мире, когда устанавливаются теснейшие связи со странами Европы в области политики, экономики и культуры, русский язык может остаться в стороне, не подвергнувшись наплыву английских элементов.

К такой экспансии можно относиться по-разному. Очень важно понимать с какой скоростью пополняется лексический корпус русского языка словами, обозначающими какие-то новые явления, процессы, ситуации культурной и общественной жизни человека, и как ведут себя «гости», т.е. вновь пришедшие слова – не вытесняют ли они свои элементы, которые имеют одинаковое или близкое значение с «чужаками».

Многие иностранные слова, проникая в русский язык, не сразу становятся своими (а некоторые исчезают, так и не получив «прописки» в языке). Такие «пришельцы» долгое время могут быть чужими (чужеродными) для языка.

Вторгаясь в среду «коренных жителей» языка, чужаки всегда привлекают к себе пристальное внимание, поэтому их стараются изучить и описать. Классификация заимствованных иноязычных единиц базируется на основе освоенности их в русском языке. Если заимствованное слово существует в языке без особой необходимости, так как существует синоним данной лексической единицы в языке, то такое слово обозначается термином «варваризм».

Цель нашего исследования – изучение влияния английских варваризмов на лексический состав русского языка.

Мы, в своей работе будем придерживаться следующего определения варваризмов: «варваризмы (от греческого слова *barbarous* – «чужеземный») – это заимствованные из иностранных языков слова и словосочетания, которые не были полностью адаптированы и воспринимаются чужеродными» [3].

Как было сказано выше, в начале 1990-х (то есть последние двадцать-тридцать лет) наша страна взяла после распада СССР курс на строительство государства с рыночной экономикой. Следовательно, у страны появилось определенное желание встроиться в мировой цивилизационный процесс. Процесс интеграции коснулся практически всех сфер жизни человека.

Языковая система наглядно демонстрирует количество заимствований в зависимости от сферы деятельности человека. Так, например, быстро развивающаяся сфера торговли «пополнила» русский язык такими варваризмами, как

- 1) шопинг /shopping/,
- 2) супермаркет /supermarket/,
- 3) бутик /boutique/,
- 4) бренд /brand/,
- 5) сейл /sale/ и многими другими,

а сфера красоты внесла в лексический корпус русского языка следующие варваризмы:

- 1) имидж /image/,
- 2) мэйкап /make-up/,
- 3) бьютимейкер /beauty maker/ и т.д.,

Нельзя обойти стороной такую область, как экономика и финансы:

- 1) бартер /barter/,
- 2) фьючерс /futures/,
- 3) дилер /dealer/,
- 4) брокер /broker/,
- 5) маркетинг /marketing/ и т.д.

В этом направлении можно рассматривать и другие сферы. Поскольку англоязычные варваризмы очень активно проникают в русский язык, нет сомнения, что и другие области деятельности будут изобиловать иноязычными словами.

Стоит отметить, что специального внимания требует в процессе описания и исследования такого рода заимствований вопрос об упорядочении терминов. Действительно, еще в середине прошлого века исследователи обратили внимание на то, что нет основы в систематизации терминологии. Нет уверенности, что и на современном этапе развития языка упорядоченная система научных понятий сложилась.

В профессиональной среде специалистов в области IT-технологий появилось очень много иноязычных слов-терминов, к которым все настолько привыкли, что они стали актуальными и для представителей других сообществ, и, таким образом, специальные слова вышли за пределы данной области употребления и стали очень активно использоваться в других сферах (например, в публичных выступлениях политиков, в прессе и т.д.).

Что касается такой области как спорт, то здесь следует обратить внимание на то, что сейчас появляется очень много новых видов спорта таких, например, как виндсерфинг /windsurfing/, фристайл /freestyle/, кикбоксинг /kickboxing/, армрестлинг /arm wrestling/, гандбол /handball/ и многие другие, которые, являясь терминами, в русском языке быстро выходят за границы области применения и также используются (часто как метафора) в телепередачах, ораторском искусстве и т.д.

Несмотря на то, что такой процесс, как заимствование слов из других языков, является естественным процессом для языка, существуют разные точки зрения на такого рода экспансию, если этот процесс идет очень активно, а порой и агрессивно. Основной аргумент не в пользу заимствованных слов – это наличие синонимов в

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

русском языке, которые доказывают, что нет необходимости пользоваться иноязычной лексикой. Довод за заимствования говорит о том, что при тесном сотрудничестве со странами Европы молодое поколение политиков, бизнесменов, ученых, спортсменов не сможет не принять для активного использования иноязычную лексику в силу того, что большая часть ее является терминами [2].

Появление в русском языке таких варваризмов как лук /look/, лайк /like/, ноутбук /notebook/, сканеры /scanner/, смайлик /smiley/, органайзер /organizer/, постер /poster/, кэшбэк /cashback/, мерчендайзер /merchandiser/, сайт /site/, лоукост /low cost/, браузер /browser/, супервайзер /supervisor/ и бесконечного множества других английских лексических единиц свидетельствует о том, что на современном этапе в русском языке несколько ослаблен внутренний контроль.

Итак, стоит ли опасаться такой экспансии? Как было сказано выше, язык – это развивающийся организм, поэтому, с одной стороны, вторжение определенного количества новых лексических единиц в язык даже необходимо, так как это не только не нарушает его развитие, а даже обогащает язык. С другой стороны, встает вопрос о количестве таких единиц. Если их в языке появляется чрезмерно много, тогда на лицо процесс оккупации, т.к. вновь пришедшие слова начинают вытеснять доморожденные [5].

Таким образом, когда наступает критическая точка в процессе такого вторжения, то в языке начинают включаться защитные механизмы. Он приступает к самоочищению, то есть предпринимает попытку избавиться от всего ненужного, лишнего, оставляя только тот лексический материал, который необходим, который нашел свое место в языке и который, наконец, закрепился в словаре и пополнил лексический корпус языка.

Литература

1. Белоусов В.Н. Русский язык в ближнем зарубежье и русская речь в российских средствах массовой информации. – М.: Наука, 2000.
2. Воротников Ю.Л. О некоторых особенностях языка средств массовой информации. – СПб.: Просвещение, 1999.
3. Гурьева Т.Н. Новый литературный словарь / Т.Н. Гурьева. – Ростов н/Д, Феникс, 2009, с. 45.
4. Колесов В.В. Русская речь. Вчера. Сегодня. Завтра. – СПб. 1998.
5. Лейконт П. А. Современный русский язык, 2007.

CITIZEN SCIENCE IN SMART CITIES¹

F. E. Arealo Leon

Scientific adviser - associate professor N.A. Goncharova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Contemporary societies are built on the basis of information. Even the old foundations of our world have become data: money and capital move through virtual transactions in the digital economy, and the scales in military and political power relationships are tipped by those who know more. In this new context, the idea of “smart cities” has been conceived to use data and information technologies to improve the lives of people. One of the problems, however, is that collecting and disseminating sufficient and reliable information is still a difficult task. Scientists and city administrations don’t have enough information to evaluate all possible situations and make timely decisions. At the same time, the general population does not know enough about the issues of the areas they live in to effectively participate in the democratic process as active citizens. As such, to confront both of these issues at once, one possible solution could be the use of citizen science.

Also known as “crowd-sourced science”, citizen science is known as an approach that “expands public participation in science and supports alternative models of knowledge production” [3]. In other words, ordinary people can help scientific institutions and governments gather data and monitor phenomena that would otherwise be impossible for traditional research teams. Although this kind of involvement in science by common people has actually existed for quite some time, it is a research strategy that has become much more viable recently thanks to the Internet and new technologies such as smartphones, making it therefore much more accessible and cost-effective.

Of course, citizen science is not without its drawbacks. Projects that use traditional research methods already find it challenging to assure data quality when hiring and extensively training field workers. Therefore, using the help of volunteers that are not familiar with scientific methodology can potentially introduce a lot of errors. Additionally, as some authors point out, there are limits to how complex a citizen science project can be: “Citizen science is often most effective when the approach is simple. Participation is likely to be reduced when protocols are too complex or demanding or recording needs to be repeated over time or in different localities” [5]. However, these dangers should not be overblown, as they can be mitigated with adequate preparation that takes into account possible risks, as Haklay [2] points out: “Citizen science can yield high quality, policy relevant information. Analysts who work with policy makers should be aware of the specific characteristics of such data, and use it appropriately.” Furthermore, there are other important benefits that simply cannot be achieved with other techniques:

“Research is literally ‘opened’ up to members of society and [citizens] often become part of the whole process, thus making science more inclusive. This allows members of the public to learn about, understand and discuss scientific methods, standards and values, developing their overall scientific literacy. This can increase public awareness of the value of scientific

¹ This paper has been produced as a result of the research conducted during the implementation of TPU project “Co-creation of EU Human Smart Cities (CoHuSC)” (600426-EPP-1-2018-1-RU-EPPJMO-PROJECT). This project has been funded with support from the European Commission. This presentation reflects the views only of the author, and the Commission cannot be held responsible for any use which may be made of the information.

research in addressing problems faced in everyday life as well as global challenges. Citizen science can therefore positively influence society by providing opportunities for learning, empowerment, enjoyment of nature, social engagement or enhanced scientific capital.” [3]

Some notable examples that show the potential of citizen science are:

- Community Snow Observations (CSO) has requested the help of travelers to gather samples and take pictures of snow in remote areas, with the help of a smartphone application. Analyzing the chemical composition of these snow deposits is very important since they become sources of potable water during the summer [1].

- The city of Vienna, Austria, has employed the help of citizens and schools to identify the breeding sites of a bird species known as the Common Swift, which are particularly hard to locate. This is done in order to avoid starting new constructions near those sites and endangering the species. It is, therefore, a nature preservation initiative. However, it could only work as a citizen science project, since “the Common Swift breeds in hidden places and the breeding sites cannot be found easily. Often only with the knowledge of residents and neighbors it is possible to identify the breeding sites at all” [6].

- Finally, the Flint Water Study is a remarkable example of how citizen science can empower marginalized groups [4]. After the claims by residents that the water supply was contaminated were ignored by the authorities, students from the Virginia Polytechnic Institute and State University implemented a project in which they provided toolkits and training to the citizens of Flint so that they could gather and analyze water samples. This way, it was proven that the water had dangerously high levels of lead, which finally caused the government to address the problem.

In conclusion, citizen science is an approach that has a lot of potential as tool that is able to provide timely and relevant data for policy-making. As smart cities become more data-driven, citizen science can help ensure that the various urban subsystems do not become alienated from the interests of the common people, as well as contributing to keep communities engaged and informed. Its shortcomings should not deter from exploring its potential, since no technique is perfect, and it can be a powerful instrument for fostering the welfare of smart cities.

References

1. Arendt A. A Citizen Science Campaign to Validate Snow Remote Sensing Products. – Washington, Seattle: Earth Data, NASA, 2019. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://earthdata.nasa.gov/community/community-data-system-programs/citizen-science/a-citizen-science-campaign-to-validate-snow-remote-sensing-products>, свободный (15.01.2019)
2. Haklay M. Citizen Science and Policy: A European Perspective. – Washington, DC: Commons Lab, The Woodrow Wilson International Center for Scholar, 2015. – 76 pp. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/Citizen_Science_Policy_European_Perspective_Haklay.pdf, свободный (13.01.2019)
3. Hecker S., Haklay M., Bowser A., Makuch Z., Vogel J., & Bonn A. Citizen Science: Innovation in Open Science, Society and Policy. – London: UCL Press, 2018. – 582 p. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://discovery.ucl.ac.uk/10058422/1/Citizen-Science.pdf>, свободный (15.01.2019)
4. Maynard A. Can citizen science empower disenfranchised communities? // The Conversation. – 2006. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://theconversation.com/can-citizen-science-empower-disenfranchised-communities-53625>, свободный (13.01.2019)
5. Росоцк М.Ю., Чапман Д.С., Шепард Л.Д. & Рой Н.Е. Choosing and Using Citizen Science: a guide to when and how to use citizen science to monitor biodiversity and the environment. – Wallingford, Oxfordshire: Centre for Ecology & Hydrology, 2014. – 28 pp. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ceh.ac.uk/sites/default/files/sepa_choosingandusingcitizenscience_interactive_4web_final_amended-blue1.pdf, свободный (18.01.2019)
6. Schmeller F. (2018, December 4). Localizing Breeding Sites with Citizens. // Smart City Wien. – 2018. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://smartcity.wien.gv.at/site/en/mapping-the-common-swift-through-citizen-science/>, свободный (18.01.2019)

THE PROBLEM OF USING FOREIGN WORDS IN RUSSIAN LANGUAGE

A.S. Budnitskaya, A.L. Tikhonenko

Scientific adviser - associate professor N.Yu. Gutareva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

For our scientific and practical work, we chose the topic “The use of foreign words in the Russian language”. Words borrowed from other languages affect our language, and therefore our entire life, our quality of life.

This topic is relevant, as the borrowing of foreign words occurs constantly. We are increasingly feeling the emergence of new concepts and foreign words, synonyms that replace our Russian words. We feel the ebb of true Russian concepts, automatically replace them with foreign ones. This happens because a person is constantly growing need for something new, in particular in new words.

The problem is that, preferring foreign words, we are moving away from using our own Russian words. We easily introduce new concepts and definitions into our lexicon, which sometimes we cannot even explain. On the one hand, using borrowed words, we enrich our speech; we can communicate with other countries and peoples. But on the other hand, we lose the wealth, the ease that defines the uniqueness of our language.

The aim of our work is to find out the reason for borrowing foreign words in the Russian language and the conditions for their existence.

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

To achieve the goal, we determine the following **tasks**, namely: we must figure out how words are borrowed and mastered in our language; explain the reasons why people use foreign words; find out the sources of borrowed words; to study the influence of foreign words on the Russian language.

In each language, along with the original words, there is a large number of borrowings. Communicating, people "change words." According to the research of the scientists borrowed words in the vocabulary of modern Russian make up 10% of its total vocabulary.

Foreign words penetrated the language in different ways and from different countries. Suffice it to recall historical events. At the time of the Tatar-Mongolian yoke, a large number of words penetrated into Russian, denoting both household items, and weapons, and the names of dishes and much more. During the reign of Peter the Great, when a window was opened to Europe, words from Holland, Germany and a number of other countries began to penetrate the Russian language. The borrowing process never stops. As a result of any contact, be it colonial conquest or trade, foreign words flow into the language and become part of it [1].

People treat foreign words differently in our language. Some consider it a clogging of the Russian language and even a manifestation of disrespect for it. They believe that practically any borrowed word can be replaced by a Russian word, which is more understandable to every native speaker.

Others believe that due to the rapid development of science and technology, as well as the open information space, it is impossible to do without foreign words.

The optimum is considered moderate use of foreign words. If there is no synonym in our language for this word, we use a foreign one. If our language has such a synonym, it is better to use it.

But does this mean that foreign words should always be avoided in Russian, replacing them with Russians? After all, many borrowings have Russian synonyms: contour - outline, liquidation - termination, passive - inactive, personal - personal, etc. No not always. In the book and especially in scientific speech, they are usually relevant and necessary as special terms. For example, in a journalistic article, the Latin word "actual" can hardly be replaced by the Russian word "important," since "actual" is "very important for the present, responding to the most important questions of our time [2].

In general, foreign words belonging to the Russian language have a positive and negative side. On the one hand, the emergence of new words expands the vocabulary of speakers of the Russian language, and on the other, its identity and unique beauty is lost.

Research work with borrowed words.

In the course of our work, it was found out, firstly, that the language from which a huge number of words were borrowed into the Russian language is Latin. Although Latin is a dead language, it is the international language of medical terms. We use in our speech such words of Latin origin as the donor, drugs, procedure, appendicitis, surgery, etc. Latin is the main language of the names of many diseases, names of medicines. Latin is the language of medical terminology [3].

Secondly, we were able to distribute foreign words into groups.

{We found out that Greek is the basis of legal, legal, political concepts. In our speech, we use such concepts of Greek origin as anarchism, democracy, ochlocracy, charter, and organ [4].

The results of our work showed that French is the cultural, artistic basis of Russian words. We use such French words as menus, carnival, necklaces, blinds, dessert, masterpiece, fashion shows, presents, etc. It's no secret that France is a trendsetter. Therefore, from the French language into the Russian language a lot of words, meaning items of clothing: French, jacket, jackboots were borrowed [5].

Now let's consider a group of English words. Borrowing from the English language is the basis of sports terminology and computer technology terminology. We actively use such words as basketball, match, volleyball, badminton, hockey, bobsleigh, boxing, golf, website, banner, browser [1].

As for the words of the Italian language, they are the basis of musical concepts, for example, operetta, trio, quartet, maestro. There are very few words of Italian origin in Russian.

There are borrowings from other languages, for example, from Arabic (almanac, sheikh), Persian (Shah), Spanish (Eldorado, Armada), Dutch (steering wheel, storm), Czech (costume jewelry), etc. But, according to our research, borrowing from these languages are very minor [4].

Conclusion

Borrowing foreign words is the basis of communication between countries and people. In the process of their communication, countries and nations adopt each other's words and rebuild them according to the internal rules of their language.

Our work led us to the following conclusions: the reasons for borrowing foreign words are political, cultural, and economic ties between countries. More often than not, we don't even think about what word we pronounce - borrowed or Russian. Borrowing is so easily incorporated into our lives that we perceive them as our own words. If we use borrowed words, then at least we must clearly understand its meaning.

Borrowed words are needed only if they better express the main meaning of this concept or if they cannot be replaced by a Russian concept. But if the Russian language already has a synonymous word, it is not necessary to replace it with a foreign language. We, as native Russian speakers, should pay more attention to our Russian words and use the vocabulary that our Russian language is rich in.

References

1. A brief dictionary of foreign words / Comp. S.M. Lokshin. – 8th ed., Stereotype. – M.: Rus. lang, 1985. – 352 p.
2. Introduction to linguistics. Reader. / Sost.: B.Yu. Norman and N.A. Pavlenko. Ed. A.E. Suprun. – Minsk: Vysheish. school, 1977.
3. My tongue is my friend / Comp. L. T. Grigoryan: Materials for non-class. work on rus. Language: Teacher's Guide. – 2nd ed., Corr. and add. – M.: Enlightenment, 1988. – 207 p.

4. Lyustrova Z.N., Skvortsov L.I. "Friends of the Russian Language", – M.: Knowledge, 1982.
5. Uspensky L. "On the roads and paths of the language", – M.: Children's literature, 1980.

PHENOMEN OF CULTURE SHOCK AND WAYS OF ITS OVERCOMING

V.O. Danilenko, I.L. Kologrivov

Scientific adviser - senior lecturer V.E. Mironova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Today, in the age of international relations development, as a result of academic exchange programs in the sphere of education, people inevitably encounter with such a phenomenon as culture shock. The aim of the article is to analyze the specific nature of culture shock and reveal the key ways of its overcoming.

The term "culture shock" was introduced by the American researcher Kalervo Oberg in 1960. In his opinion, culture shock is "a consequence of anxiety, which appears as a result of the loss of all the common signs and symbols of social interaction," moreover, when entering a new culture, a person has very unpleasant feelings" [3].

The essence of culture shock may be understood as a conflict between old and new cultural traditions; the old ones are inherent to the individual as a representative of society in which he has lived, and the new rules represent the society in which he has to interact abroad. In other words, it is a conflict of two cultures on the level of their individual consciousness

Iceberg concept

Probably, one of the most famous metaphor which describes "culture shock" is Iceberg concept. It means that culture consists of not only what we see, hear (language, art, literature, architecture, music, dancing, cuisine, national dress) but also what is beyond our perception (perception of beauty, attitude to the elderly, teamwork, notion of sin, justice, body language, facial expressions). The bottom line is that culture can be imagined as an iceberg where above water surface there is a small part of visible culture and under water there is the most significant part which is not visible but it influences on our sense of culture. In case of collision invisible parts often arise in the form of culture shock [1].

American researcher R. Weaver compares culture shock with a collision of two icebergs: under water collision of values and mentality happens. He approves that collision of two icebergs is a part of culture perception which has been unconscious earlier, presently goes to the level of conscious ideas and a person begins to pay more attention to both native and alien culture. A person with surprise recognizes this hidden system only when he experiences this situation himself. The result of it is psychological and often implies physical discomfort or culture shock [1].

Possible reasons

There are a lot of reasons for culture shock

1. Residence in a new geographical location causes reaction of lament, expression of grief about lost connections
2. Moreover, the reason for culture shock can be negative events and disruption of the daily routine. However, it is rather complicated to evaluate events and determine the reasons: on the one hand, a person himself can be guilty of these negative events but on the other hand, negative events make these people suffer;
3. Culture shock is caused by discrepancy of values due to lack of understanding
4. Culture shock is associated with a lack of social skills, owing to the fact that socially inadequate or inexperienced people have more difficult period of adaptation
5. Lack of social support

Basically, a person experiences culture shock when he arrives in another country, which differs from the country where he comes from. He may encounter with similar difficult situations in his own country because of the social change.

When a person starts living in a new country a conflict of old and new cultural rules takes place; old cultural practices demonstrate values of his native country while new ones characterize a new society.

People experience culture shock differently, without equal awareness of its impact. It depends on their individual characteristics, degree of similarity or differences between cultures.

In addition to this, a number of other significant factors can intensify culture shock, for example, climate, clothes, food, language, religion, level of education, wealth, family values, customs, etc.

Factors affecting the intensity of culture shock

The intensity of culture shock and the duration of intercultural adaptation depend on a number of factors that can be divided into two groups: internal (individual) and external (social).

According to researchers, the age of a person is a basic and critical element of adaptation to another culture. With age, a person is more difficult to integrate into a new cultural system, he experiences culture shock in more significant way, and perceives values and behavior patterns of a new culture much slowly.

Besides, a very important factor in the process of adaptation is the level of human education: the higher it is, the more successful adaptation occurs. Due to the fact that education expands human inner potential, it improves his perception of the environment, and makes him more tolerant of changes and innovations.

It is also possible to say about universal characteristics of people, who are planning to live in a foreign country. Such characteristics include professional competence, high self-esteem, interpersonal skills, openness to different opinions and points of view, interest to the environment and people, ability to cooperate, internal self-control, courage and perseverance.

The group of external factors includes cultural distance, which refers to the degree of differences between "our own" and "alien" culture. It should be understood that adaptation is not influenced by the cultural distance, but by the human perception of it [4].

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

Ways to overcome

According to the American anthropologist F. Bock, there are four ways to resolve the conflict that arises during culture shock

1. The first method can be called ghettoization (from the word ghetto). It is carried out in situations where a person enters another society, but he tries or is forced (due to the lack of the language skills, religion or for some other reason) to avoid any contact with another culture. In this case, he tries to create his own cultural environment - the environment of his compatriots, fencing himself off the influence of the multicultural environment by means of this environment.

2. The second way to resolve the conflict of cultures is assimilation. In the case of assimilation, the individual, on the contrary, completely abandons his culture and seeks to fully assimilate the cultural practices of another culture necessary for life. In fact, it is not always possible. The reason for the failure can be either the insufficient ability of the individual to adapt to a new culture, or the resistance of the cultural environment, which he intends to become a member of.

3. The third way to resolve cultural conflict is an intermediate one consisting in cultural exchange and interaction. In order to have a successful exchange or to be beneficial, openness is necessary from both sides, which is, unfortunately, extremely complicated in real life, especially if the parties are initially unequal. In fact, the results of such an interaction are not always obvious at the very beginning. They become visible and distinct only after a certain period of time.

4. The fourth way is partial assimilation, when an individual sacrifices his culture in favor of the foreign cultural environment partially, that is, in some spheres of life: for example, at work he is guided by the traditions and requirements of another culture, and in the family, in religious life - by the rules of his traditional culture [2].

References

1. AFS Intercultural Programs INC., (1984). AFS Orientation Handbook, Vol. 4. New York. – 104 p.
2. Bock Ph. K. (Ed.). Culture Shock. A Reader in Modern Cultural Anthropology. – N.Y., 1970. – 408 p.
3. Oberg K. Practical Anthropology. New Mexico, 1960. – P. 177-182.
4. Sadokhin, A.P. Kul'turologiya. Teoriya kul'tury / A. P. Sadokhin, T. G. Grushevitskaya. – M.: YUNITI-DANA, 2004. – 624 p.

**COMPARATIVE ANALYSIS OF TERMINOLOGY IN THE ENGLISH LANGUAGE (TAKEN FROM
NEWSPAPER ARTICLES OF "CHEMICAL TECHNOLOGY")**

A.O. Efanova, I.K. Zabrodina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

With the development of science and technology, new realities appear inventions that need to be designated and called. For these purposes, new words are created called neologisms [5].

The purpose of this work is the analysis of English neologisms (terminology), which are found in the oil and gas professional activity. This topic is relevant because there is an active replenishment of the vocabulary in the given area.

Neologisms can be formed in different ways [1]. There are lexical neologisms. They are created from productive models or borrowed from other languages. In addition, there are semantic neologisms: these are neologisms resulting from the assignment of new meanings to already existing words.

Neologisms also have a classification depending on the conditions of creation. Such neologisms may be anonymous, i.e. their occurrence is not associated with the name of the creator, and individually – there is an author of these neologisms.

According to the goal of formation, neologisms are divided into nominative neologisms, which have a nominative function, and stylistic neologisms, which give a figurative characteristic to objects that already have names. In relation to the language, neologisms are linguistic (national), used in speech with values assigned to them, and occasional – neologisms, used in a specific context only once [2, 4].

While analyzing neologisms attention should be paid to the motivation of the word. Many scholars identify such types of motivation as absolute (external) – most often words – interjections; relative (internal) – the meaning of the word derives from the meanings of its parts (morphological), or the meaning is formed as a result of rethinking (semantic); full (motivation is obvious) and partial (motivation is close to complete no reducibility); direct and portable (metaphoric) [6].

The material for this work were newspaper articles of the oil and gas industry. The analyzed lexical neologisms are anonymous, since none of them is associated with the name of its creator.

It should be noted that each of the analyzed neologisms is nominative, because these neologisms were created to name objects, phenomena. And the last thing that unites is that they all relate to linguistic neologisms. Each of them is widely used in the given field.

1. Doghouse – a small shelter located on the rig floor for use by the drilling crew [7].

Бытовка (Doghouse) – разговорное название, какого-либо временного вспомогательного помещения используемого для бытовых нужд на химических предприятиях в качестве временного жилья, для хранения инструментов и инвентаря [3].

This word is formed by the addition of two previously existent words: noun «dog» has a meaning – *собака*, noun «house» – *дом, жилище, семья, хозяйство, род*. If we translate this neologism literally, then the translation of this word will sound like – *Собачья конура или собачья будка*. In this case, a certain semantic connection is traced, which consists in the fact that *бытовка (dogleg)* is the location and rest of both beings. Russian translation is unique in that it reflects the purpose of the place – the life of a person. The above word reveals a relative motivation, namely semantic motivation, since the meaning of the word was formed as a result of its rethinking, transfer of signs from one subject to another.

2. Junk basket – tool for catching small items left in the well [7].

Шламометаллоуловитель (junk basket) – воронка, устанавливаемая над долотом для улавливания крупного шлама в процессе бурения [3].

This phrase is formed by the addition of two previously existent words: noun «junk» has a meaning – мусор, noun «basket» – ведро, корзина. In literal translation, this phrase means – мусорное ведро. This neologism is formed by the semantic method, since acquired a new meaning – *шламометаллоуловитель (junk basket)*. The motivation of this neologism is complete, because we can draw an analogy with the literal meaning. The functions of the subject really coincide with each other.

3. Blowout preventor (BOP) – a hydraulically operated wellhead device designed to ensure that a blowout cannot occur [7].

Противовыбросовое устройство, превентор (Blowout preventor) – рабочий элемент комплекта противовыбросового оборудования, устанавливаемый на устье скважины. Основная функция превентора – герметизация устья нефтегазовой скважины в чрезвычайных ситуациях при строительстве или ремонтных работах на скважине [3].

One should pay attention to the word «blowout». It means "выброс из скважины" during drilling. This neologism is formed by semantic method. Full motivation, because literal meaning is like new.

4. Dry tree – a sub-sea wellhead where the equipment is enclosed in a water-tight chamber [7].

Арматура (dry tree) – устье морской скважины, где профессиональное оборудование помещается в водонепроницаемой камере [3].

This phrase is formed by the addition of two previously existent words: adjective «dry» has a meaning – сухой, noun «tree» – дерево. This phrase, translated into Russian, has a literal meaning – сухая ёлка. The motivation of this neologism is complete, because we can clearly find an analogy with the literal meaning. *Арматура (dry tree)* really has a resemblance to the Christmas tree. It is high, and its parts are rounded, which has similarities with the Christmas balls.

The adjective – «dry – сухой», in turn, conveys the properties of the equipment. The way of formation is semantic, since neologism has acquired a new meaning.

In conclusion, it should be noted that every year a large number of neologisms appear in the English language and, in particular, in the field of nature management. Most neologisms belong to the group of lexical neologisms. This is due to the fact that existing concepts are not enough to indicate new phenomena and devices. Therefore, words are created that were not previously used in speech. Most often, such neologisms are formed by word formation or by combining into words of already existing linguistic signs and symbols.

References

1. Алехина Ю.Д., Забродина И.К. Заимствования в современном английском языке (на материале газетных статей сферы природопользования) // Сборник материалов XIV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 13-15.
2. Алифиренко Н. Ф. Теория языка: вводный курс. – М., 2004. – 705 с.
3. Булатов А. И. Англо-русский и русско-английский нефтегазопромысловый словарь. – Изд-во: Северо-Кавказское отделение инж. Академии. 1999. – 798 с.
4. Боженко Л.Н. Заимствованная лексика в современном русском языке // Портал филолога. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://filologdirect.narod.ru/sra/sra_2006_19.html, свободный – (28.01.2019)
5. Вендина Т.И. Введение в языкознание. – М., 2008. – 705 с.
6. Забродина И.К., Яковлева Е.А., Никифоров В.П., Демина А.В. Мотивированность терминов современного английского языка (на материале газетных статей сферы природопользования) // сборник материалов 4-й международной науч.-практ. конф. – М., 2014. – С. 95-96.
4. Oil and Gas Journal [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ogj.com/index.html>, свободный – (27.01.2019).

THE INFLUENCE OF E.M. REMARQUE ON THE FORMATION OF INTERCULTURAL COMPETENCE

A.A. Fomin, P.S. Kargina

Scientific advisor - senior lecturer V.E. Mironova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The entry of the twenty-first century marked the beginning of a new time, the emergence of new cultures, attempts to consolidate humanity. At present all cultural achievements freely spread between the countries and continents, there is a world network, the Internet, which greatly contributes to both an exchange of scientific information and inculcation of various values. Clear demonstration of this can be noticed in the sphere of the style – a small part of the population is constantly wearing national clothes, the vast majority switched to sensible jeans and t-shirts. Today, international cooperation is actively developing in various fields of science, such as chemistry, physics, higher mathematics, culture and sports, most of the countries are involved in the exchange of cultural and scientific achievements through conferences, exhibitions and similar events. Together with the general development of science and technology, there is a need for a sufficient understanding of other cultures. This paper will examine the understanding of intercultural competence, its forms and components, as well as the impact of Erich Maria Remarque's books on the international cultural environment.

A variety of connections and interactions of modern man, the need for contacts and interchange between people, communities, cultures in the world space have generated a wide interest in the process of cultural interaction among representatives of various scientific fields. The combination of these factors has led to the creation of a new theory of

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

intercultural communication and intercultural competence. Intercultural competence is the ability to effectively communicate with representatives of foreign cultures, the ability to use verbal and non-verbal means correctly, mastery of background knowledge, behavioral models, values, as well as understanding of psychological and social identity [1].

The theoretical basis of interaction with representatives from different cultures involved a lot of scientists and psychologists, special attention should be paid to Edward Twitchell Hall Jr. and Henry Trager. Working together, psychologists released scientific work «Culture and communication. Analysis model» in 1954. The book contains a detailed analysis of many essential concepts; in addition, it contains a number of new terms and classifications listed below. Among the most relevant works related to the study of the human relationship it is necessary to highlight the publication of Russian and German scientists “Fundamentals of intercultural communication: Textbook for universities.” The main authors are Grushevitskaya T. G., Popkov V. D., Sadokhin A. P., who describe in their work relevant knowledge about the culture of peoples and ways of interaction between them [2].

In the theory of intercultural competence, there are three main parts, namely: linguistic, cultural and communicative competence. The term linguistic competence includes the ability to choose the right language means, the ability to apply this knowledge in the process of direct communication. Full mastery of the foreign language competence is mainly successful in case of a long-term stay abroad. If it is found impossible, a person should attend language schools and communicate with native speakers. The concept of communicative competence is closely related to the previous definition, but it is directly responsible for the process of conversation. This intellectual field discusses techniques that help to perform the conversation in the right direction, to improve their behavior in accordance with intercultural differences of the interlocutor. The definition of cultural competence includes the special knowledge, customs and religions of ethnic groups. The formation of cultural specificity was influenced by a historical factor unique to individual territories and countries.

The term “historical factor” refers to changes of power, economic instability, wars and similar disasters. Printed sources of information deserve special attention, as they are more accessible to the whole population than others. Traditionally, European culture focuses on such topics as war, scientific decline and development, while Asian culture implies continuity with regard to everyday life, unique religious beliefs and a large number of people.

The twentieth century changed the course of history on the European continent that was connected mainly with two World Wars. The population suffered and was eager to stop conflicts. With this background we want to highlight the writer Erich Maria Remarque, who is recognized as one of the most widely read author of the twentieth century. Books written by this author are bought and sold throughout Europe. The writer participated in the First World War. Through the example of his work, it is sufficient to easily explain the close connection of the population of the countries belonging to the Old World.

In 1929, the novel "on the Western front without changes" was published; it told readers about the fate of twenty-year-old boys who were sent to fight for the Kaiser. In less than a year, more than one and a half million copies of this book were sold; many critics were struck by the realism of the work that can be explained by the writer's memories of the years spent in the trenches. Remark told us about the war through the eyes of its participants, reflected the feelings and experiences of soldiers, showed "the reverse side of the war." Later the term "lost generation" was introduced in relation to all those who fought in the First World War. At the end of 1929 another anti-war novel written by Remarque "the Return" was published. Outraged by the work of the writer, the government launched a campaign of burning books by Remarque and showed disrespectful attitude to him for the so-called “betraying of the World War heroes”. His novels were considered as books undermining the fundamentals of patriotic upbringing.

The works of Remarque show the mood of the whole society, which is tired of terror and disasters, in addition to this, one can see changes in people's lives described in the writer's work. The above mentioned books reflect the anti-war mood of the inhabitants of the opposing parties: France and Germany. We would like to emphasize that through the example of Remarque you can see changes in the conversation between people, his characters are becoming more open and modern. Continuing the topic of a quiet life, the author writes about the life of people. Apart from the problem of war and post-war situation, the novels of Remarque reveal human relationships. In 1959 a book marking a new branch of development in the work of the writer - "Life on loan" was published. The author departed from the usual horrors and hardships and wrote a beautiful story about heroes who wanted to be happy. The main characters are the racer Klerfe and the terminally ill Lilian, they are opposites, but with a common problem - they don't want to live. Lilian wastes money, trying to hide her sadness and resentment to the whole world. Clerfe is involved in dangerous races, seeing no reason to continue to live.

Through the example of Erich Maria Remarque's creativity it is possible to observe how human society developed from technological point of view. The introduction of cinema has significantly accelerated the process of obtaining new cultural emotions for people, so the most famous books were cinematized. In 1977, the film “Life on Loan” was released on the world screens, it was based on the eponymously-named book written by Erich Maria Remarque. The film received flattering reviews from critics, the best actors of that time – Al Pacino and Martha Keller starred there. Many fans of Remarque compare these two works, trying to understand what version is of greater interest, as the ending of the film was slightly changed.

Starting a conversation about the stylistic specificity of Remarque's books, we would like to mention that the language of the original books is German, and all the basic techniques will be considered on the basis of the official translation by I. Schreiber. The author belonged to European culture, so the texts are more understandable to the people of Europe and North America, the reason for this lies in various factors. The underlying background of the cultural identity of European and North American countries lies in a long-term economic, political and religious cooperation. The advent of writing and the invention of the printing press in the fifteenth century contributed to the accelerated exchange of information on the continent. This innovation has led to the formation of common moral principles in the whole society on the territory of modern Belgium, France, England, and Germany and so on. With the development of technology, the countries began to send settlers to the territory of the modern United States and trade with them. The development of trade contributed to cultural exchange, which led to the formation of the same cultural values between countries [4].

The most notable characteristic of Remarque's art is the accessibility of the language, connection of his writing with the mood of society. Most of the art critics distinguish a unique feature of all his books that can be described as live, real dialogues between the characters, recognition of the characters' images. The European reader could easily recognize himself or his friend in the person of the main character of Remarque's work. These features are the features of cultural competence within the framework of intercultural competence [3].

A distinctive characteristic of Remarque's works can be considered as a unique emotive-expressive coloring of stylistic devices. Most of the dialogues between a man and a woman are written by means of poetic words, which allow us to endure the nature of the heroes. Some of the books, for example, "No Change on the Western Front," were written by means of expletives and vulgar expressions. This technique allows us to reflect the complex psychological state of the heroes who have been living in the trenches of the First World War for over a year.

The literary text of Remarque's novels is full of all sorts of linguistic means, such as the frequent use of spoken language. Through the use of such means as everyday vocabulary, emotional expressions, the author creates a sense of realism of the events described. An important factor contributing to the revival of history in the book is the use of non-lexical means. The lexical means include: intonation, logical accent, speech tempo, this technique is used to enhance immersion in the dialogues between the characters of novels. The combination of different methods of literary style contributes to the expression of feelings and experiences of the novel heroes. The most successful, from the point of view of literature, are moments of personal conversations or scenes of a meeting between characters [3].

Creativity of Erich Maria Remarque contributed to the spread of European cultural practice and customs. In his books the author focuses on the fate of a person, his emotions and experiences, his attempt to understand himself, the world around him. The reason for the wide popularity of the books is the simplicity of the novels understanding, an interesting presentation and an attempt to integrate the culture of other peoples into the European medium. An example of this phenomenon is described in the book "Love your neighbor", which tells readers about the gypsy camp that was evicted by the government of Nazi Germany due to cultural differences.

More than 200 nationalities live on the Earth, each has their own unique features, which we must preserve. At present, it is necessary to respect the specificity of people, without separating them on any grounds. The direction of "international competence" is aimed at fostering a sense of cultural equality between the peoples of different regions of our planet. People can be united by many things: common history, language, place of residence and so on. Remarque united people culturally, his books are read everywhere, his style is easily recognized. Each book of this author caused a lot of questions, but is always characterized by its brightness and expressiveness. Erich Maria Remarque made a significant contribution to the development of world literature, telling the stories of ordinary people.

References

1. Culture as communication: model and analysis. Traiger D., Hall E, 1954. – 457 p.
2. Fundamentals of intercultural communication: Textbook for universities / ed. A.P. Sadokhin. 2003. – 352 p.
3. Literary history. Foreign literature from the beginnings to the present day. Lukov V.A. 2008. – 512 p.
4. The World History. Textbook for universities. Polyak GB, Markova A.N, 2000. – 400 p.

GERMAN AND ENGLISH LOANS AS A METHOD OF RUSSIAN NEOLOGISM FORMATION IN THE OIL AND GAS ENGINEERING

A.A. Gurenkova, I.K. Zabrodina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The introduction of neologisms is a necessary part of language development. This phenomenon occurs due to rapid science, techniques and other industries development. Inventions, new phenomena need names, so neologisms – new words – appear in the language [1, 2].

The relevance of this work consists in studying of loans which can be a way of neologism formation.

Research object – Russian neologisms.

The aim of this work is to carry out the analysis of Russian neologism loan in the oil and gas industry.

There are a lot of loans in Russian. It is connected with historical events which made the contribution to development and formation of Russian. Wars, the political and trade unions between the states also contributed to the development of Russian. It should be noted that Russian is full of various loans from different fields of society activity in Russia [4, 5].

Loan is a words or expressions copying (usually not full and inexact) from one language into another. Loan words are called loans, too.

The main ways of linguistic borrowing are transliteration, calquing and transcription.

The transliteration is a way of loan at which writing of a foreign word is borrowed: letters of the borrowed word are replaced with letters of the native language. With transliteration the word is read using the native language reading rules.

Calquing is a way of loan at which the associated meaning and structural model of a word or a phrase are borrowed. Linguistic calques are called loans in the form of the literal translation of a foreign word or expression, i.e. exact reproduction by its means of the accepting language with maintaining morphological structure and motivation. While calquing components of the borrowed word or the phrase are translated separately and connected on a sample of a foreign word or a phrase.

Transcription – phoneme-by-phoneme conformation of the word sounding in original language, to the new word formed in the target text.

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

According to the material analysed it follows that the majority of neologisms are loans from English. In our research we review several examples.

1. *Syneresis* [6] – in Russian it is called as «синерезис». This loan is adopted into Russian by means of transliteration since it is letter-by-letter adaptation of the English word with the same meaning: spontaneous decrease in the volume of jelly-like structures and high molecular weight dispersed structures, accompanied by the excretion of the liquid phase. Syneresis is undesirable phenomenon that needs to be corrected, for example, in grease lubricants.

2. *Cycling-process* [6]– in Russian it is called as «сайклинг-процесс». This loan is adopted into Russian by means of transcription since it is phoneme-by-phoneme conformation of the English word with the same meaning: field production process of re-injection of produced gas in the reservoir to maintain reservoir pressure in oil, gas and gas condensate fields.

3. *Quenching* [7] – in Russian it is called as «квенчинг». This loan is adopted into Russian by means of transcription since it is phoneme-by-phoneme conformation of the English word with the same meaning: technological method for the rapid termination of cracking reactions by supplying cold raw materials or other cooled product to hot cracking products.

4. *Hot stream* [7] – in Russian it is called as «горячая струя». This loan is adopted into Russian by means of calquing since it was received by the direct translation of the original term “hot stream” into Russian with the same meaning: technological method of supplying heat to the lower part of the distillation column to create an upward vapor flow in it, which consists in circulating the remainder of this column (or its part) through a tube furnace (or other heater) and its returning to the lower part of the same column after heating and evaporation.

The study is not enough to complete conclusions about the frequency of transliteration, transcription and calculation in the field of environmental management, but at this stage it can be assumed that the most productive method of borrowing from English into Russian is transcription. And borrowings from other languages at this stage of the study have not yet met, but we intend to continue the study.

References

1. Алексеева И.С. Введение в переводоведение: учеб. Пособие для студ. филол. и лингв. фак. высш. учеб. заведений. – СПб.: Филологический факультет СПбГУ; М.: Академия, 2004. – 352 с.
2. Алехина Ю.Д., Забродина И.К. Заимствования в современном английском языке (на материале газетных статей сферы природопользования) // Сборник материалов XIV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 13-15.
3. Боженко Л.Н. Заимствованная лексика в современном русском языке // Портал филолога. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://filologdirect.narod.ru/sra/sra_2006_19.html, свободный – (28.01.2019).
4. Забродина И.К., Яковлева Е.А., Никифоров В.П., Демина А.В. Мотивированность терминов современного английского языка (на материале газетных статей сферы природопользования) // сборник материалов 4-й международной науч.-практ. конф. – М., 2014. – С. 95-96.
5. Забродина И.К. Социокультурный компонент содержания обучения как одно из средств повышения мотивации изучения иностранных языков // Вестник науки Сибири, № 1, 2011. – С. 630-634.
6. Nyashina G.S. Environmental benefits and drawbacks of composite fuels based on industrial wastes and different ranks of coal // *Journal of Hazardous Materials*. – 2018. – Vol. 347. – P. 359-370.
7. Morozov M. A. Thermocatalytic Conversion of Petroleum Paraffin in the Presence of Tungsten Carbide Powders // *AIP Conference Proceedings*. – 2018. – Vol. 2051. – P. 514-517.

PHRASAL VERBS AS A SIGNIFICANT PART OF ENGLISH VOCABULARY IN THE CONTEXT OF SUCCESSFUL IMPLEMENTATION OF COMMUNICATION

A.S. Kuzmenko

Scientific advisor - senior lecturer Mironova V.E.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Phrasal verbs are considered as a combination of two or three words: a verb and an adverb, a verb and a preposition or a verb, an adverb and a preposition. This group of verbs is a unique, complex, fairly extensive and the least studied part of the English language vocabulary, widely used in everyday colloquial speech. They make our speech bright and diverse, therefore we frequently use them. Even a person who has just started learning English probably faces phrasal verbs. For example, if you open such a popular textbook for students as *New English File: Beginner Student's Book*, you will find a phrasal verb at 8 page [2] or there is phrasal verbs database in the *Exam Skills for Russia: Grammar and Vocabulary Student's Book* [1]. Thus, it shows that learning phrasal verbs is important part of English vocabulary. Undoubtedly, books, films and even games are impossible without phrasal verbs. However, they cause a lot of difficulties despite their popularity in use, because one little word can completely change the meaning of the phrase. Therefore, this article reveals reasons why phrasal verbs are considered as a significant part of English vocabulary.

The origin of phrasal verbs can be traced to the most ancient English written sources. Adverbs and prepositions were used in a very literal sense and meant, basically, the direction, location or orientation of an object in space:

The man walked out.

The man stood by.

The man held his hand up.

In fact, learning phrasal verbs is one of the most difficult tasks due to the fact that there are no such words or phrases as phrasal verbs in Russian vocabulary. Phrasal verbs are either separable or non-separable. Thus, one of the problem

related to phrasal verbs learning is identifying them in terms of this characteristics. There is not any rule that can help to identify it, so the best way of identifying is a simple memorization of words [6].

Most of phrasal verbs are not separable. It means that we use an adverb or a preposition only after the main part: «She looks after her sister» - the correct form.

However, we can not say «She looks her sister after».

Also separable phrasal verbs can be separated by their object. In this way, it makes identifying of phrasal verbs more difficult task.

We can say «He took off his coat» and «He took his coat off». Both sentences are correct.

In addition, there is yet one fact that makes learning phrasal verbs more difficult. There are more than 5000 phrasal verbs and related noun and adjective forms in use in English. There are books that contain a lot of phrasal verbs and explain their meanings [3]. Also, phrasal verbs gradually change their meaning, and their quantity is steadily growing.

The use of phrasal verbs in contemporary fiction, journalism, public speaking, the press and in colloquial speech is becoming more and more frequent. The reason for increasing the application of phrasal verbs is that they are usually made from most frequently used verbs such as “to get”, “to come”, “to take”, “to bring”, “to look” with simple adverb or preposition.

People prefer using phrasal verbs because one simple expression can replace a variety of words. Due to such constructions, fluency and naturalness are developed in colloquial speech.

You can see some phrasal verbs and synonyms below:

ask smb. out – invite on a date

be back – return

break down – stop working

give up – stop trying

go out – leave home

see smb. off – go say goodbye

wake up – stop sleeping

walk around – wander

write smth. down – note

Phrasal verbs even replace not very common words, so people prefer using them and do not know their synonyms.

Also phrasal verbs are synonymous and polysemantic. For example, phrasal verbs like “to make up” has more than three shades of meaning, so one phrasal verb can replace the following verbs:

to create

to invent

to put cosmetics on

to reconcile

to compensate (for)

We make speech more vivid and diverse by using the phrasal verb. When we translate phrasal verbs they can acquire new meaning and turn to other parts of speech.

Phrasal verbs are considered to be one of the most difficult topics in English, both for learning and for translation. This type of verbs has a large number of meanings.

Meanings of phrasal verbs may become obsolete and reappear. Also they can change and get new meanings in special texts and slang.

Phrasal verbs are characterized by mobility: some phrasal verbs disappear, new ones appear, changing their meaning over time. The vocabulary of the English language is constantly updated, modernized, reflecting the changes taking place in the world and the lives of people. Phrasal verbs adapt to new situations, acquiring an extensive range of meanings related to the professional and social activities of people in different areas of communication. Such phrasal verbs, found in the speech of representatives of various professions. In addition to the basic values, they acquire additional narrow values [5].

For an example phrasal verb “to call up” has different meanings in ordinary life and professional activity.

1) I called up to invite him to the party.

2) He was called up at the age of 18.

3) Would you call up the latest sales figures and give me a printout before this morning’s meeting.

In this three sentences the phrasal verb has different meanings in various ordinary and professional life.

Thus, with the advent and active development of computer technology, the following phrasal verbs were used:

to log on/to – to connect to the Internet/website

to log off – to disconnect from the Internet / website

to print out – to make a copy of something on a computer.

There are also phrasal verbs connected with medicine:

to get over – to recover from an illness

to come down with – to start to suffer from a minor illness

to pass out – suddenly become unconscious

to come round/to – to become conscious

to wear off – to stop being effective

pull through – to survive.

The examples above speak of conciseness of phrasal verbs proving the fact that they are an effective means of language saving. They simplify the language, express the action more precisely, figuratively in comparison with the usual synonymous verbs.

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

Learning phrasal verbs is important despite difficulty of this topic, because today, the use of phrasal verbs, both in oral and written language, is becoming more frequent.

Thus, for successful implementation of communication we should pay due attention to the study and translation of phrasal verbs and follow the changes that occur in the language [4].

In conclusion, due to the ease of phrasal verbs usage and making our speech bright and diverse, native speakers increasingly apply them. Phrasal verbs are used in ordinary and professional lives. For successful implementation of communication at the international level, it is necessary to learn how to understand and use them in speech correctly. Therefore, phrasal verbs can be understood as a significant part of English vocabulary.

References

1. Macmillan Exam Skills for Russia: Grammar and Vocabulary Student's Book. L.: Macmillan Publishers Ltd., 2010. – 225 p.
2. Oxenden C., Latham-Koenig C. New English File. Beginner. Student's Book. - Oxford: Oxford University Press, 2005. – 121 p.
3. Oxford Phrasal Verbs Dictionary. – Oxford University Press, 2001.
4. Prudnikova V.A., Shulga E.V. Frazovye glagoly v sovremennykh anglo-amerikanskikh tekstakh // Nauchnoye soobshchestvo studentov XXI vekaiya. Gumanitarnye nauki: sb. st. po mat. XXXII mezhdunar. stud. nauch-prakt. konf. № 5(32). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://sibac.info/archive/guman/5\(32\).pdf](http://sibac.info/archive/guman/5(32).pdf), свободный – (15.01.2019).
5. Rokunova N.I. Osobennosti frazovykh glagolov sovremennogo angliyskogo yazyka i ikh ispolzovaniye v yazyke professionalnogo obschcheniya // Filologicheskiye nauki. Voprosy teorii i praktiki. – 2017. – №8. – p. 142-144.
6. Suyarova Z.S. Some problems in learning phrasal verbs // Molodoy uchenyy. – 2015. – №13. – p. 713-715. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/93/20583/>, свободный – (13.01.2019).

THE ROLE OF AUTHENTICITY OF LITERARY WORK IN THE FORMATION OF CROSS-CULTURAL COMPETENCE OF “HOMELANDER” GENERATION

Y.V. Leiba

Scientific advisor - senior lecturer V.E. Mironova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Cross-cultural competence refers to a field of psychology that is responsible for developing human understanding of the alien culture. Cross-cultural competence is based on the realization of the idea that diversity is an objective characteristic of world culture and the driving force of its development. Various aspects of the formation of cross-cultural competence, the levels of its formation are discussed in the work of R. Henvey who considered the importance of this aspect for development of different significant qualities and human personality.

The purpose of the paper is to identify the role of literary work in the cross-cultural competence formation in connection with “Homelander” generation [4].

Initially special attention should be paid to the term “Homelander(s)” that is characterized by a set of specific features and complex nature.

The meaning of “Homelanders” is usually considered as a generation of people born approximately since 1995, with distinctive features from previous generations and it refers to the theory of generations created by William Strauss and Neil Howe.

Nowadays, the youth, namely the generation of “Homelanders”, do not demonstrate interest in the cultures and traditions of different nations, a great number of young people is interested in themselves and their own culture. If you compare this generation with the generation of the 21st century, the difference will be obvious [2].

Views and values are significantly contrasting: if in the middle of the 20th century people were characterized as workaholics, they were interested in experiencing everything, showing their own potential and abilities in various spheres of life, they were known for being extremely sociable and active, but in the 21st century generation people look completely different. According to their self-perception, they are considered themselves as children, the majority of them were raised by their grandparents, and they were safe and brought up under control.

They will be adapted to work at home doing something at computers, completing their tasks by means of the Internet, that is why people call them “couch potatoes”. The role of literary works broadens the mind and shows how other cultures in the world are important for understanding each other. There is a point of view that generation of “Homelanders” is not interested in reading, however, it is not true. Generally, young people belonging to this generation can be characterized as quite inquisitive and eager to learn various aspects of science and art. Therefore, literary work is of great importance for them in terms of various qualities formation, including cross-cultural competence high level of which helps them successfully interact with representatives of other culture.

Henvey Research

R. Henvey identifies 4 levels of cross-cultural literacy. At level I, a person gets acquainted with superficial, eye-catching oddities many of which cannot be easily understood. These features become commonplace stereotypes and are perceived as something exotic. At levels II and III, we deeper realize the essence of the most significant features of culture, contrasting with our own medium. But if at the II level these features are annoying due to their absurdity and dissimilarity, at the third level they already seem to be justified in their own way and are considered as rational to some extent. Only at the fourth level the perception of culture through the eyes of its bearer might be successful. This level is difficult to achieve, but human ability to change his psychological orientation makes it possible to master at least several aspects of level IV. This

will help the special property of the human person - the ability to put oneself in the place of another person. It means that a person is able to understand what other people feel or experience within their frame of reference [3].

In the process of cross-cultural competence development literature plays an extremely important part.

Literature develops cross-cultural competence, i.e. literacy aimed at the development of empathy, respect for other people's points of view, traditions and cultures, readiness for the peaceful resolution of conflicts.

Empathy is a conscious understanding for the current emotional state of another person without losing the feeling of the external origin of this experience.

Another quality is partly associated with empathy that is the penetration into other people's beliefs, attitudes, the ability to realize foreign emotional context.

Famous writers in the promotion of cultural values and cross-cultural competence:

1. Pushkin A.S.
2. Franz Kafka.
3. Jack London
4. Dostoevsky F.M.
5. Maxim Gorky.
6. Arnold Bennett.

Book written by the authors mentioned above are considered to have significance and great impact on the development of various human qualities and values.

Literary figures put a lot of effort to form the culture of their states, wrote well-known books to the whole world and told other nations about their culture and its meaning in the world. Thanks to such writers, many cultures are known to the whole world for their uniqueness. Famous novels of authors help to understand the culture of other countries, the way people think and live, their views on cultures of other nationalities. The role of the literary text is to teach people to understand each other, to explain the key values and characteristic features of alien cultural medium. Moreover, it would be more efficient if students or representatives of "Homelanders" generation were able to read books written by foreign authors in the original as it helps them better understand not only values, ideas and traditions from the alien culture but also learn various linguistic characteristics contributing to successful international communication [3].

The basic components

Psychologists of the world highlight the main aspects of this competence:

1. Awareness of intercultural differences and traits as necessary elements of coexistence.
2. Ability to social adaptation, understanding, ability to rethink and change one's position taking into account the socio-cultural context.
3. Understanding of a foreign language as a means of communication and making a real picture of the world.
4. Ability to self-assessment and reflection in context of intercultural interaction.
5. Ability to empathy, ethno-relativism and tolerance.
6. Mastery of technical skills and the basics of information technology in the educational and research processes that can often be related to international contacts and cooperation.
7. Possession of various ways of interaction: business, foreign and intercultural style and language of communication.
8. Sociability, ability to cooperate [1].

At first, there are various components of the competence, but they all intertwine with each other, each of them has its own set of sub-competencies acquired during the course of one's life, from the life experiences of other people, from literary works, etc. Thus, a lot of representatives of "Homelanders" generation have highly developed cross-cultural competence or, at least, opportunity to form it since the capacity for empathy, ethno-relativism and tolerance can be extremely important in international communication and intercultural cooperation.

Due to the development of cross-cultural competence, all representatives of "Homelanders" society may become more socialized in the future, there will be no stupid interethnic conflicts and the development of society can reach a new level of relations.

Thus, all these aspects of cross-cultural competence will help people of different cultural and ethnic groups to understand and respect culture of each other, as well as reduce conflicts based on the basis of cultural contradictions. Due to the readiness for communication "Homelanders" generation have an opportunity to improve their skills and demonstrate the mastery in terms of cross-cultural competence.

References

1. Cross-cultural competence [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>, свободный (05.04.2019).
2. Murdoch G.P. and the School of Cross-Cultural Research // Bulletin: Anthropology, Minorities, Multiculturalism 3 (2003): pp. 19-74.
3. Semenova E.V., Semenov V.I. Intercultural tendencies of modern educational space // Modern problems of science and education – 2012. – № 5.
4. Tsiboreva I.N. Formation of cross-cultural communicative competence of students. Manual for teachers of English. – M., 2011. – 71 p.

**SPECIFIC CHARACTER OF CROSS-LINGUAL INTERACTION OF TPU STUDENTS AS
REPRESENTATIVES OF "HOMELANDER" GENERATION**

D.A. Moshkin, D.A. Artemenko

Scientific supervisor - senior lecturer V.E. Mironova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Generation Z (also known as the I Generation, "Homelanders", "Homeland Generation" or "New Silent Generation") is the term applied in the world to generation of the people who were born approximately since 2003. It corresponds to the theory of generations created by William Strauss and Neil Howe [1].

Table

Strauss–Howe generational theory

| Silent Generation | Baby Boom Generation | 13th Generation (Generation X) | Millennial Generation (Generation Y) | Homeland Generation (Generation Z) |
|-------------------|----------------------|--------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|
| 1923-1943 | 1943-1963 | 1963-1983 | 1983-2003 | 2003-2023 [2] |

Representatives of generation Z actively use tablets, VR-and 3D-reality. The term "generation Z" is often considered as a synonym of the term "digital person". The generation Z is interested in science and technologies (for example, it is supposed that many representatives of the generation will deal with technical issues, biomedicine, robotics) as well as art. It is also supposed that the generation will be economical.

Traditionally, people of generation Z are considered as children of parents from generation Y. What the previous generations called "new technologies" or "technologies of the future", for generation Z is already real. Thus, it is the first really digital generation. Parents of the children who became subsequently generation Z are called digital immigrants as in their childhood similar technologies didn't exist. Nowadays the Internet is not limited to the family PC and can be available at any time, thanks to new mobile phones, smartphones or pocket devices. Besides, generation Z is the first generation that has been born in the period of globalization and postmodernism. Also it is noted that many parents of people from generation Z work part-time or even take work home, to spend more time on education of their children. In society much attention is paid to safety issues as well.

The middle of XX and the beginning of the 21st century are characterized by the global, comprehensive processes of globalization in the conditions of which various cultures, the nations and languages intensively influence on each other. The role of foreign languages and the practical importance in cross-lingual communication in line with cultural globalization cannot be exaggerated. Interaction and interpenetration of national cultures and languages is a prerequisite of their universal importance.

Foreign language education at non-linguistic faculties develops the professional oriented character. At the present time, when teaching foreign language specialists, full attention is paid to the process of cross-lingual competence. A modern specialist is a well-educated person with fundamental training and educational background. Accordingly, a foreign language specialist of this kind is an instrument of production on the modern labour market and serves both as a part of culture, and as means of humanizing education. All this implies fundamental and versatile language training [3].

Assimilation of the verbal code of other language is considered only as a prerequisite of social communication between representatives of various societies. The difference between languages, as we know, is not simple distinction of sounds and signs. Overcoming a language barrier is not enough for ensuring efficiency of communication between representatives of different cultures. In each language specific view of the world is formed, a certain direction of thinking and representation is expressed. P. Francese notes that the main reason for misunderstanding in terms of cross-cultural communication is not the wrong distinction of languages (it is rather easy to form skills of speaking (writing) and listening (reading)), but distinction of national consciousnesses of communicants. The cultural barrier can become the real factor interfering mutual understanding of participants of communication [4].

With expansion and high-quality change of international relations foreign language skills at the high level become one of the basic demands for the expert in labor market. Process of foreign language training is characterized by the fact that it not only represents knowledge and forms skills and abilities, but can have a direct impact on formation of the personality. To ensure adequate training of graduates capable of productive communication, it is necessary to replace the purpose of forming and developing skills and abilities. The new purpose should be transformed into preparation of students for real communication with representatives of other cultures. The scope of such communication can be both at simple and professional levels.

Therefore, the solution of a relevant problem in terms of foreign language training should lie in the communication medium between representatives of the social groups and cultures. It means that languages have to be learned in indissoluble connection with the world and the culture of the people speaking these languages. Overcoming a language barrier is not enough for ensuring efficiency of communication between representatives of different cultures. For this purpose it is necessary to break a cultural barrier.

For generation Z, also known as Homelander, it will be necessary to introduce completely new university disciplines. They will have to conform to the framework of the values of this generation and will help its representatives learn effectively.

Representatives of "Homelander" generation were born together with mass distribution of gadgets and the cheap high-speed Internet that defined their views of the world. Opinion about this generation is just being formed. Nowadays it is characterized by such positive features as creativity, conscientiousness, readiness to continuously learn, audacity and

quickness of thinking, sober ideas about life, and the absence of bad habits. However, these people also have weaknesses: lack of motivation, laziness, inability to concentrate on one subject, a lot of representatives dislike reading.

Representatives of Generation Z (or centinals) are people who were born between 1995 and 2005. This variation is associated with different rates of progress and the spread of technology in each individual country. Anyway centenials can be considered as a huge part of present school students. They will be the main members of the educational process in the coming future. Speaking about teaching methods that may interest generation Z, It can be fully distance learning or something connected with computer technologies or internet medium.

References

1. Francese, Peter (1 September 2003). "Trend Ticker: Ahead of the Next Wave". AdvertisingAge. Проверено 31 March 2011. Today's 21-year-olds, who were born in 1982 and are part of the leading edge of Generation Y, are among the most-studied group of young adults ever [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://wiki.bio/wikipedia/%D0%9F%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_Y_, свободный – (15.02.2019).
2. Howe N., Strauss W. The history of American future 1584 to 2069. – Harper Perrenial, 1997.
3. Howe N. The winter of history: An Interview with Neil Howe on «The fourth turning». – Lifecourse Associates, 2009.
4. Shamis E., Nikonov E. Теория поколений: Необыкновенный Икс. – М.: Синергия, 2016.

ENGLISH AND RUSSIAN NEOLOGISMS IN THE OIL AND GAS ENGINEERING

K.A. Nurmaganbetova, I.K. Zabrodina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The word «neology» has been known since the end of the XVIII century, however as a term it was first introduced in 1801 by the French lexicographer L. S. Mercier. Nowadays neology is a branch of linguistics studying the new lexical items, which appeared in the language in a certain period of development [2]. This science is extremely important for our society. Science and technologies develop promptly, new inventions appear, and information technologies are introduced in the contemporary world. In this regard there is a process of formation of new words – neologisms in the language.

The purpose of this work correlation establishment between word formation and translation of neologisms of the English language using oil and gas industry vocabulary. This theme is actual because today the oil and gas industry is one of the most difficult areas of technical translation from the point of view of highly specialized terminology. Modern oil and gas companies working at the international level are seriously doing terminology work and developing special data base of narrow-focus and incompany terminology, which is not generally accepted. A technical translator must have basic knowledge in the oil and gas industry, and specifics of the terminology in both English and Russian versions must be determined for a more accurate search of the equivalent in the target language. In addition, it is necessary to refer to translation transformations in the absence of an equivalent.

There are different ways of neologisms forming [4]. They are divided into lexical and semantic. Lexical neologisms are created by productive models or borrowed from other languages. Semantic neologisms arise from assignment new meanings to already existing words. Also, depending on conditions of creation neologisms can be anonymous, in other words their occurrence is not associated with anyone's name, and individual, which are introduced into performance by concrete personalities.

Besides, great importance is given to the motivation of new words that is reason, for which the object or event was called one way or another. Many scientists separate such types of motivations as absolute (external) – most often interjections, onomatopoeical words; relative (internal) – meaning of the word follows from the meaning of its parts (morphological) or meaning is formed as a result of rethinking (semantic); full (obvious motivation) and partial (motivation inclined complete failure); direct and transferred (metaphorical) [1].

The material for the work was based on articles about oil and gas industry [7]. Some English neologisms were chosen by continuous sampling method, which served as the object of this research.

1. *Tight oil* comes from good shale having enough thickness, total organic carbon, and formation conductivity indicated by vitrinite reflectance, Ro, which demonstrates the thermal maturity of organic matter [7].

Tight oil – нефть в малопроницаемых пластах или трудноизвлекаемая нефть [6]. Нефть, добываемая из плотных пород – трещиноватых сланцев или уплотненных песчаников [5].

This phrase is formed by the addition of two previously existent words: adjective «tight» has a meaning – тугой, компактный, плотный, непроницаемый, noun «oil» – нефть. The second component of the term indicates that this concept is classified as oil. The component «tight» indicates the subject feature. The meaning of the components coincides with the lexical meanings of the corresponding elements when used independently. But in this case the meaning of the term has a clarifying meaning. Нефть в малопроницаемых пластах – the most suitable translation in this context. This neologism is formed by stem-composition. The motivation is relative morphological, because the value of neologism is derived from the values of its parts. The literal meaning of the term intersects with the new acquired meaning.

2. Hydraulic fracturing is the most cost - intensive part of shale well completions [6].

Fracturing – образование трещин, образование излома, разрыв (пласта), гидроразрыв, возбуждение скважины [6]. Гидравлический разрыв пласта (разрыв пород пласта закачкой жидкости под большим давлением), трещиноватость, растрескивание, образование трещин [3]. The word is formed from the verb «fracture» – ломать, разбивать, раздроблять. In this context it has a meaning – гидравлический разрыв пласта. The term is formed by the

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

suffix *-ing*. This neologism is formed by the morphological method. The motivation is complete, because you can draw analogues with literal meaning.

3. DUCs will provide a significant support to the US *shale oil* production [7].

Shale oil – сланцевое масло, нефть битуминозных сланцев, нефтеносный сланец, продукты перегонки сланцев [6]. Сланцевая нефть, сланцевое масло, сланцевая смола. Жидкие углеводороды, получаемые с помощью пиролиза из горючих (нефтяных) сланцев [5]. This term is formed by the addition of two previously existent words: adjective «shale» has a meaning – глина, сланец, noun «oil» – нефть, масло. In this context «*shale oil*» is translated as «сланцевое масло». This neologism is formed by stem-composition. The motivation is internal and obvious.

4. Matrix acidizing also removes formation damage around a wellbore, which also oil flow into the well [7].

Wellbore – ствол скважины, шурф [6]. Буровая скважина, артезианский колодец [2]. Образовано из двух слов: *well* – скважина, *bore* – бур, выбуренное отверстие, диаметр отверстия, дыра. This neologism is formed by stem-composition. New meaning of the word is the sum of the meanings of its parts. In this context is translated as «ствол скважины». The motivation is relative morphological because the value of neologism is derived from the values of its parts. The motivation is complete, because the literal meaning of the term partially coincides with the new meaning.

5. Exploration drilling is the best method of alleviating uncertainties about reserves estimates and reservoir engineering practices [8].

Exploration drilling – разведочное бурение, поисково-разведочное бурение, колонковое бурение [6]. The phrase is formed by two words: exploration – исследование, дальняя разведка, разведка месторождения, геологическое изучение; drilling – сверление, бурение, вскрытие пласта. In this context it has a meaning «разведочное бурение». This neologism is formed by stem-composition. This phrase is formed by the semantic method that is acquired a new meaning «разведочное бурение».

All dictionaries used for translation in this work have free access to readers. However, not all of them had the correct meaning of the term. Instead of this, meanings with daily frequency of use were suggested. To be noticed is that one term may be translated in different ways depending on department. Also it is necessary to draw attention to polysemy of terms. Consequently, a high level of professionalism is important for translators.

From our research can be concluded that it makes difficulty for translator to translate neologisms without being aware of extra linguistic conditions. Knowing the language is not enough to find out the appropriate variant of the word in target language. Incidentally, it is oil and gas industry terms. But nevertheless difficulties can be divided into three main groups:

1. Polysemy. It is necessary to have knowledge in the field of oil and gas industry to choose the needful rendering among many others.

2. Complexity. During work with the text it is necessary to check the translation of concept separately and coupled with surrounding words.

3. Terminology ignorance in Russian. You can find a suitable translation of the term in Russian but do not know the exact meaning. Therefore, it is important to have knowledge in the oil and gas industry.

References

1. Алифиренко Н. Ф. Теория языка: вводный курс. – М., 2004. – 705 с.
2. Алехина Ю.Д., Забродина И.К. Заимствования в современном английском языке (на материале газетных статей сферы природопользования) // Сборник материалов XIV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 13-15.
3. Булатов А. И. Англо-русский и русско-английский нефтегазопромысловый словарь. - Изд-во: Северо-Кавказское отделение инж. Академии. 1999. – 798 с.
4. Забродина И.К., Яковлева Е.А., Никифоров В.П., Демина А.В. Мотивированность терминов современного английского языка (на материале газетных статей сферы природопользования) // сборник материалов 4-й международной науч.-практ. конф. – М., 2014. – С. 95-96.
5. Маринова Е. В. Основные понятия и термины неологии // Языки профессиональной коммуникации: материалы международной научной конференции. - Челябинск, 2003. – С. 243-247.
6. Независимое нефтяное обозрение СКВАЖИНА [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nefte.ru/slov/o.htm>, свободный – (17.01.2019).
7. Multitran dictionary [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.multitran.ru/>, свободный – (16.01.2019).
8. Oil and Gas Journal [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ogj.com/index.html>, свободный – (15.01.2019).

RECEPTION OF ENGLISH CULTURE AS A CONDITION OF DEVELOPMENT OF KEY COMPETENCES FOR TPU STUDENTS

A.S. Pavlov

Scientific advisor - senior lecturer V.E. Mironova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Culture is a “way of life” of a country or society, a certain system of values, traditions and beliefs, which is passed down through the generations. Although different cultures have many common features, in each culture they are expressed in their own way. Thus, English culture is very different from Russian one. Its specificity was well expressed by Vsevolod Ovchinnikov in the book “The Roots of the Oak”[1]He notes that the British are polite, balanced and restrained in their

judgments and actions, they know how to listen to the interlocutor. "When you live among the English," writes V. Ovchinnikov, "at every step you make sure that, firstly, they are extremely law-abiding people and, secondly, they are avid individualists. Also, the linguist Svetlana Georgievna Ter-Minasova showed the difference between Russian and English cultures in the article devoted to the features of Russian-speaking and English-speaking culture in announcements and appeals [4]. She gave a clear example about smoking-banning tablets: in England, it is a restrained request: "In the interests of most bus passengers, please refrain from smoking," and in Russia it is strict and pragmatic "Do not smoke!"

Analysing general notion of the term "culture" it is important to highlight that cultural characteristics have an impact on all areas of our life, including student life, which involves the development of basic student competencies. And since TPU prepares students for work not only in Russia, but also abroad, one should focus on European notions of the competence. According to the main recommendations outlined during the Council of European Symposium devoted to the topic "Key Competences for Europe" [1], at the end of the course the student should:

- have a good theoretical background
- be able to think and reason, master large amounts of information
- competently express his thoughts in writing and a verbal form
- be able to use a computer and the Internet,
- have an idea of etiquette and culture
- be self-critical and able to take responsibility

In addition, for Russian students it is important to master a foreign language, in particular, English.

The perception of the English-speaking culture has a great influence on the formation of competencies of TPU students. Acquaintance with the life of foreigners allows students not only to improve their knowledge of English, but also to adopt the best qualities of the British, while sifting out their weaknesses. It will also teach students how to communicate with people from other countries, expand their horizons and erudition. Therefore, it is extremely important to establish intercultural communication among TPU students.

There are many opportunities for it at TPU. Firstly, students can participate in the Cambridge exams in English and get a certificate of language mastery at levels up to C1 inclusive. Secondly, the TPU Scientific and Technical Library has a special department of English-language literature, which includes thousands of books written by various authors. Students have an opportunity to borrow these books and read them in the original. Thirdly, at the initiative of the TPU, students meet with native speakers, various events connected with English culture take place. Also, one cannot underestimate the importance of exchange programs, due to which TPU students have the opportunity to study in European universities.

To improve intercultural understanding, T. N. Himunina in her work about British culture, considers it significant to include books on English customs and traditions in the curriculum [2]. You can also study the publication of articles and magazines about life in other countries, such as "Traditions, Customs and Habits" [5].

The correctness of such teaching methods was justified by A.N. Shukin. in his book "Modern Interactive Methods and Technologies of Foreign Language Teaching" [3]. He writes that it is impossible to study the language of any country without studying the life of this country at an appropriate level.

The TPU leadership is aware of the importance of the interaction between Russian- and English-speaking cultures and is taking confident steps to study the way of life of typical to English students. To reach the world level, our university requires students able to interact with people from other states, which implies a deep knowledge of an English-speaking culture.

References

1. Council of Europe: Symposium on Key Competences for Europe: Doc. DECS / SC / Sec. (96) 43. – Bern, 1996.
2. Himunina, T. N. Customs, Traditions and Festivals of Great Britain / V Velikobritanii prinyato tak. Ob anglijskikh obyčajah / T.N. Himunina, N.V. Konon, I.A. Uolsh. – M.: Prosveshchenie, 2012. – 240 p.
3. Shukin A. N. Sovremennye intensivnye metody i tekhnologii obucheniya inostrannym yazykam; Filomatis - Moscow, 2013. – 188 p.
4. Ter-Minasova S.G. Osobennosti russkoyazychnoj i angloyazychnoj kul'tury v ob'yavleniyah i prizyvah / S.G.Ter-Minasova // EHLitarium: Centr dopolnitel'nogo obrazovaniya. – 2003. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.elitarium.ru/>, свободный – (25.01.2019).
5. Traditions, Customs and Habits. M.: INFRA-M, 2001. – 127 p.

ENGLISH NEOLOGISM FORMATION METHODS ON THE EXAMPLE OF OIL AND GAS ENGINEERING TERMS

A.A. Pavlova, I.K. Zabrodina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Russian language has a rich vocabulary. Some words are loaned from other languages; some words are formed by changing the meaning of the word and the formation of a homonym (semantic method), other words are formed from others with the help of a prefix, a suffix, etc. (morphological method) [1, 2, 3].

Due to the rapid development of modern human activity branches, more and more words appear. Such words are called neologisms. Neologisms are words that are created to denote a new, previously unknown concept or object.

There are two types of neologisms according to method of formation:

1. Lexical neologisms appear in the language with the introduction of a new human activity.
2. Semantic neologisms are formed by assigning a new meaning or sense to the well-known old words.

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

Moreover, attention should be paid to the motivation of the word in the analysis of neologisms. Many scientists distinguish such types of motivation as:

1. Absolute (external) – they are most often exclamations, onomatopoeic words;
2. Relative (internal) – the meaning of a word follows from the meanings of its parts (morphological), or the meaning is formed as a result of rethinking (semantic);
3. Full – the motivation is obvious;
4. Partial – the motivation is not obvious, it is close to nonderivability);
5. Direct and figurative (metamorphic motivation) [4].

Most of the words in the Russian language do not correlate to their interpretation in the English language. Several examples of hydrocarbon process industry terms were considered.

1. **End gas** [6] (literally translated as: «конечный, последний газ») – *отходящий газ или выхлопной газ*. This neologism is formed by the semantic method, since new meaning «отходящий газ» is acquired. The motivation of this neologism is relative, because you can rethink this sense «последний газ». *End gases* are the working fluid in the engine, i.e. finished products of oxidation and incomplete fuel combustion.

2. **Gas-processing tower** (literally translated as: «место обработки газа») – *ректификационная колонна* [5]. This neologism is formed by the semantic method, since new meaning «ректификационная колонна» is acquired. The motivation of this neologism is complete, because we can draw an analogy between the literal meaning «место обработки газа» and this neologism. A gas-processing tower is a device designed to separate a liquid into specific fractions according to its boiling point.

3. **Bubble plate tower** [7] (literally translated as: «пузырьковая башня») – *колпачковая колонна*. This neologism is formed by the semantic method, since new meaning «колпачковая колонна» is acquired. The motivation of this neologism is relative, because we can rethink this sense «пузырьковая башня». Bubble plate tower is a device that performs the function of mass exchange between a liquid and steam.

4. **Constant boiling mixture** [8] (literally translated as: «смесь постоянного кипения») – *азетропная смесь*. This neologism is formed by the semantic method, since new meaning «азетропная смесь» is acquired. The motivation of this neologism is complete, because you can draw an analogy between the literal meaning «смесь постоянного кипения» and this neologism. In fact, by constant boiling mixture imply solutions driven at a constant temperature [4].

5. **Deicing chemicals** [5] (literally translated as «устраняющие обледенение реагенты») – *антифризы*. This neologism is formed by the semantic method, since new meaning «антифризы» is acquired. The motivation of this neologism is partial, because it is impossible to draw the analogy and the motivation is not obvious, it is close to nonderivability «устраняющие обледенение реагенты». *Deicing chemicals* are used in installations operating at low temperatures for engine cooling.

6. **Plating out** [8] (literally translated as «обшитый снаружи») – *осаждение*. This neologism is formed by the semantic method, since new meaning «осаждение» is acquired. The motivation of this neologism is figurative, because you can draw an analogy with the literal figurative meaning «обшитый снаружи» – *покрытый осадком*. *Plating out* is a method of separating substances based on their different solubility coefficients; when the solution is evaporated, the partially soluble compound precipitates.

As previously stated, on the basis of given examples, it can be noticed that all of the given terms are formed by semantic method. The motivation of these terms is different: it is possible to correlate meanings in Russian and English both by means of analogy and of rethinking.

References

1. Алифиренко Н.Ф. Теория языка: вводный курс. – М., 2004. – 705 с.
2. Алехина Ю.Д., Забродина И.К. Заимствования в современном английском языке (на материале газетных статей сферы природопользования) // Сборник материалов XIV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 13-15.
3. Забродина И.К., Яковлева Е.А., Никифоров В.П., Демина А.В. Мотивированность терминов современного английского языка (на материале газетных статей сферы природопользования) // сборник материалов 4-й международной науч.-практ. Конф. – М., 2014. – С. 95-96.
4. Забродина И.К. Социокультурный компонент содержания обучения как одно из средств повышения мотивации изучения иностранных языков // Вестник науки Сибири, № 1, 2011. – С. 630-634.
5. Пашкеева И.Ю. Сложные слова в образовании нефтехимических терминов // Вестник Волжского университета им. В.Н. Татищева № 4, том 2, 2016. – С. 104-110.
6. Хайруллин Р. Р., Доровских С. И. О зависимости структурных параметров пленок от температуры подложки в процессе химического газозафазного осаждения // Современное состояние естественных и технических наук: материалы XIV Международной научно-практической конференции – М.: Спутник+, 2014. – С. 27-29.
7. Чудинова М.А. Синтез высокомолекулярного полилактида // Химия и химическая технология в XXI веке материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва, посвященной 120-летию Томского политехнического университета, 17-20 мая 2016 г., г. Томск. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – С. 575-576.
8. Distillation: Operation and Applications. – Amsterdam: Elsevier, 2014.

METAPHORICAL NOMINATION OF EQUIPMENT IN OIL AND GAS INDUSTRY

V.V. Petrova

Scientific adviser - associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

It is known that the history of the terminology formation in petroleum engineering is closely connected with the development of oil and gas industry. At present the terminology is considered to be regulated system. One of the productive ways of the term formation is believed to be metaphor.

Terms are known to be polysemantic in linguistic aspect as well as other words in the language. Sometimes the same term can have different meanings in different sciences. To choose the right meaning everyone has to pay attention to the context. For example, if there is a word combination such as “*Christmas tree*” in the technical text, it means “*фонтанная арматура*”. [2]

There are a lot of special words and technic terms in the texts. But it should say that it is difficult to translate and understand common-literary words used as technic terms in the texts (for example, “toe” – “палец ноги” (a common-literary word) and “toe” – “подошва выработки” (a technic term). [1]

It should be noted that it is difficult to translate terms in technical texts if they are metaphors.

It is known that a lot of scientists have focused on metaphor for a long period of time. They investigated all functions of metaphor in different types of texts and studied all main metaphorical concepts. Metaphor is considered to be represented an image. Metaphor is believed to be based on the comparison principle.

It should be noted that nowadays metaphor is the main mental process. The thing is, the process of metaphORIZATION is based on the human capacity to associate. In other words, people can find the similarities between two different things or objects. [3]

Metaphorical nomination of equipment in oil and gas industry is the result of human mentality to rethink of fragments of the world and compare them.

The transfer of name is based on the similarity of things. During the investigations the linguists noted the similarities to be quite various. It can be the shape and of the thing, the function of the thing, position and behavior. [4]

Some groups of metaphorical nomination of equipment include metaphors connected with

1) **parts of body**, for example:

arm – лапа долота;
finger – палец (насоса, вышки);
head – голова (вышки);
brake cam – кулак тормоза;
shoulder – плечо (буровой трубы);
bit teeth – зуб долота;
journal neck – шейка вала;
claw – зуб, заостренный выступ;
derrick leg – нога башенной вышки;
elbow – колено, коленчатая труба;
digging teeth – зубья бурового долота;
ear – проушина, ушко;
pitman arm – шатун станка-качалки;
multi-bowl head – многокорпусная колонная головка;
loading arm – погрузочный рукав;
dead leg – тупиковая ветка трубопровода;
cutter teeth – зубья породоразрушающего инструмента;
back leg – укосина вышки (задняя нога);
tool nose – режущая кромка инструмента;
finger shoe – пальцевой башмак ловителя, and etc.

2) **parts of clothes**, for example:

drill collar – воротник бура;
cap – трубная головка;
brace – обвязка буровой вышки;
flat shoe – башмак колонны;
pump bucket – манжет;
mud can – юбка
mill shoe – башмачный фрезер, and etc.

The other groups of metaphorical nomination of equipment include metaphors connected with **the parts of the building**, for example: *cover* – кровля; *clutch lock* – замок на трубе; *arch* – свод (арка антиклинали); *flow column* – колонна НКТ; *back leg* – укосина вышки (задняя нога), and etc. [5]

It should be noted, that there is a number of so-called **zoo- and bio-metaphors** to nominate the equipment, for example, *butterfly* – бабочка (передаточное устройство); *bark* – кора (цементированный слой (металла)); *casing dog* – ловильный инструмент, состоящий из плашек с насечками, скользящих по конусу, служит для подъема труб; *branch pipeline* – ветвь трубопровода; *limb of fold* – крыло складки; *claw* – лапа (луфты); *watch dog* – самоконтроль (аппаратуры); *tree saver* – устройство защиты внутренней полости фонтанной аппаратуры от высоких давлений и

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

агрессивных жидкостей; subsea tree – донная фонтанная аппаратура; spider – спайдер, клиновый захват; rat hole – шурф под квадрат; pig trap – камера пуска-приема средств очистки и диагностики, and etc.

Therefore, we have made an attempt to study metaphorical nomination of equipment in oil and gas industry, and come to the conclusion that there are a lot of terms-metaphors connected with various things (body, clothes, animals, plants, and etc.) in order to nominate equipment. It should be noted that it is rather difficult to translate texts where there are many metaphors. To translate correctly, a translator should compile his/her own dictionary.

References

1. Белоусов В.С. Нефтяная промышленность: Учебное пособие для переводчиков. – Архангельск: The FLT Ltd, 2000. – 281 с.
2. Киклевич А.К. Концептуальные метафоры как база идиоматических номинаций // Вторая международная конференция по когнитивной науке: тезисы докладов. – СПб, 2006.
3. Киттей Э. Логика метафорических преобразований. – М.: Просвещение, 2000. – 152 с.
4. Кубрякова Е.С. В поисках сущности языка // Международный конгресс по когнитивной лингвистике: Сб. мат-лов / Отв. ред. Н.Н. Болдырев. Тамбов, 2008. – С. 43-47.
5. Сучков Б.М. Терминологический словарь-справочник по нефтепромысловому делу. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2007. – 704 с.

PECULIARITIES OF NOMINATION IN PETROLEUM INDUSTRY TERMS

A.L. Portnyagin

Scientific adviser - associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

It is known that stock of words of the language is divided into two groups: common lexis and special lexis. Nomination in area of special lexis is considered to be very difficult.

The aim of this paper is to study the peculiarities of nomination in petroleum industry terms.

Perceiving the phenomena of the world around, people try to name them. Nominating the phenomena they can use not only words but word collocations and sentences. It should be noted that the word plays the main role in the nomination process.[1]

Nominating the thing, the words include this thing in the definite class of things and identify one object from another. It is rather difficult process. The thing is the same phenomena of reality have received different names. The formation of a word from other word is known to be in all languages (for example, *to work (v) – work (n); to water (v) – water (n)*, and etc.).

It is known that there are simple words, derived words and compound words in English. The simple word consists of the root (for example, *oil; gas; bed; well*, and etc.). The derived word is formed from another word. It is characterized by complicated structure: except the root this word includes derivational affix (for example, *engineer; environmental; gaseous; oily; helper; drillable; soluble; dissolubility; permeability; incompatibly; feasible*, and etc). The compound word is a word which is formed by addition of two or more stems; for example, *borehole; fluidimeter; rackman; landslide; gas-producer; ill-conditioned; pipe-line; multiple line; wire-line*, and etc.

It should be noted that there are a lot of affixes in modern English. Not all of them are considered to be used as word formation affixes. The affixes are considered to lose their meaning they become only identification marks of the part of speech. They stop being affixes.

It is difficult to define what the “alive” affix is. Analysing affixes linguists come to conclusion that affixes have got the following differential peculiarities:

- 1) affix adding to productive stem has to express particular meaning;
- 2) affix should be identified as word formation element;
- 3) affix should be used to form new words;
- 4) affix should be used very often because the more often it is used, the more productive it is.

Sum it up so far, we can define what affix means. Affix is a morpheme which obtains abstract meaning and which adding to the stem changes it.

It should be noted that the most productive suffixes in petroleum industry terms are:

a) **-er**: It shows that the things are instruments, mechanisms, devices or professions (for example, *blaster; scavenger; gasometer; sandmaster; hardener; tensiometer; helper; hanger; leader; heaver*, and etc.)

b) **-or**: It shows that the things are instruments or devices too (for example, *gearmotor; sensator; generator; transistor; thermistor; titrator*, and etc.) [3].

There is a suffix **-ist** in English. At present it can be added to stems of nouns and adjectives. As for adjectives, suffix **-ist** can be added to them rarely (for example, *geologist; paleontologist; technologist*, and etc.).

The suffix **-ite** is considered to be one of the most abundant in the names of geological bodies, rocks and minerals (for example, *kimberlite; plutonite; evaporate; suprolite; kaolinite; sulphite; pyrophyllite*, and etc.) [2].

Functional shift (conversion) is used to nominate terms in petroleum industry. It should be noted that the functional shift is used very often. We investigated about 62 terms appeared by the functional shift. Some of them will be illustrated by examples: *grapple – захват ловильного инструмента / закреплять; handle – рукоятка, ручка / погружать, грузить; beat – колебания, пульсация / отбивать, ударять; catch – захват / закреплять; drill – бур / бурить; cave – впадина, обвал / обрушаться; hade – наклон, уклон / отклоняться; proportion – пропорция / соизмерять.*

Similar pairs can be given for nouns and adjectives: for example, *helical* – спираль / винтовой; *acid* – кислота / кислотный, кислый; *sensing* – индикация, считывание / чувствительный; *cellar* – шурф, шахта / ячеистый; *patent* – патент, открытый, очевидный, and etc.

It should be noted that the amount of words produced by functional shift of nouns – verbs and nouns – adjectives are roughly the same in petroleum industry terms.

It is proved that there are a lot of words produced by stem composition in petroleum industry terms (for example, *air-tight* – воздухонепроницаемый / герметичный; *man-shift* – человеко-смена; *red-hot* – нагретый докрасна; *salt-bearing* – соленосный; *pipe-scraper* – механический скребок для чистки труб; *sandblaster* – пескоструйный аппарат, and etc [4].

In addition, it should tell that there are reductions in petroleum industry terms. The reduction can be illustrated such examples as *bun* (from *abundant* – распространенный); *vise* (from *viscosity* – вязкость); *base* (from *basement* – подстилающая порода); *nip* (from *nipple* – nipple); *pav* (from *paving* – прокладка дороги); *kid* (from *killed* – заглушенная (о фонтанирующей скважине); *samp* (from *sample* – проба, образец), and etc.

Therefore, have investigated the ways of nomination in petroleum industry terms, we come to conclusion that the reduction is one of the most productive ways of nomination. It can be explained by an increase of reduced items in scientific and technical terminology, because there is a lot of information in petroleum industry, and it is a short of time to pass it.

References

1. Бабич Г.Н. Лексикология английского языка. – Екат-г-М.: Уральское изд-во Большая Медведица, 2005. – 176 с.
2. Морозова А.Ю. Проблемы морфемного анализа в английском языке// Вестник ТОГУ. – №3, 2007.
3. Мурзо Ю.Е., Киракозова Л.Г. Особенности письменного и устного перевода технических текстов горной тематики // Записки горного института. СПб., 2010. – 360 с.
4. Слюсарева Н.А. О типах терминов (на примере грамматики) // Вопр. языкознания. – №3, 1983.

ACADEMIC EXCHANGE AS PHENOMENON OF GLOBALIZATION IN PETROLEUM ENGINEERING EDUCATION (EVIDENCE FROM TPU)

E.A. Purlats, A.Y. Ekkert

Scientific advisor - associate professor N.Yu. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

General definition of globalization

Globalization is the process related to increasing importance of interconnection between social events and relations around the world. In this way the term of globalization appeared in the Webster dictionary in 1961 [2].

It is considered that the term "globalization" was introduced into business and scientific vocabulary by Theodore Levitt in 1983. According to his statement, "there are two vectors shaping the world - technology and globalization. The first helps determine human preferences; the second, economic realities"[4].

The beginning of the XXI century is characterized by the intensification of globalization processes in all spheres of life of the world community and our country. The Great Russian Encyclopedia presents the following definition of globalization: "Globalization is a modern stage of internationalization of global affairs, economic, political and socio – cultural processes, characterized by distinct intensity" [1].

Globalization in modern education

Globalization has reflected in all spheres of industry and provision of services, it has a significant impact on education, especially by means of modern information resources and communication technologies. One of globalization phenomena is the academic mobility of students.

Academic mobility

The purpose of our work is to analyze the specific character of the academic exchange program, the main problems of its implementation in TPU. In pursuance of the purpose it is necessary to compare the programs of other universities and offer possible solution to relevant problems.

There are more than 50 universities in Russia providing education in Petroleum engineering, but only 9 of them carry out academic exchange programs in this field [5].

In Tomsk Polytechnic University the first trips of students abroad for training were organized in the 2000s. Currently, the Department has bilateral agreements with 72 universities in 22 countries; it actively cooperates with European and Russian universities in the framework of Erasmus Mundus programs [3].

At the moment, TPU has a bilateral agreement with 3 countries, universities which provide students with education in the sphere of Oil and Gas business – the Czech Republic, Norway and India. It is difficult to say that the entire work of the Center of international educational programs comprises a lot of options. We will attempt to identify the key reasons for such limited circumstances.

First of all, it is necessary to reveal benefits of exchange programs for students.

International mobility is an important tool for high-quality training of specialists, which provides them with the opportunity to take a competitive advantage in the labor market. Today, science and technology are rapidly developing, new specialties are appearing, and international partnerships are expanding. International academic mobility programs are of great

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

importance in terms of gaining experience in studying at foreign universities, improving professional competence, mastery of foreign language, as well as formation of skills connected with intercultural and interpersonal communication.

These advantages should attract students; therefore, we decided to take an opinion poll related to the attitude of students to academic exchange programs. The survey involved the answers of 773 second-year students of TPU from the School of Earth Sciences and Engineering; the following questions had been asked:

1. Would you like to participate in academic exchange?
2. Do you plan to participate in exchange program, if not, why?

The survey (Figure 1) demonstrates that more than 80 % students are interested in the program, they consider participation in such programs as an attractive challenge, some of them plan to participate, but most of students do not have this opportunity. It is important to highlight the main reasons for it.

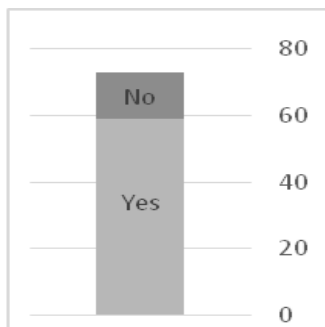


Fig.1 Desire to participate

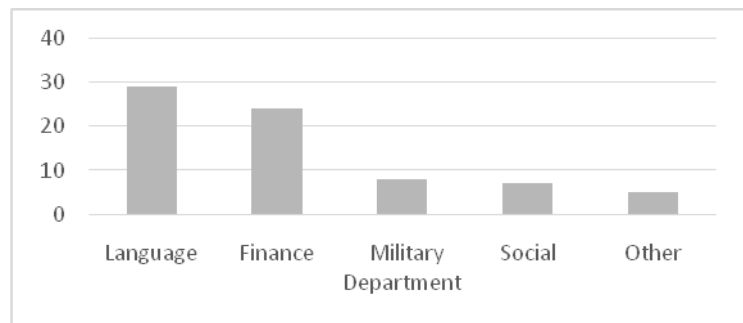


Fig.2 Problems

According to the survey results (Figure 2), the main difficulties can be divided into financial, psychological, communication, family and social.

Financial conditions are one of the most major problems, because, for example, the Norwegian University of science and technology requires a non-recurrent transfer of funds on its account. Although money will be recovered on arrival, not all students can afford to have such funds. Another important aspect is the scholarship. It is awarded if the rating of the partner University is higher than TPU. At Norwegian University scholarship is provided, in the other two universities-partners there is no such an opportunity due to the low rating.

Psychological barriers and difficulties are associated with such aspects of student life as homesickness or fear of the new social environment. During training, students usually face the fact that they do not know the educational systems of other countries, the difference in the structure of curricula, the time of examination sessions.

Social and family difficulties are usually associated with problems in communication with family and friends. Among the respondents there are students who are married, thus, it would be quite difficult for them to experience separation for six months. Moreover, according to their opinion, it will be difficult to live in a foreign country, away from friends.

The communicative aspect is the main problem according to the survey results. It can be related to the foreign language itself, as well as, everything associated with communication, with oral practice. The decrease in educational literature comprehensibility, culture shock, foreign mentality should also be mentioned. The necessary condition for participation in the academic exchange is the certificate that confirms the level of English. Undoubtedly, a student with a high level of foreign language does not have problems with obtaining a certificate, but the preparation for English language examination is time-consuming. TPU provides an opportunity to obtain the free certificate; it offers a number of courses for training. However, some universities (Norway) require certificates of international level (IELTS or TOEFL).

Specific difficulties are crucial for students participating in academic mobility programs with the use of a credit system limited to a certain amount. A student cannot substitute all disciplines of the TPU curriculum, he chooses the most important subjects, and the remaining courses should be studied independently. However, due to limited credits, he can not substitute all specialized disciplines. This problem was noticed by a small number of respondents interested in the exchange (about 15%). For example, Technical University of Ostrava in Poland has the Department of Mining and Geology, which is one of the three options for the exchange programs. Students have to study both basic and specialized disciplines independently there, without support of its lecturers.

Solution

The lack of foreign language mastery is the main challenge for students, they spend little time on this discipline, they show interest in improving the level of English only in senior courses, which is often too late for academic mobility in our specialty. To involve first-year students in mobility programs is a very important task. Tomsk Polytechnic University gives you the opportunity to sign up for the elective course aimed at preparation for the English language examination only in the second year. In order to solve the problem it would be more efficient to involve first-year students, as well.

Next problem is the financial aspect, which, in our opinion, can be solved by the introduction of scholarship competition on a regular basis, as it is carried out in Norway in 2019 by the Ministries of education from the Russian Federation and Norway. Furthermore, cooperation with foreign universities that are in high positions in the ranking list, the universities that are already included in the mobility program is also a great opportunity:

Table 1

Collaborating universities

| | Delft University of Technology | Montanuniversität Leoben | IFP Training | Norwegian University of Science and Technology | Technická Univerzita Ostrava |
|--|--------------------------------|--------------------------|--------------|--|------------------------------|
| Saint Petersburg Mining University | | + | + | | |
| Ufa State Oil Technological University | + | | | | + |
| Gubkin Russian University of Oil and Gas | + | + | + | + | |
| Far Eastern Federal University | | | | + | |
| Tomsk Polytechnic University | + | | | + | + |

The table (Table 1) shows the current situation of cooperation between Russian universities and universities of other countries. It is necessary to pay attention to a small number of possible partner universities; firstly, some countries, such as England provide educational services on a commercial basis, and cooperation with them is hardly possible for the majority of students. Secondly, another factor is the low demand for specialists in petroleum engineering field: although European oil companies are the main players in the oil market, in most countries oil and gas are not produced. In spite of the sufficient number of partner universities, in comparison with other educational institutions, TPU can conclude an agreement with IFP and University of Leoben by the example of other universities.

Analyzing personal reasons for avoiding participation in academic exchange, attention should be paid to the Military Training Department, as well. Students attending classes at the Military Training Department will not be able to go abroad to study for a semester. However, like other students, they have the opportunity to use the program while studying for a master's degree. This option is the most optimal in all cases with the appropriate exchange program.

In addition, students of junior courses, with proper knowledge of the language have a wide range of choice due to several reasons: they don't study specialized disciplines. Besides, there are no classes at Military Training Department for them. Some basic disciplines as mathematics and physics are taught in every foreign university.

In conclusion, it should be mentioned that the Center of international educational programs of Tomsk Polytechnic University is one of the best in Russia. At the moment, it is difficult to exchange with partner universities due to a number of reasons, the main of which is the lack of foreign language skills and the lack of financial assistance. TPU could start cooperating with foreign universities with which other educational institutions, like the Mining University or RSU OG interact. However, the matter is not in the number of university partners. The fact is that students do not have opportunities for participation in academic exchange programs because of the reasons given above. However, these barriers are considered to be overcome due to the globalization of international relations and their expansion; attracting financial resources of partner countries, as well as increasing the interest of students in exchange programs.

References

1. Galkin Z.. Globalization // Большая российская энциклопедия. – Том 7. – Москва, 2007, - С. 245-247.
2. Globalization | Definition of Globalization by Merriam-Webster [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.merriam-webster.com/dictionary/globalization>, свободный – (19.02.19).
3. Foreign Students Department of TPU. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/ciap/about>, свободный – (12.04.2019).
4. Levitt T. The Marketing Imagination – N.Y. 1983 – 203 p.
5. Petroleum Engineering Institutions of Higher Education // Вузотека.ру [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vuzoteka.ru/вузы/Нефтегазовое-дело-21-03-01>, свободный – (21.02.19).

FALSE COGNATES IN ENGLISH TECHNICAL TEXTS

I.A. Spiridonova

Scientific advisor - associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present it is known that the study and analysis of industrial terminology is one of the highly topical problems in linguistic researches. It is especially important in modern linguistics because this is the place where new words are formed and old words are revised. It is necessary to say that there are inter-lingual contacts as well as the process of term formation in modern linguistics.

It is uncontroversial that at present time the oil and gas industry is one of the most important industries in economics. International cooperation is actively developed in it, and that is why the study of terminology represents special importance and practical interest.

Russian oil and gas companies are integrated into international space, and that is why it is necessary to be able to translate technical manuals, business letters and negotiations. The translation should be done fast and in a qualitative manner because performance standards, company image and its profit depend on it.

Correct translation of English terminology of oil and gas industry is the weak point of every Russian company dealing with the foreign partners. It is known that during the translation there are a lot of terms which have got some possible variants of translation. If there are serious mistakes in the translation, the partners won't be able to understand each other and do some work on time.

At present time English is considered to need for an engineer as French was necessary for success in the society in Russia in XVIII-XIX centuries [2]. Therefore, engineers should know English well to handle high-profile data.

The main problem in such situation is to combine both knowledge of English and engineering. The successful translator is considered either to be a technical employee who knows English well or a linguist who has got the deep knowledge in this profession. So, it is proved that not everybody can translate correctly terms such as

- 1) "crest" – бровка уступа;
- 2) "long wall advancing to the rise" – сплошная разработка с выемкой по восстанию;
- 3) "finger raise" – пальцевый восстающий and etc [3].

It is difficult to translate false cognates (or so called false friends of translators). False friends of translators are words which come from the Greek or Latin languages.

They are known to have similar spelling but different meaning in the English and Russian languages. It is known that there are some thousand false friends of translators in English and Russian. They can be divided into four groups, dealing with the part of speech: nouns, adjectives, adverbs and verbs [1].

What are the translation difficulties? First, it is known that there are words which have the same meaning and homophony in both languages. The thing is, the translator (especially a budding translator) following the graphic and phonetic forms of the words have literalities in the translation. Thus they break combinatory of the words and the standards of target language. This statement can be illustrated such examples as:

- 1) benzene – бензол (not "gasoline" – бензин);
- 2) gasoline – бензин (not "gasoil –газойль);
- 3) accurate – точный (not "tidy" – аккуратный);
- 4) concrete – бетон (not "particular" – конкретный);
- 5) casting (film casting) – отливка (отливка пленки/мембраны) (not "casting" – кастинг);
- 6) instruments – измерительные приборы (not "tools" – инструменты);
- 7) periodic acid – иодная кислота (not "periodic" – периодический);
- 8) resin – камедь, смола, канифоль (not "rubber" – резина);
- 9) regular water – простая вода (not "regular" – регулярная);
- 10) expertise – профессиональные навыки (not "evaluation" or "expert examination" – экспертиза, оценка);
- 11) silicon – кремний (not "silicone" – силикон)ж
- 12) technique – способ, метод, методика (not "technics" – техника).

It should be noted that when we try to translate from Russian into English, the problem of false friends can receive specific interpretation. If it is impossible to translate a text correctly because of the language features, a translator can retell the passage of the text. And it is believed to convey the idea of the original phrase.

For example, it is required to translate the following sentence:

"With the growth university like a lot of other city *establishments* had for a long period of time to put up with terribly equipped *classes*, labs, libraries and feel a lack of dwelling space for both the students and *teaching staff*".

Can we consider that the translation is right if such words as *establishments*, *classes* and *teaching staff* are translated from English into Russian as "учебные заведения, классы и преподавательский состав"? It has to be said that it is an appropriate translation due to stylistic disorder. The false friends are supposed to be the main cause of stylistic shifts. The thing is, the translator who has learnt these words with such meaning tries to use translating them in this context [4].

It is very important to translate technical texts focusing on the meaning of the terms. In other way, the translation of this text will not correct. Since during the translation a lot of questions can be appeared, a translator has to consult with the dictionaries. It has been proved that the translator has to use dictionaries both Russian-English dictionary and English-English dictionary.

That is why there is another reason to translate false friends not so correctly from Russian to English. The thing is there are a lot of Russian-English dictionaries where the words have not got all meanings.

Therefore, the translation of technical texts is one of the difficult activities. There are a lot of difficulties in the translation situation due to false cognates. In spite of a lot of practices even experienced translators can be mistaken translating the texts including false friends. Thus, if a translator is going to translate a technical text, he/she can learn terminology in detail.

References

1. Борисова Л.И. Ложные друзья переводчика. Общенаучная лексика. Английский язык. Publisher: НВИ-Тезаурус, 2002.
2. Борисова П.В., Перфилова М.А. Развитие профессиональной компетенции преподавателя английского языка для специальных целей // Актуальные вопросы методики преподавания иностранных языков. Сборник научных статей. Чебоксары 2011. – 227 с.
3. Мурзо Ю.Е., Киракозова Л.Г. Особенности письменного и устного перевода технических текстов горной тематики // Записки горного института. – СПб., 2010. – 360 с.
4. Dolgoplov Yuri. A Collection Of Confusable Phrases. False 'Friends' and 'Enemies' in Idioms and Collocations. Publisher: Llumina Press, 2004.

THE STUDY OF FOLKLORE IN THE PROCESS OF CROSS-CULTURAL COMPETENCE DEVELOPMENT

V.A. Tsvinger

Scientific advisor - senior lecturer V.E. Mironova
National Research Tomsk Polytechnic University Tomsk, Russia

We live in the modern world, in which globalization, integration of economies and societies around the world are considered to be the most important processes for development while tolerance for different worldviews, lifestyles, behavior and customs, is a key principle of contemporary society. However, due to cultural peculiarities and differences, the cultural gap between generations, this process requires a lot of time and faces a great number of conflicts on religious or ideological basis. Such concept as ethnocentrism has developed in our time, in other words, high percentage of people consider the behavior of other human beings only from the perspective of their own culture and moral values. "The phenomenon of ethnocentrism is typical of all times and peoples, and it is completely impossible to get rid of it, if only because the realization that " we are the best "helps people live and feel their belonging to a particular culture." writes A. P. Sadokhin in his article "Intercultural Competence" [6].

To avoid intercultural conflicts and misunderstandings, it is necessary to develop such an ability as intercultural competence. A. Thomas in his book "Psychology of intercultural learning and action" gives the following definition of this ability: "an expression of the ability to understand, respect, appreciate and productively use the conditions and factors of perception, judgment, awareness and action in relation to oneself and other people. It should be carried out in conditions of mutual adaptation the boundaries of which can vary from manifestation of tolerance to incompatible concepts to the development of forms of communication and cooperation based on joint actions and to the creation of a viable orientation model in the world, perceptions and structures of the community "[2].

Therefore, by intercultural competence we can understand an ability of the person to communicate and interact with representatives of other cultures, which can be expressed by the presence of objective knowledge about customs, culture, values of a particular representative of this culture, which can contribute to mutual understanding and effective teamwork.

This characteristics can be developed in itself both at a young and mature age. To do this, it is necessary to develop some skills related to practical communication, to become more open and mentally sensitive, and also to develop your knowledge about other cultures. According to K. Knapp, for the formation of this ability it is necessary to develop the following qualities:

- respect and positive assessment of another person without prejudice;
- positive reaction to other behavior;
- empathy;
- tolerance to any course of events;
- ability to cope with an unknown and uncertain situation [4].

Also, according to A.P. Sadokhin, the concept of "intercultural competence" is also associated with the quantity and quality of information about the traditions and values of another culture, which together with the qualities and abilities described above, allow people to achieve their objective. All this forms function as the basis of intercultural competence. The main features of intercultural competence are:

- openness to the knowledge of foreign culture and the perception of psychological, social and other intercultural differences;
- state of mind for cooperation with representatives of another culture;
- the ability to distinguish between collective and individual in the communicative behavior of representatives from other cultures;
- the ability to overcome social, ethnic and cultural stereotypes;
- possession of a set of communication tools and their correct choice depending on the situation of communication;
- compliance with etiquette standards in the process of communication [6].

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

Also, everyone should understand that nothing has such an impact on the culture of an ethnos as folklore, that is why in order to develop intercultural competence in oneself, one should, first of all, become familiar with it. In addition, familiarization with this aspect of culture will make it possible to become more open to foreign cultures and to tune in to psychological cooperation with them. Definition of folklore is commonly understood as the entire folk art, the expression of the spiritual and material culture of the people.

In the formation of the mentality of a citizen, a special role is played by the language and culture, which a person has been studying since childhood [1]. But for a citizen of modern society, the ability to perceive and respect foreign culture, to conduct a dialogue with representatives of other cultures is required.

Also in folklore features of the language are reflected, the awareness of which will undoubtedly help in the development of intercultural competence and more successful interaction with certain representatives of the ethnos. For example, there are proverbs and sayings that are often used by native speakers, and the meaning of which cannot always be translated literally. Knowledge that provide the meaning understanding of these sayings will allow better interaction with people.

Moreover, exploring the folklore, you can understand the human values. Ancestors composed fairy tales, stories, legends, based on their own ideas about morality. They founded the pantheons of the gods, giving these gods the characters and spheres of influence on peoples and the nature environment, and determined the most important among them, that also can give us ideas of the morality and values of particular ethnic group. In addition, this knowledge will also help reduce tensions on religious grounds, which, in turn, will speed up the process of globalization and integration of cultures.

Some musical works, ballads are already used to develop speaking skills of students with a higher language level. E.V. Ryazanov, in his article "The use of song folklore materials for teaching intercultural communication," writes: "Learning foreign communication cannot be complete without combining effective methods of teaching grammar and vocabulary with immersion in the culture of the language being studied" [5].

Furthermore, folklore can be used as a tool for education and training. According to the authors of the article "the formation of sociocultural competence of foreign language students through folklore": it is advisable to identify those types of pedagogical activities that are associated with the comprehensive development of the individual – physical, mental, moral, aesthetic, labor "[3]. Exactly, all aspects combine folk art, various holidays and, in general, the culture of the majority of ethnic groups on the planet. In addition, some researchers described in their scientific works the positive impact of the use of folklore in the pedagogical process on the development of intercultural competence, among students of different age groups. And according to the data, we can make a conclusion that this ability can be developed at any age.

Some teachers notice that the use of folk songs and ballads during foreign language classes, helps to awaken a huge interest of students to a foreign culture, and also helps to immerse them in a special and unique atmosphere of foreign spiritual culture, which also helps students perceive foreign-language traditions. It also generates respectful and tolerant attitude to a foreign culture.

In the same article, E.V. Ryazanova mentions that by means of folklore during classes at schools the outlook of students can be developed through acquaintance with the culture, customs and traditions of other nations. It is possible to form a civic stand of schoolchildren providing respect for the culture of small ethnic groups through the study of the culture, traditions, tales of these peoples; Moreover, it fosters a tolerant attitude towards all peoples living in the world [5].

In conclusion, we want to say, the study of folklore can have a huge impact on the formation of intercultural competence, which is one of the most important abilities for modern people that will not only increase their working capacity in the case of interaction with representatives of other cultures, but also provides an opportunity to engage in efficient dialogue with them. The development of intercultural competence in a larger percentage of the world population is one of the key factors that can advance the globalization process.

References

1. Baykalova M. G. Etnokulturnoye naslediyе kak faktor ukrepleniya mezhetnicheskoj tolerantnosti // Sokhraneniye i razvitiye yazykov i kul'turnogo naslediya narodov Sibiri. – Abakan: Khakass State University. N.F. Katanova, 2018. – p. 284-290.
2. Bodalev A.A. Lichnost i obshcheniye. – M.: Pedagogy, 1995. – 50 p.
3. Gennadievna L.V., Rogova V. S. Development of the social and cultural competence by means of folklore among the foreign students of linguistic department //materials and reports of the XXIV Scientific and Practical Conference of the National Association of Teachers of English (NATE2018). - Samara: Samara State University, 2018. – p. 330-335.
4. Intercultural Communication in EESE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://webdoc.sub.gwdg.de/edoc/ia/eese/strategy/knapp/4_st.html, свободный – (12.01.2019).
5. Ryazanova E.V. Ryazanova E.V. ispolzovaniye materialov pesennogo folklorа dlya obucheniya mezhkulturnomu obshcheniyu // Inostrannyye yazyki v kontekste mezhkul'turnoy kommunikatsii. - Saint-Petersburg.: Saratovskiy source publishing house, 2017. – P. 285-287.
6. Sadokhin A. P. Intercultural competence: concept, structure, ways of formation. // Journal of Sociology and Social Anthropology. 2007. Volume X, №1. – P. 125-139.

SOCIAL AND PSYCHOLOGICAL BARRIERS TO LEARNING ENGLISH AT A TECHNICAL UNIVERSITY

S.S. Ulaeva

Scientific advisor - associate professor L.M. Bolsunovskaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present, a huge number of students of technical universities have insufficient skills in speaking, writing and other ways of communication in a foreign language. This situation can be traced throughout the entire period of study: at the time of entering the university and at the time of passing the next level of education, for example, in Master's degree programs or postgraduate studies. As a result, it causes problems in communicating with foreign students, partners, colleagues, writing articles, reading them, understanding foreign literature and its correct interpretation.

Due to educational programs or certain disciplines, students have to learn and do some projects using foreign languages. Current trends that it is necessary to speak a foreign language, both for common types of work and for science are suggested. This is because of the fact that an increasing number of different industries, manufacturing and sciences require modern and flexible approaches and the exchange of knowledge between countries and specialists around the world. For example, many international companies ask all their staff to communicate only in English in order to reduce language barriers. In other words, modern reality requires synergy, both in science and in applied approaches in any type of activity [1].

The aims and objectives of the study were to identify with the help of a sociological poll of students and recent graduates (no more than 5 years from the date of graduation) social and psychological problems that impede the planned and productive learning of the language. In addition, it should be determined the degree of necessity for the student or graduate to know the language at the time of learning. As one of the results authors expected to find out the actual motivating aspects of learning languages for students.

It was necessary to develop a simple and short list of questions for students and recent graduates for above problem solving. According to this, it was made a question list consisting of only 15 questions, divided into three subgroups: "school", "university", "profession" and one question as "final". The answers to the questions were attended by young people aged 18 to 30 years. An anonymous survey was issued using the Google form. A link was sent to students and graduates in various social networks and emails. At the end of the survey, the number of people who shared their opinions was 193 people (Fig. 1). In addition, 12 students answered the same questions in writing. As a result, 205 respondents were interested in this survey.

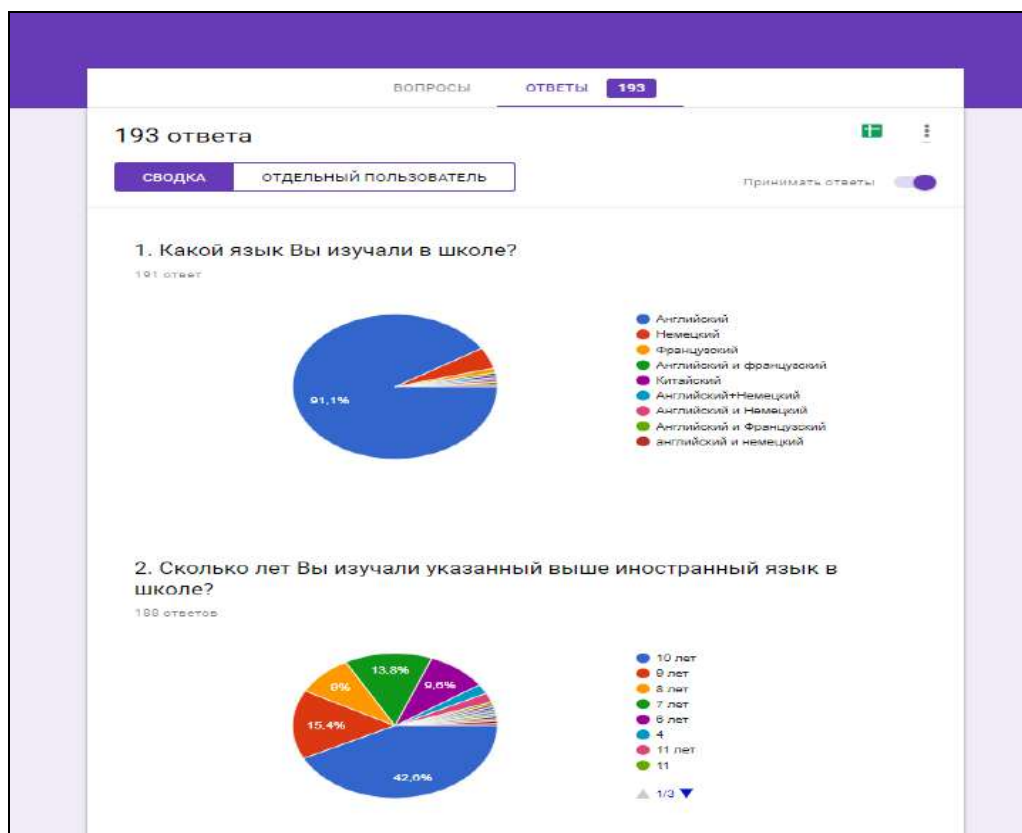


Figure 1. Google form with the list of answers and diagrams

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

The following is a list of questions from the Google form.

1. "SCHOOL". What language did you learn at school?
2. How many years have you studied the above foreign language at school?
3. What mark did you have for a foreign language at school?
4. Did you enjoy learning a foreign language at school?
5. Did you have a desire to learn foreign languages in school?
6. In your opinion, how necessary is it to learn a foreign language during school years?
7. "UNIVERSITY". Did you continue to study the foreign language at the university or began to learn a new one?
8. Was it easy for you to learn foreign languages at the university; did you have enough previous knowledge?
9. Is there craving for learning foreign languages at the university?
10. Do you think a foreign language is necessary at the university?
11. In your opinion, what opportunities does the study and knowledge of a foreign language at the university provide you?
12. "PROFESSION". Do you think a foreign language is necessary for your future profession?
13. Where do you want to work: in a Russian or foreign company?
14. What prevents you from learning a foreign language?
15. "TO SUM UP". Do you think there is a need for additional hours of foreign language classes at the university (to eliminate gaps, for employment, etc.)?

English is still the international language of communication. According to statistics, it is studied by 91% of respondents. However, there are still few students or postgraduates who have appropriate language skills for communication [2].

Comparative analysis with other countries shows that in Russia there is no so-called "enforcing" factor in learning a foreign language. Official communication and writing take place only in Russian. There is no need to learn a new language to interact within your own country. Therefore, it is a lack of motivation for learning foreign languages like the initial psychological barrier.

The factors below are the list of the most common obstacles for foreign language learning. They are considered as social barriers:

- Laziness;
- lack of time;
- absence of reasonable motivation;
- not interesting study material;
- absence of aptitude for foreign languages.

In percentage terms, the largest proportions for previous reasons are the following: laziness - 31%, lack of time – 26%, absence of reasonable motivation – 27%, absence of aptitude for foreign languages – 8% of respondents.

The results have proved to be very important. During the survey results processing, it became clear that there is a vast area for further researches. The more detailed list of questions and answers and a thorough analysis of conditions and problems within the framework of educational systems and institutions are needed [2]. In addition, according to these future answers and conclusions, some measures for the qualitative changes in the approach to the teaching of a foreign language in a technical university can be developed [3].

References

1. EF International Language Campuses. Index EF2017, 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ef.com/epi>, свободный – (24.02.19)
2. Mc Donough, S. in Applied Linguistics in Language Education (1st Edition), London, 2017.
3. Marzulina L., Mukminin A. The Integration of Social Networking Services in Higher Education: Benefits and Barriers in Teaching English. DOI: 10.4018/IJVPLE.2018070104, 2018.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ПРЕДИСЛОВИЕ | 5 |
| ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ | 12 |
| Чубик П.С. БОЛЬШИЕ ВЫЗОВЫ – ЭФФЕКТИВНЫЕ ОТВЕТЫ | 12 |
| Язиков Е.Г. САТПАЕВ К.И.: ПУТЬ ОТ ВЫПУСКНИКА ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ДО АКАДЕМИКА | 22 |
| Секция 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ | |
| Баттушиг Б. ЭЛЕМЕНТЫ-ПРИМЕСИ УГЛЯХ МОНГОЛИИ | 25 |
| Баттушиг Б. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ УГОЛЬНЫХ БАССЕЙНОВ ЮЖНО-ГОБИЙСКОЙ ПРОВИНЦИИ МОНГОЛИИ И СОДЕРЖАНИЕ В НИХ РЕДКИХ ЭЛЕМЕНТОВ | 27 |
| Вергунов А.В. РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ В ТОНШТЕЙНАХ МИНУСИНСКОГО БАССЕЙНА КАК КРИТЕРИЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА ИСХОДНОЙ ВУЛКАНОГЕННОЙ ПИРОКЛАСТИКИ | 29 |
| Вильгельм Е.А. ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНАЯ ПОЗИЦИЯ И ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ЗОЛОТО-СЕРЕБРЯННЫХ РУД ВЕРХНЕ-БРЯНТИНСКОГО РУДНОГО УЗЛА (АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ) | 30 |
| Водина Е.С. ГЕОХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ СТРАТИФИЦИРОВАННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОЗЕРА ПЕСЧАНОЕ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ АМУРО-ЗЕЙСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ | 32 |
| Галатонова Я.А. ЦЕННЫЕ И ТОКСИЧНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ-ПРИМЕСИ В УГЛЯХ САХАЛИНСКОГО УГОЛЬНОГО БАССЕЙНА | 34 |
| Еремеева В.В. РЕДКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ В УГЛЯХ ПЛАСТА 16 БЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 36 |
| Кенесбаев Б.К. ОСОБЕННОСТИ ЛАМПРОФИРОВ АЛТАЕ-САЯНСКОГО РЕГИОНА | 38 |
| Кисленко А.Б. ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ КИМБЕРЛИТОВ ТРУБКИ АЙХАЛ (АЛАКИТ-МАРХИНСКОЕ КИМБЕРЛИТОВОЕ ПОЛЕ, РЕСПУБЛИКА САХА-ЯКУТИЯ) | 40 |
| Мендыгалиев А.А., Ерназарова Д.Т. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ИХ РЕШЕНИЕ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ВСКРЫТЫХ ЗАПАСОВ УРАНА ДЛЯ ИХ МНОГОЭТАЖНОЙ ОТРАБОТКИ СПОСОБОМ ПОДЗЕМНОГО СКВАЖИННОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНЫЙ МЫНКУДУК | 42 |
| Макаревич Т.Г. ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ КОР ВЫВЕТРИВАНИЯ В ПРЕДЕЛАХ РУДОПРОЯВЛЕНИЯ КОНТАКТ (РЕСПУБЛИКА ГАЙАНА) | 44 |
| Маусымбаева А.Д. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕЙ ШУБАРКОЛЯ В КАЧЕСТВЕ ВОССТАНОВИТЕЛЯ КРЕМНИЯ | 47 |
| Секция 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ | |
| Корнев А.И. АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПАРАМЕТРА РЕЖИМ РАБОТЫ ЗАЛЕЖИ, ПЕРСПЕКТИВА ЕГО ИЗУЧЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ | 49 |
| Аманов В.А. ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ СМЕСИ: ПАВ, СОДЫ И ПОЛИМЕРА | 52 |
| Аникин И.В. ОСОБЕННОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ | 53 |
| Балашов Д.А. ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО КОЭФФИЦИЕНТА ДИКСТРА-ПАРСОНСА ДЛЯ УЧЕТА ВЛИЯНИЯ ТРЕЦИНОВАТОСТИ В ДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ ПРИ ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ | 55 |
| Баскакова А.С., Филиппов К.А. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА ПО ТЕХНОЛОГИИ NIWAY НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ | 57 |
| Безуглов А.О., Соломатин В.П. ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ С ПОМОЩЬЮ ПОСТРОЕНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ | 59 |
| Богатырев Н.К. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТРЕХФАЗНОГО СЕПАРАТОРА НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ | 61 |
| Большунов А.В. АНАЛИЗ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ ДЕГРАДАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (УЭЦН) ПО ПАРАМЕТРАМ И ВЫЯВЛЕНИЕ МОДЕЛЕЙ ДЕГРАДАЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЭЦН | 62 |
| Большунов А.В. МАГНИТНО - АКУСТИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (УЭЦН) В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ФАКТОРАХ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ | 65 |
| Бондаренко Т.В. ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ | 67 |

| | |
|--|-----|
| Борисевич Ю.А., Томилов Г.В. ПРОБЛЕМА ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ | 69 |
| Бочкарев П.С. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАПСУЛИРОВАННЫХ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ | 70 |
| Вендина Д.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР | 72 |
| Волженна Д.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТЕКЛО-БАЗАЛЬТОВОЛОКОННЫХ ТРУБ В СИСТЕМЕ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ | 74 |
| Волков П.В. КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РАСЧЕТА УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ | 75 |
| Волков П.В. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СТЕПЕНИ ДИССОЦИАЦИИ ГИДРАТОВ НА ТЕПЛОВОЙ АЭРОМЕХАНИЧЕСКОЙ УСТАНОВКЕ | 77 |
| Гасанов Ф.А. ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ | 79 |
| Гасанов Ф.А. СПОСОБЫ БОРЬБЫ С АСПО НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ | 81 |
| Гасанов Ф.А., Вершкова Е.М. ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ | 83 |
| Гельман А.А., Ефремов А.С. ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ УЭЦН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ | 85 |
| Грицаев П.Д. ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ВЯЗКОУПРУГИХ СИСТЕМ ПРИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТКАХ ПЛАСТА | 87 |
| Гришаев В.Ю., Коротков Р.Н. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ В СКВАЖИНАХ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ | 89 |
| Демидов Н.Ю. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ УЭЦН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКОЙ ШАРНИРНОЙ МУФТЫ | 91 |
| Диденко В.П. О ГИДРОДИНАМИКЕ ВЯЗКОГО ПОТОКА В КРИВОЛИНЕЙНОЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ТРУБЕ | 92 |
| Донг Ван Хоанг, Воронько А.А., Нгуен Минь Хоа ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В ПРОЦЕССЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА | 94 |
| Доржиев С.А. АНАЛИЗ ЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕОДНОРОДНЫЕ НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ, ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЗАКАЧКИ | 96 |
| Ермеков Р.И. ВЛИЯНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЮ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРНОГО БЛОКА КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 98 |
| Жиров Г.М. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА (НА ПРИМЕРЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА) | 100 |
| Жукова К.С. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ОСВОЕНИИ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН | 102 |
| Зинченко М.М. АНАЛИЗ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА | 104 |
| Зипир В.Г. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА | 105 |
| Зырянов М.С., Фомичев Е.В. ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РАЗДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ | 107 |
| Ильгеев М.С. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ С ЦЕЛЬЮ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ | 109 |
| Иссах Х. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПАРОТЕПЛОВЫМ МЕТОДОМ | 111 |
| Капин Н.А. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ НА ЛОР-ЕГАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО) | 113 |
| Каравский Д.В., Полянский В.А. СОЗДАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ СЕКТОРА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ | 114 |
| Каскырбаев Б.К., Ножкин В.М. РАЗРАБОТКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРИ ПОМОЩИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА | 117 |
| Квинт Д.И. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКИМ ГАЗСОДЕРЖАНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ | 119 |
| Кегелик А.А. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ РАБОТЫ И УГЛА УСТАНОВКИ ДИФFUЗОРА НА КОЛЕБАНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ | 121 |
| Классен В.В. СОВРЕМЕННЫЙ ОПЫТ И РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТЕРРИГЕННОГО ПЛАСТА КИСЛОТНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ | 123 |
| Кондратьев Д.А. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ВЫНОСЯЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ | 125 |

| | |
|--|-----|
| Коновалов А.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ..... | 127 |
| Кундич Д.Д., Казак Д.В. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ..... | 130 |
| Курилович Р.О., Бурсаев Д.В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА КАРБНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ..... | 132 |
| Курмель Р.С. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЗАЩИТЫ УСТАНОВОК ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ОТ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ..... | 133 |
| Кухаренко Е.И. ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ..... | 135 |
| Ле Т.Ш. ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ БЕСКИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ В ТЕРРЕГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО»..... | 137 |
| Мансуров Т.Т., Бочаров Е.О. ПРИМЕНИМОСТЬ УСТОЯВШИХСЯ ЭМПИРИЧЕСКИХ ПРАВИЛ В СОВРЕМЕННОЙ ПАРАДИГМЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС..... | 139 |
| Милюке Д.С. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ..... | 141 |
| Нажису, Цао Яньцзюнь ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЛИМЕРНОГО ГЕЛЯ ДЛЯ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ И МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ..... | 142 |
| Насибуллин Э.И., Воронин Д.О., Хомяков И.С. КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ..... | 144 |
| Нгуен Тинь Куанг Дат АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДРАКОН..... | 145 |
| Немцев М.Н. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АНТИТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА..... | 147 |
| Никонов А.А., Синябрюхов К.В. ПОСТРОЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ МЕТОДОМ СЕКТОРНОГО МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Z»..... | 149 |
| Ножкин В.М., Каскырбаев Б.К. АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X..... | 151 |
| Огай В.А., Портнягин Н.Е., Воропаев А.А. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПЛУНЖЕРНОГО ЛИФТА ДЛЯ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ И САМОЗАДАВЛИВАНИЕМ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН..... | 154 |
| Огай В.А., Портнягин Н.Е., Воропаев А.А. ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ КОНДЕНСАЦИОННОЙ И ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН..... | 156 |
| Патракеев В.О., Городилов Д.А. ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ НА ШЕЛЬФЕ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ..... | 158 |
| Присмотров К.В. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ №1043 СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 160 |
| Резван В.В. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ НА УРЕНГОЙСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)..... | 162 |
| Резван В.В., Самарин А.А. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛООВОГО РАСЧЕТА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PIPERMODEL..... | 164 |
| Рябов А.Д. СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ОБРАЗОВАНИЮ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ: ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ..... | 166 |
| Рябокоть Е.П. К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАВЛОВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 168 |
| Серебрянников А.А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ, ВСКРЫВАЮЩИХ ПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ..... | 170 |
| Син Д.Ч., Пастухов А.Н. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ FRAC&PACK НА МЕСТОРОЖДЕНИИ “X” О. САХАЛИН..... | 171 |
| Син Д.Ч., Пастухов А.Н. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ ЖИДКОГО СТЕКЛА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «S» О. САХАЛИН..... | 172 |
| Синябрюхов К.В., В.П. Соломатин В.Н. ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ..... | 173 |
| Смагин Т.И., Емельянов Е.Е. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД..... | 175 |
| Соломатин В.П. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОРБЕНТОВ И ДИСПЕРГЕНТОВ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ..... | 177 |
| Степанцова К.А., Чуйкина Д.И. ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА НЕФТЕЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ..... | 179 |

| | |
|--|-----|
| Субботина М.В., Мазурова А.С., Горшков А.М., Хомяков И.С. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ..... | 181 |
| Сурженко Д.В. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СВЕРХЗВУКОВЫХ СЕПАРАТОРОВ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ..... | 183 |
| Тачева С.С. ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТУРКМЕНИСТАНА..... | 184 |
| Трушко А.С., Синебрюхов К.В. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ..... | 186 |
| Тютнев К.В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ СВЕРХЛЕГКОГО ПРОППАНТА И С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ..... | 187 |
| Тютнев К.В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ ОПЕРАЦИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ..... | 189 |
| Уразов Э.В. РАЗРАБОТКА ЭКСПРЕСС-МЕТОДА КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ..... | 190 |
| Усенко Ю.А., Зюзиков С.А. ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ..... | 191 |
| Фёдоров А.В., Шаров И.В. КЛАССИФИКАЦИЯ МОГОВТВОЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ПО НОМЕНКЛАТУРЕ TALM..... | 193 |
| Харьковская Н.С. АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ УЭЦН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X..... | 196 |
| Хомяков И.С., Воронин Д.О., Насибуллин Э.И. ВЛИЯНИЕ ПРОМОТИРУЮЩИХ ДОБАВОК МИКРОРАЗМЕРНЫХ ПОРОШКОВ ОКСИДОВ МЕТАЛЛОВ НА ПОЛУЧЕНИЕ АРОМАТИЧЕСКИХ, И-ПАРАФИНОВЫХ И НАФТЕНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ..... | 198 |
| Хрящев М.А. СТЕПЕНЬ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ..... | 200 |
| Цивелев К.В. ВЛИЯНИЕ ПЕРЕОРИЕНТАЦИИ АЗИМУТА ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН..... | 201 |
| Чемякин А.С., Сидоренко А.В., Кустубаев А.А. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ НА ТЕМПЕРАТУРНО-ВЯЗКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ ЮЖНО-МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)..... | 202 |
| Ченский Е.О., Карапузов И.А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ БЕЗРАЗМЕРНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)..... | 204 |
| Чермошеничев В.С. РЕКУЛЬТИВИРОВАНИЕ ЗЕМЕЛЬ ПРИ ВЕДЕНИИ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 206 |
| Чернова У.В., Шолитодов М.Р., Умаралиева Т.Р. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКИ ЭВОЛЮЦИОНИРУЮЩИХ СИСТЕМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ..... | 208 |
| Черноусов Е.Д. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СО СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ ПОРОДАМИ..... | 210 |
| Шакиров В.А. ЧИСЛЕННАЯ МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ..... | 212 |
| Шефер Е.А. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ОТ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПРОБОК..... | 213 |

Секция 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

| | |
|---|-----|
| Стрижак П.А. ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ..... | 217 |
| Александров М.С. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ..... | 218 |
| Виноградов А.С., Н.М. Космынина АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТОМЬ–УСИНСКОЙ ГРЭС..... | 220 |
| Воронцов Д.В., Шушпанов И.Н. МОДЕРНИЗАЦИЯ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕПРОВОДОВ..... | 222 |
| Ворошилов С.С., Космынина Н.М. ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ..... | 224 |
| Гаврилов И.Е. АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ..... | 226 |
| Гончаренко А.М., Космынина Н.М. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ КАЗАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 228 |
| Киньшин А.И., Космынина Н.М. АНАЛИЗ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС..... | 230 |
| Киньшин А.И. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС..... | 232 |

| | |
|---|-----|
| Кириллов А.М. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК | 234 |
| Малькова Я.Ю., Уфа Р.А., Рубан Н.Ю. ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА С ДВОЙНЫМ ПИТАНИЕМ ДЛЯ ЗАДАЧ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА РЕЖИМ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ..... | 236 |
| Мальцев А.П., Рудник В.Е., Уфа Р.А. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ВКЛЮЧЕНИЯ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ РАЗДЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ ЧАСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ | 238 |
| Мясица М.А., Космынина Н.М. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЗАГОРСКОЙ ГАЭС | 240 |
| Новиков К.В., Космынина Н.М. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА ГП 1В "ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ"..... | 242 |
| Перескокова В.С., Космынина Н.М. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО СПРАВОЧНИКА ПО ОСНОВНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ..... | 244 |
| Плешков П.А., Космынина Н.М. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЗАРИНСКОЙ ТЭЦ..... | 246 |
| Разживин И.А., Рудник В.Е., Рубан Н.Ю. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК 1-ГО И 2-ГО ТИПОВ НА РЕЖИМ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ..... | 248 |
| Расписенко П.К. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЗАРИНСКОЙ ТЭЦ | 250 |
| Рудник В.Е., Малькова Я.Ю., Андреев М.В. АНАЛИЗ АВАРИЙНОГО ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ «СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО» НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 252 |
| Рудник В.Е., Малькова Я.Ю., Уфа Р.А. ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ «СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО» НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 254 |
| Ткаченко П.П. ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТОНКОРАСПЫЛЕННЫХ ВОДО-УГОЛЬНЫХ АЭРОЗОЛЕЙ | 256 |
| Чурбакова Т.Н., Рудник В.Е., Уфа Р.А., Андреев М.В. БЕСПЕРЕБОЙНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ | 258 |

Секция 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

| | |
|--|-----|
| Ерофеев В.И. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ..... | 260 |
| Воронин М.А., Свириденко Н.Н., Головкин А.К. ДЕСТРУКЦИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН..... | 262 |
| Величкина Л.В. ОБЖИГ ЗАУГЛЕРОЖЕННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ОКСИДАМИ ВИСМУТА И ОЛОВА | 264 |
| Восмериков А.А., Восмерикова Л.Н. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ ZN-АЛЮМОСИЛИКАТА В ПРОЦЕССЕ АРОМАТИЗАЦИИ ПРОПАНА | 266 |
| Гончаров А.В., Кривцов Е.Б., Головкин А.К. ТЕРМИЧЕСКАЯ СТАБИЛЬНОСТЬ КОМПОНЕНТОВ ГУДРОНОВ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА..... | 267 |
| Данилова Е.Е. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО СИНТЕЗИРОВАНИЮ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ..... | 270 |
| Джалилова С.Н. КИСЛОТНЫЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЛИЙСОДЕРЖАЩЕГО ЦЕОЛИТА В ПРОЦЕССЕ АРОМАТИЗАЦИИ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ..... | 272 |
| Джалилова С.Н., Ерофеев М.В., Рипенко В.С. КОНВЕРСИЯ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ В АРЕНУ НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ И АКТИВИРОВАННЫХ ПЛАЗМОЙ | 274 |
| Жарнов К.Н., Степанов А.А., Восмериков А.В. ИССЛЕДОВАНИЕ АКТИВНОСТИ МЕТАЛЛСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ ЦЕОЛИТОВ С МЕЗАПОРИСТОЙ СТРУКТУРОЙ В ПРОЦЕССЕ НЕОКСИЛИТЕЛЬНОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА | 276 |
| Зайкова А.Г. СИНТЕЗ АНГИДРИДА БИЦИКЛО[2.2.1]ГЕПТ-2-ЕН-ЭНДО,ЭНДО-5,6-ДИКАРБОНОВОЙ КИСЛОТЫ..... | 278 |
| Калинина Т.В., Волкова Г.И. ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АСФАЛЬТЕНОВ ПОД ДЕЙСТВИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ПОЛЯ | 280 |
| Масленко М.М. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ОСУШКИ ГАЗА НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ | 282 |
| Маркова А.А., Восмериков А.А., Восмериков А.В. ПОЛУЧЕНИЕ ОЛЕФИНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПРОПАНА НА ВЫСОКОКРЕМНЕЗЕМНЫХ ЦЕОЛИТАХ | 284 |
| Морозова А.В., Волкова Г.И. ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ СМОЛ НА КРИСТАЛЛИЗАЦИЮ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ | 286 |
| Мулява Е.В. АНАЛИЗ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 288 |
| Нажису, Фу Цзушэнь, Ерофеев В.И. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ И АДСОРБЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РАСТВОРОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ | 290 |
| Нальгиева Х.В., Морозов М.А., Восмериков А.В. КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ МОДИФИЦИРОВАННЫЕ ПОЛИОКСОМЕТАЛЛАТНЫМИ СОЕДИНЕНИЯМИ МОЛИБДЕНА ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ | 292 |

| | |
|---|-----|
| Пивовар В.А., Попок Е.В. ЗАВИСИМОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМОВ ИЗМЕЛЬЧЕНИЯ СТРУЖКИ ВК6 НА КАЧЕСТВЕННЫЙ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ПРОДУКТОВ СИНТЕЗА ФИШЕРА-ТРОПША | 294 |
| Покрова С.Е. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ПОМОЩЬЮ ГЛИКОЛЕЙ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КРАЙНЕГО СЕВЕРА | 296 |
| Пылев В.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА ДЛЯ СИНТЕЗА 5-НОРБОРНЕН-2, 3-ДИКАРБОКСИМИДА N-ЭТИЛАЦЕТАТА | 298 |
| Солдаева А.А., Свириденко Н.Н., Головкин А.К. ВЛИЯНИЕ МОДИФИКАТОРА НАНЕСЕННОГО НА АМОРФНЫЙ АЛЮМОСИЛИКАТ НА ТРАНСФОРМАЦИЮ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ..... | 299 |
| Тулупов А.Е., Киселев Е.В., Зырянов М.С. ОЧИСТКА ВОДЫ ОТ ИОНОВ ИОДА ПРИРОДНЫМИ СОРБЕНТАМИ..... | 301 |
| Упыренко Е.В., Морозова А.В., Волкова Г.И. ВЛИЯНИЕ СПИРТО-БЕНЗОЛЬНЫХ СМОЛ И УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА СВОЙСТВА РАСТВОРА НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА В ДЕКАНЕ | 302 |
| Чувашов К.К., Морозов М.А., Восмериков А.В. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИОКСОМЕТАЛЛАТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ МОЛИБДЕНА В ПРОЦЕССЕ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОГО ОСТАТОЧНОГО СЫРЬЯ | 305 |
| Шаповалова М.А., Морозова А.В., Волкова Г.И. СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ НЕФТЕПОДОБНЫХ СИСТЕМ ПОД ДЕЙСТВИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ПОЛЯ | 307 |
| Щелконогов В.С. ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ И ДЕФОРМАТИВНОСТИ ГАЗОСЕПАРАТОРА ГС-1-8,8-800-2 В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS | 309 |

ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

| | |
|---|-----|
| Белинская Н.С. НОВЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ДЕСТРУКТИВНЫХ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ АТМОСФЕРНОГО И ВАКУУМНОГО ГАЗОИЛЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В НИЗКОЗАСТЫВАЮЩИЕ МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА ЗИМНИХ И АРКТИЧЕСКИХ МАРОК | 311 |
| Алтынов А.А., Богданов И.А., Киргина М.В. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ЦЕОФОРМИНГ НА УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ ПОЛУЧАЕМЫХ ПРОДУКТОВ | 314 |
| Аркенова С.Б., Небогина Н.А. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ПРИСАДКИ | 315 |
| Арышева А.Д. СТРУКТУРА АСФАЛЬТЕНОВ МАЗУТА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ | 317 |
| Баклашкина К.А. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ОБЕССЕРИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА | 318 |
| Беккер А.В., Нурмаканова А.Е., Долганова И.О. МОНИТОРИНГ РАБОТЫ УСТАНОВКИ АЛКИЛИРОВАНИЯ ИЗОБУТАНА ОЛЕФИНАМИ | 320 |
| Бердникова А.А., Машнич В.В., Майлин М.В. ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ МЕТОДАМИ ХРОМАТОГРАФИИ И ИК-СПЕКТРОСКОПИИ | 322 |
| Богданов И.А., Алтынов А.А., Киргина М.В. О ВЛИЯНИИ ГРУППОВОГО СОСТАВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК..... | 324 |
| Бунаев А.А., Долганова И.О. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ АЛКИЛИРОВАНИЯ И СУЛЬФИРОВАНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ АБСК | 326 |
| Быкова В.В., Торчакова О.М. ПРОИЗВОДСТВО ЗИМНЕГО И АРКТИЧЕСКОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ..... | 328 |
| Данилова Е.Е. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО СИНТЕЗИРОВАНИЮ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ..... | 330 |
| Зайцев А.С., Егоров Р.И. МЕЛКОДИСПЕРСНОЕ РАСПЫЛЕНИЕ ВОДО-УГОЛЬНЫХ ТОПЛИВ МОЩНЫМИ ЛАЗЕРНЫМИ ИМПУЛЬСАМИ..... | 331 |
| Копычева У.Н. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ИЗОМЕРИЗАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ | 333 |
| Коткова Е.П., Кривцова Н.И., Францина Е.В. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПУТЕМ УЧЕТА ДЕЗАКТИВАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА. | 335 |
| Логачева Д.Н., Стреляев А.Д., Шатова Е.Н., Кривцова К.Б. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ НА ПЕРЕРАБОТКУ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ..... | 337 |
| Луценко А.С., Белинская Н.С., Францина Е.В. ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ УСТАНОВКИ ГИДРОДЕПАРАФИНИЗАЦИИ АО «АНПЗ» С ПОМОЩЬЮ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА..... | 339 |
| Малецкий В.Ю., Долганов И.М., Долганова И.О. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОМПАУНДИРОВАНИЯ БЕНЗИНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ «COMPOUNDING»..... | 341 |
| Маужигунова Е.Н., Белинская Н.С., Белозерцева Н.Е. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА. | 342 |
| Мордвинова Ю.Н., Лоскутова Ю.В. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ..... | 344 |

| | |
|--|-----|
| Морозова Я.П., Багдасарян Н.С., Богданов И.А. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРЯМОГОННЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ В КАЧЕСТВЕ ТОВАРНЫХ ПРОДУКТОВ..... | 346 |
| Никонова Н.П., Богданов И.А. ИЗУЧЕНИЕ ГРУППОВОГО И СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА ПРЯМОГОННЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ..... | 347 |
| Никонова Н.П., Богданов И.А. ИЗУЧЕНИЕ ГРУППОВОГО И СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА ПРЯМОГОННЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ..... | 347 |
| Никонова Н.П., Богданов И.А. СИНТЕЗ ЭМУЛЬГАТОРОВ НА ОСНОВЕ ОЛЕИНОВОЙ КИСЛОТЫ..... | 349 |
| Орешина А.А., Назарова Г.Ю. ИССЛЕДОВАНИЕ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ КРЕКИНГА ВАКУУМНЫХ ДИСТИЛЛЯТОВ..... | 351 |
| Пасюкова М.А., Солопова А.А., Долганова И.О. ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА СИНТЕТИЧЕСКИХ МОЮЩИХ СРЕДСТВ НА ОСНОВЕ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ..... | 353 |
| Орлова А.М. ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕЙСТВИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПРИСАДОК К ДИЗЕЛЬНЫМ ТОПЛИВАМ..... | 355 |
| Петров А.В., Коваленко Е.Ю., Гринько А.А. СОСТАВ СОЕДИНЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ ЧЕРЕЗ СУЛЬФИДНЫЕ МОСТИКИ В МОЛЕКУЛАХ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ БИТУМОИДА ДМИТРИЕВСКОГО ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА..... | 356 |
| Пушнов Б.В. РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ОЧИСТКИ ОТРАБОТАННОГО ТРИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 358 |
| Пушнов Б.В., Долганов И.М. АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОСБОРНЫХ ШЛЕЙФАХ ТАГУЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 360 |
| Радченко Н.Д., Карпова А.М. МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕТОНАЦИОННЫХ СВОЙСТВ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ..... | 361 |
| Саврасова Е.А., Литвинцев И.В. ВЛИЯНИЕ ПРИСАДКИ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МОДЕЛЬНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ..... | 363 |
| Сбитнев И.Н., Савичева С.О., Ляшко И.А. МОДИФИКАЦИЯ АТАКТИЧЕСКОГО ПОЛИПРОПИЛЕНА ОКИСЛЕНИЕМ..... | 365 |
| Солопова А.А., Долганов И.М., Пасюкова М.А. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕРЕРАБОТКИ ПРОДУКТОВ АЛКИЛИРОВАНИЯ..... | 367 |
| Соснина Д.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ..... | 369 |
| Стреляев А.Д., Зырянова П.И., Кривцова К.Б. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРОЦЕССОВ ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ..... | 371 |
| Сычева А.А., Майлин М.В., Францина Е.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА И СТРУКТУРЫ УГЛЕВОДОРОДОВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ, НА ЭНТАЛЬПИЮ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ..... | 373 |
| Темирболат А.М., Алтынов А.А. ИЗУЧЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА..... | 375 |
| Хачковский А.В. ПОЛИМЕТИЛМЕТАКРИЛАТНЫЙ ОПТОД ДЛЯ ТВЕРДОФАЗНО-СПЕКТРОФОТОМЕТРИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ..... | 376 |

Секция 14. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

| | |
|---|-----|
| Саркисов Ю.С. НЕТРАДИЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ВТОРИЧНОГО СИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ..... | 379 |
| Галеев В.Р. ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВЫХ ШЛАМОВ В ИЗГОТОВЛЕНИИ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ..... | 381 |
| Дмитриева Е.А. ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ КОМПОНЕНТОВ..... | 383 |
| Заикин В.А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ СВОБОДНОГО ОКСИДА КАЛЬЦИЯ В ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛАХ СЕВЕРСКОЙ И ЖЕЛЕЗНОГОРСКОЙ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ УСКОРЕННЫМ МЕТОДОМ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ ПРИМЕНЕНИИ..... | 385 |
| Левченко А.А., Сунчугашева Е.А., Ушаков А.Г. РАЗРАБОТКА МАГНИТОУПРАВЛЯЕМЫХ УГЛЕРОДНЫХ НЕФТЕСОСОРБЕНТОВ С МАГНЕТИТОВЫМ ЯДРОМ..... | 386 |
| Лисейцев Ю.Л., Федюк Р.С., Тимохин Р.А. ПРИРОДНОЕ СЫРЬЕ ПРИМОРСКОГО КРАЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ БЕТОНОВ..... | 388 |
| Махмудов Б.М. ИССЛЕДОВАНИЕ ИСХОДНЫХ СЫРЬЕВЫХ МАТЕРИАЛОВ..... | 390 |
| Махмудова Н.А., Бабакулова Н.Б., Бабакулов М.Ф. ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК НА СВОЙСТВА ГИПСОВОГО ВЯЖУЩЕГО..... | 392 |
| Махмудова Н.А., Турсунов Б.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ГИПСОВОГО ВЯЖУЩЕГО..... | 393 |
| Маусымбаева А.Д. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕЙ ШУБАРКОЛЯ В КАЧЕСТВЕ ВОССТАНОВИТЕЛЯ КРЕМНИЯ..... | 395 |
| Мухамедбаева М.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ХВОСТОВ ОБОГАЩЕНИЯ ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ В ПРОИЗВОДСТВЕ ЦЕМЕНТОВ..... | 397 |

| | |
|---|-----|
| Сараев Г.И., Шевцова В.В. ГРАНУЛЯЦИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ С ЦЕЛЬЮ ПОСЛЕДУЮЩЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В КАЧЕСТВЕ ВТОРИЧНОГО СЫРЬЯ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ..... | 399 |
| Семенова В.И. ПОЛУЧЕНИЕ ПОРИСТОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ОТХОДА ПОЛУПРОВОДНИКОВОГО ПРОИЗВОДСТВА..... | 401 |
| Сергеев Н.П., Старикова Ю.А., Пашенко Н.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРОЧНОСТИ АЛЮМОСИЛИКАТНОЙ КЕРАМИКИ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ | 403 |
| Сидорович А.С. О ПРИМЕНЕНИИ БАКТЕРИАЛЬНЫХ МЕТОДОВ В ПРОЦЕССАХ ПЕРЕРАБОТКИ ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ..... | 405 |
| Тауккина Д.А. ВЛИЯНИЕ ВСКРЫШНОЙ ОПОКИ НА ФОРМИРОВАНИЕ СТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ГРАНУЛ..... | 406 |
| Халатов А.А., Попова А.Е., Кабанова В.В. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ МИКРОСФЕР НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА | 408 |
| Черепова А.Е., Ушаков А.Г. ИЗВЛЕЧЕНИЕ МАГНЕТИТА ИЗ ОТРАБОТАННЫХ МАГНИТНЫХ СОРБЕНТОВ | 410 |
| Шарафеев Ш.М., Черникова Д.В., Старостин Н.М. АКТИВАЦИЯ ПРОЦЕССОВ СПЕКАНИЯ МАГНЕЗИАЛЬНО-СИЛИКАТНОЙ КЕРАМИКИ НА ОСНОВЕ СЕРПЕНТИНИТОВЫХ ПОРОД..... | 412 |
| Шарафеев Ш.М. ВАНАДИЙЦИРКОНОВЫЕ ПИГМЕНТЫ НА ОСНОВЕ АКТИВИРОВАННОГО ПРИРОДНОГО ЦИРКОНА..... | 414 |
| Штумпф А.Э. ОЦЕНКА ПРИГОДНОСТИ ГЛИНЫ ЕВСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА КЕРАМИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ..... | 417 |

Секция 15. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

| | |
|--|-----|
| Алтай Е.К., Епихин А.В. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ СОЛЯНЫХ РАСТВОРОВ НА ИЗМЕНЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ОБРАЗЦОВ ЭЛАСТОМЕРА К МЕХАНИЧЕСКОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ..... | 419 |
| Антипьев В.В., Епихин А.В. РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИМИТАЦИИ ИЗНОСА РЕЗИНЫ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ В ЗАЙБОЙНЫХ УСЛОВИЯХ..... | 421 |
| Афанасьев В.С., Братинков В.В. СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ИСКРИВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ОТКЛОНИТЕЛЕМ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ ТЗ-3 | 424 |
| Афанасьев И.В. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ОБЛЕГЧЕННОГО ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ | 426 |
| Ануфриев Н.В., Бурцев С.А. ЖЕЛОНКА ДЛЯ ОЧИСТКИ АБИССИНСКОЙ СКВАЖИНЫ..... | 427 |
| Власов М.С. АНАЛИЗ РАЗДВИЖНЫХ ЦЕНТРАТОРОВ | 429 |
| Вяльшин Д.Р., Рябова А.А. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕРАКТИВНОГО АНАЛИЗА БУРЕНИЯ, КАК ЧАСТИ СИСТЕМЫ «УМНЫЙ РУДНИК» | 434 |
| Головченко А.Е. РАЗРАБОТКА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ УДАРНО – ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ..... | 436 |
| Губарев М.И. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ ГИДРОРАЗРЫВА НА ОСНОВЕ ГУАРОВОЙ КАМЕДИ | 438 |
| Домрачев М.Е., Марванов М.М., Сорокин А.С. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОРОШКОВЫХ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНЫХ ГРУПП ЦЕОЛИТОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН..... | 440 |
| Есипенко И.М., Федоров А.В., Епихин А.В. РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ РАСТВОРА ХЛОРИСТЫХ СОЛЕЙ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЕГО РЕСУРСА..... | 442 |
| Кокорев О.Н., Акинфиев Н.Н., Спешиллов С.Л. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА РЕАГЕНТНОЙ ОБРАБОТКИ С ЦЕЛЬЮ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПГЗ ЖРО ФИЛИАЛА «СЕВЕРСКИЙ» ФГУП «НО РАО» | 445 |
| Комаровский И.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЪЕМНОГО СНАРЯДА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ БУРЕНИЯ..... | 447 |
| Королев А.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДИФИЦИРОВАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПРОМЫВЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ СКОРОСТИ РАСТВОРЕНИЯ | 449 |
| Кусиев И.М. АНАЛИЗ ПРОЧНОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ..... | 451 |
| Липин Д.Е. КЛАССИФИКАЦИЯ САМООРИЕНТАТОРОВ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН | 453 |
| Лысаков Д.В. МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ..... | 455 |
| Павельева О.Н. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ..... | 457 |
| Павельева О.Н. МЕТОДЫ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ | 458 |
| Попова М.С., Парахонько Е.В. РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ С ВРАЩАЮЩИМИСЯ РЕЗЦАМИ PDC | 459 |

| | |
|--|-----|
| Попов М.С. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ | 461 |
| Тихонов А.С. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН | 462 |
| Черкасов А.А., Реус П.В. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА СТАЦИОНАРНЫХ КЛИНЬЕВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ | 465 |
| Щербаков Р.Э. ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ОБРАЗЦОВ ЭЛАСТОМЕРА ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ИМИТАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ | 466 |

Секция 16. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

| | |
|---|-----|
| Айтпаева А.Р. МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫБРОСООПАСНОЙ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ ЗОНЫ | 469 |
| Баранов А.А. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВИНТОВЫХ И ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ | 471 |
| Боюн И.С. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВИНТОВЫХ И ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ | 473 |
| Бучнев И.А. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЗАКЛАДОЧНЫХ РАБОТ ДЛЯ УСЛОВИЙ АО «САФЬЯНОВСКАЯ МЕДЬ» | 474 |
| Вакуров А.А., Манабаев К.К. ОЦЕНКА УСТАЛОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ КАНАТНОГО ВИБРОИЗОЛЯТОРА | 476 |
| Васильев М.А., Михеев Т.А., Беляев Д.В., Нефедова И.Н., Алиев Ф.Р. ОБЗОР И АНАЛИЗ ПЕРЕДАЧ С ЗАЦЕПЛЕНИЕМ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ТЕЛ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ | 479 |
| Дубровский Д.Д. РАСЧЕТ ФЛАНЦЕВЫХ БОЛТОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ | 481 |
| Ефимова А.А. ОТРАБОТКА МЕТОДИКИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАРНАЛЛИТА ПРИ ОБЪЕМНОМ СЖАТИИ | 483 |
| Зверев Д.И. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ТЕПЛОУТРАТЫ ГОРНОГО МАССИВА И ПОТЕРЬ ХОЛОДА В УСЛОВИЯХ ГРЕМЯЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ | 484 |
| Изерский А.В., Черватюк А.В. РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЧЕСКОГО АВТОБАЛАНСИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА АКТИВНОГО ТИПА | 486 |
| Кабдолова А.К. ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПОВТОРНОЙ РАЗРАБОТКЕ МЕЖДУКАМЕРНЫХ ЦЕЛИКОВ | 488 |
| Климов В.А. ИЗНОС ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ КОРПУСА ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЯ СКВАЖИН МНОГОХОДОВОГО | 491 |
| Колбасин Д.С. РАСЧЕТ НАГРУЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОГО ПЕРЕВОДНИКА ПП СВП 152/133 СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА В КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS | 493 |
| Куренков А.П. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЕМ СКОРОСТИ РАБОЧЕГО ПОТОКА ЖИДКОСТИ | 495 |
| Лазуркевич А.В. ВОЗМОЖНОСТИ И СФЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ РЕДУКТОРОВ НА БАЗЕ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ТЕЛ КАЧЕНИЯ | 497 |
| Макарычев Н.С., Николаев А.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ВОЗДУШНЫХ ПОТОКОВ В ПРОЦЕССАХ ПРОВЕТРИВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ПРОСТРАНСТВ | 499 |
| Мельнов К.В. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ | 501 |
| Моисеенко К.А. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СМАЗКИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НА КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ | 503 |
| Нестерова О.Е. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ МАРКШЕЙДЕРСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ВЕДЕНИЯ ГОРНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «НОВЫЙ СИБАЙ» | 505 |
| Никифоров Н.А., Алиев Ф.Р. ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА | 507 |
| Попов М.В. АНТИПОМПАЖНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ В ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРАХ | 509 |
| Рыбалкин Л.А., Шумская М.И. ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА МЕТОДАМИ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ И ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИИ | 511 |
| Сироткин А.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ОБОСНОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕШЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НЕРЕВЕРСИВНОЙ НАГРУЗКИ В ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРАХ | 513 |
| Суханов А.Е. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОГРУЗКИ КАЛИЙНОЙ РУДЫ ШНЕКАМИ КОМБАЙНОВ «УРАЛ-20Р» | 515 |
| Тютюков А.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ТОЧНОСТЬ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ БАЗОВЫХ GNSS-СТАНЦИЙ | 517 |
| Удовик А.К. МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦИКЛОННОГО ФИЛЬТРА ДЛЯ ОЧИСТКИ И УТИЛИЗАЦИИ КАНАЛИЗАЦИОННЫХ ВОД | 519 |

| | |
|--|-----|
| Федюк Р.С., Панарин И.И., Тимохин Р.А. ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРОДСКИХ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ..... | 521 |
| Фокин А.Б. О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНЕРЦИОННО-УДАРНОГО СПОСОБА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ДОБЫЧЕ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ..... | 523 |
| Хайруллин Р.Р. СТРОИТЕЛЬСТВО ПОМЕЩЕНИЙ МЕТОДОМ 3D-ПЕЧАТИ..... | 525 |
| Хорохордин И.С. ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ. ПОДЗЕМНЫЙ ШАРОВОЙ КРАН. УСТРОЙСТВО, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, СИСТЕМА СМАЗКИ..... | 526 |
| Чистогова В.А. УТОЧНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ КИНЕМАТИКИ ЛИТОСФЕРНЫХ ПЛИТ..... | 529 |
| Шарафутдинов Р.Р. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЦЕНКЕ ГАЗОНОСНОСТИ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРОД НА РУДНИКЕ ГРЕМЯЧИНСКОГО ГОКА..... | 531 |
| Шрайнер А.Э. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАГЛУШЕК ПРИ ДОБЫЧЕ УРАНА МЕТОДОМ СКВАЖИННОГО ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ..... | 532 |

Секция 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

| | |
|--|-----|
| Абдрасулов К.А., Терентьев Е.С. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ..... | 535 |
| Азизов Р.А. РАЗРАБОТКА МОБИЛЬНЫХ ПЛОТИН ДЛЯ ГИДРОИЗОЛЯЦИИ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ПРОВЕДЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ НА УЧАСТКАХ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА БОЛОТАХ III ТИПА..... | 536 |
| Волков А.Э., Марина А.А. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДА, ПОКРЫТОЙ ЖИДКОЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЕЙ, В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА..... | 538 |
| Данилов И.Е. УКРЕПЛЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ ГРУНТОВ МЕТОДОМ ПРИМЕНЕНИЯ СОСТАВОВ КРИОГЕЛЕЙ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА..... | 540 |
| Ибрагимов А.А. КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНЫЙ ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ КЛИНОВОЙ ЗАДВИЖКИ ЗКЛ2 100-16 В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS..... | 541 |
| Кашлач Е.С., Фуфаева М.С. МАТЕРИАЛ ДЛЯ РЕМОНТА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В СЕВЕРНЫХ РАЙОНАХ..... | 543 |
| Кузнецов А.А. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАСОСНЫМ АГРЕГАТОМ, МАКСИМИЗИРУЮЩАЯ КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ..... | 545 |
| Кундич Д.Д., Казак Д.В. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ..... | 547 |
| Ле Тхи Тху Тхуи НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА, ПРОЛОЖЕННОГО В КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ..... | 549 |
| Макаров С.Э., Беккер А.В. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОПОРШНЕВЫХ И ГАЗОТУРБИННЫХ ПРИВОДОВ ДЛЯ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ..... | 551 |
| Нечаев Д.А. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ТЕХНИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ С ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ..... | 553 |
| Павлов Р.М. АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ НА НИХ НАГРУЗКИ..... | 554 |
| Рыбин А.С. ПОВЫШЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ..... | 556 |
| Семченко Д.В. ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НАБИЛЬ..... | 559 |
| Стрюк С.О. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРУБ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ..... | 561 |
| Терентьев Е.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕПЛООБМЕНА ТРУБОПРОВОДА С МЕРЗЛЫМ ГРУНТОМ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА..... | 563 |
| Фисенко В.А. ОСНАЩЕНИЕ РАБОЧИХ ОРГАНОВ СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕХНИКИ ДАТЧИКАМИ РАССТОЯНИЯ ДО ТРУБОПРОВОДА, С ЦЕЛЬЮ ИСКЛЮЧЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЗЕМЛЯНЫХ РАБОТ В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ..... | 565 |
| Фисенко В.А. ОЦЕНКА ДОПУСТИМОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ СВОБОДНОГО ПРОЛЕТА ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА НАПРЯЖЕННО – ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ..... | 567 |

Подсекция 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

| | |
|---|-----|
| Харламов С.Н., Kireitseu M. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА ТЕПЛА, МАССЫ И ИМПУЛЬСА В ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ..... | 570 |
|---|-----|

| | |
|---|-----|
| Васильев Е.П., Ткач М.О. ЭВОЛЮЦИЯ ПРОЦЕССОВ ГЕТЕРОГЕННЫХ ВЫБРОСОВ РАБОЧИХ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ АППАРАТОВ И УСТРОЙСТВ В АТМОСФЕРУ ЗЕМЛИ..... | 572 |
| Городилов Д.А. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ ПРИ ИМПЛОЗИОННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ | 574 |
| Диденко В.П. О ГИДРОДИНАМИКЕ ВЯЗКОГО ПОТОКА В КРИВОЛИНЕЙНОЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ТРУБЕ..... | 576 |
| Ефимов Д. В. ПРИМЕНЕНИЕ СПЛАЙН ИНТЕРПОЛИРОВАНИЯ В ВОПРОСАХ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ И ПРОЧНОСТНЫХ РАСЧЕТОВ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ..... | 578 |
| Жалсанов М.Ц., Кухаренко Е.И. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЯЮЩЕЙСЯ ЧАСТОТЫ ПОДВОДИМОГО ТОКА И НАЛИЧИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩЕГО СЛОЯ | 580 |
| Зварыгин А.С., Гончиков Д.Н. МАССОПЕРЕНОС МЕТАНА В АТМОСФЕРЕ ПРИ ВЫБРОСЕ ИЗ ЗОНЫ ПОВЫШЕННОГО ДАВЛЕНИЯ..... | 582 |
| Кегелик А.А. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ РАБОТЫ И УГЛА УСТАНОВКИ ДИФфуЗОРА НА КОЛЕБАНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ..... | 583 |
| Коротков Р.Н. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА..... | 585 |
| Кустубаев А.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА ПРИ ПОМОЩИ ДЭГА И ТЭГА. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БАРБОТАЖНОГО АБСОРБЕРА | 587 |
| Мамонтов И.К., Бочаров Е.О. СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЕГО СВОЙСТВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ RUBIS | 589 |
| Маношкин Н.С. ЭВОЛЮЦИЯ ПОТОКА В ТРУБОПРОВОДЕ В УСЛОВИЯХ ИНЕРЦИОННО-ВЯЗКОСТНОГО РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД..... | 591 |
| Насибуллин Э.И. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГИДРОДИНАМИКИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ТЕЧЕНИЕМ ОДНОФАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В ТРУБОПРОВОДАХ..... | 593 |
| Нечаев Д. А. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ АКВАТОРИИ | 595 |
| Николаев Е.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ЧИСЛА ЛЬЮИСА ДЛЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВЫХ СРЕД В ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ АППАРАТОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ..... | 597 |
| Патракеев В.О., Гаврилов И.Е. АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ ПО ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ..... | 598 |
| Резван В.В., Самарин А.А. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ RPEMODEL..... | 600 |
| Смагин Т. И., Александров М.С. ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА В РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЯХ..... | 602 |
| Сурженко Д.В., Тяп В.Д. ФИЛЬТРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ В ПЛАСТАХ-КОЛЛЕКТОРАХ..... | 605 |
| Терентьев Е.С. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА | 606 |
| Фатьянов Д.С. СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ И ПРОБЛЕМЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ВНУТРЕННИХ СЛОЖНЫХ ТЕЧЕНИЙ..... | 608 |

Секция 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

| | |
|---|-----|
| Шарф И.В. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВОСПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСОВ НЕФТИ В РЕГИОНАЛЬНОМ РАЗРЕЗЕ | 611 |
| Алексенцева А.С, Волкова Е.В. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ | 613 |
| Баскакова А. С. ЭКСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК НЕОТЪЕМЛЕМАЯ ЧАСТЬ ЭКОНОМИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ..... | 615 |
| Богатырев Н.К. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРЕХФАЗНОГО СЕПАРАТОРА НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТРОЖДЕНИИ | 617 |
| Боголюбова И.В. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ БИОМАССЫ | 619 |
| Гасанов Ф.А., Кегелик А.А. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ «НОВАТЭК»..... | 621 |
| Гончиков Д.Н., Зварыгин А.С. АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "СТИМУЛ - Т"..... | 622 |
| Городилов Д.А., Рябков Г.А. НАЛОГОВАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ДОБЫЧИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ | 624 |

| | |
|--|-----|
| Диденко В.П., Артемьев А.Е. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «МЕЛЛЯНЕФТЬ»..... | 626 |
| Емельянов Е.Е., Смагин Т. И. ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ ФАКТОРЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ | 628 |
| Жалсанов М.Ц., Мамонтов И.К. АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АМЕРИКАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ " PENN VIRGINIA CORPORATION " | 630 |
| Жиров Г.М. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА (НА ПРИМЕРЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА) | 632 |
| Закревская Н.В. ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ГИС ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ПАРТИЕЙ..... | 634 |
| Ибрагимов Э.И. ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В УПРАВЛЕНИИ ЧЕЛОВЕЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ | 637 |
| Казак Д.В. СПОСОБНОСТИ К АДАПТАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ КОРПОРАТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ..... | 638 |
| Кулакова М.Н., Кучерова В.М. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-СОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 640 |
| Кустубаев А.А., Чемякин А.С. НАЛОГОВАЯ НАГРУЗКА МЕЛКИХ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ..... | 642 |
| Кухаренко Е.И., Грицаев П.Д., Шарф И.В. АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА "ГАЗПРОМНЕФТЬ - НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ" | 643 |
| Курмель Р.С. НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ..... | 646 |
| Людкевич А.И., Репчук С.В. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ВАРИАНТА УТИЛИЗАЦИИ ПНГ С ПРОИЗВОДСТВОМ CO ₂ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X | 647 |
| Мансуров Т.Т., Сидоренко А.В. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ПРИМЕРЕ ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ»..... | 649 |
| Никонов А.А., Синябрюхов К.В. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ПОДБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ..... | 651 |
| Осипов О.С., Миронович И.В. АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИИ ADVANTAGE OIL & GAS LTD. | 653 |
| Полякова Н.И., Волженина Д.А. СТИМУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ..... | 654 |
| Попов С.А., Швайко А.В., Шайдулин В.Д. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННОНАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2600 МЕТРОВ НА ОЛЕНЬЕМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)..... | 656 |
| Резван В.В., Самарин А.А. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ЗАТРАТ НА ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМНЕФТЬ – НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»..... | 659 |
| Романюк В.Б. НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ..... | 661 |
| Серёдкина Д.А. ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ГИС НА ЗАПАДНО-КРАПИВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ | 662 |
| Соломатин В.П., Гришаев В.Ю. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ | 664 |
| Стретович А. Е. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ | 666 |
| Сурженко Д.В., Шарф И.В. АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ СЛАНЕФТЬ» | 669 |
| Тесленко Н.С. НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ В РФ..... | 671 |
| Федулаев М.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 672 |
| Фёдоров А.В., Шаров И.В. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОЙ УСТОЙЧИВОСТИ КОМПАНИИ, ЗАНИМАЮЩЕЙСЯ РАЗРАБОТКОЙ «СЛАНЦЕВЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЙ | 674 |
| Чермошенин В.С. РОЛЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В РАЗВИТИИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ..... | 676 |
| Чермошенин В.С. РЕКУЛЬТИВИРОВАНИЕ ЗЕМЕЛЬ ПРИ ВЕДЕНИИ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 678 |
| Хряшев М.А., Патракеев В.О. СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НОВАТЭК | 679 |
| Худяков Д.В., Романюк В.Б. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ КОМПЕТЕНТНОГО ПОДХОДА ОЦЕНКИ ПЕРСОНАЛА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ | 681 |
| Шепелин Е.М. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СПОСОБА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)..... | 683 |
| Шороховецкий С.Е. АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ АЛЬТЕРНАТИВ НА ОСНОВЕ ПОСТРОЕНИЯ СЕГМЕНТНОЙ КАРТЫ | 684 |

| | |
|--|------------|
| Шушиков А.А., Филиппов К.А. ПРОДЛЕНИЕ НАЛОГОВОГО МАНЁВРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ..... | 687 |
| Секция 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ) | |
| Balashov D.A. THE USE OF MODIFIED DYKSTRA-PARSONS COEFFICIENT TO ALLOW THE INFLUENCE OF NATURAL FRACTURING IN SIMULATION MODELS FOR THE OPTIMAL DEVELOPMENT STRATEGY SELECTION..... | 689 |
| Buchelnikov V.S. DYNAMICS OF PARTICLES ACCUMULATION NEAR TOMSKAYA GRES-2 ACCORDING TO SNOW LAYERS' ANALYSES..... | 691 |
| Dudkina A.A. VISUAL AND PHOTOMETRICAL TRACERS DETECTION OF RED COLOURANT IN OILFIELD WATER..... | 693 |
| Egorenko M.Y., Zabrodina I.K. CHEMICAL PROPERTIES OF CAFFEINE AND ITS USE IN COSTIC INDUSTRY..... | 695 |
| Ermolaev Ya., Dudkina A.A., Gavrilenko M.A. ORGANIC ACIDS SOLID PHASE EXTRACTION AS OIL TRACER AGENTS..... | 696 |
| Gasanov F. A. WATER CONTROL TECHNOLOGY FOR PRODUCTION WELLS..... | 697 |
| Mohamed M. Ghoneim, Panova E.G., Ahmed E. Abdel Gawad GEOCHEMICAL AND MINERALOGICAL FEATURES OF INTRUSIVE ROCKS, EL SELA AREA, EGYPT..... | 698 |
| Gorodilov D. A., Patraeev V.O., Vershkova E.M. PROBLEMS OF OIL PRODUCTION BY MEANS OF GAS HYDRATES ON THE SHELF OF THE BARENTS SEA..... | 699 |
| Grishaev V.Y. SEMI-EMPIRICAL THEORY OF TURBULENT TRANSPORT IN THE ATMOSPHERE..... | 701 |
| Kanaev I.S. FORMATION CLASSIFICATION BASED ON THE WELL LOGS DATA WITH THE USE OF MACHINE LEARNING..... | 703 |
| Karavsky D.V., Polyansky V.A. INTEGRATED ASSET MODELING AND DEVELOPMENT OPTIMIZATION OF A SECTOR OF OIL-GAS CONDENSATE FIELD X..... | 705 |
| Mansurov T.T., Bocharov E.O. THE APPLICABILITY OF ESTABLISHED RULES OF THUMB IN THE MODERN PARADIGM OF INTERPRETATION WELL TESTING..... | 706 |
| Mauzhigunova E.N., Belinskaya N.S. STUDYING THE PRESSURE INFLUENCE ON THE PROCESS OF DIESEL FUEL CATALYTIC DEWAXING..... | 708 |
| Morev V.A. THEORY AND PRACTICE OF MEASURING THE PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS OF ROCKS..... | 710 |
| Shaymaa Montaser AbdelRaheem Rezk, Mohamed Hassan Ali CHEMICAL SPECIATION OF HEAVY METALS OF QUATERNARY SEDIMENTS IN SOHAG GOVERNORATE, EGYPT..... | 711 |
| Pakhomova N.Yu. HERSTELLUNG VON PORTLANDZEMENT PCT I-G-CC-1 AUF DER BASIS VON PORTLANDZEMENTKLINERZUSAMMENSETZUNG UNTER DEN BEDINGUNGEN VON TOPKINSKY ZEMENT GMBH..... | 713 |
| Pasyukova M.A., Solopova A.A., Dolganova I.M. SIMULATION OF ALKYLATION PRODUCTS PROCESSING TO STUDY THE DURATION OF PERIOD BETWEEN REACTOR WASHINGS..... | 715 |
| Polyakova N.I., Shupikov A.A., Vershkova E.M. DEVELOPMENT OF HEAVY OIL AND BITUMEN FIELDS WITH DIFFICULT CONSTRUCTION WELLS..... | 716 |
| Prabowo I. FACIES ANALYSIS IN ATTAKA FIELD, KUTAI BASIN, EAST KALIMANTAN, INDONESIA..... | 718 |
| Prabowo I. FACIES AND MACERAL ANALYSIS FOR DETERMINE COAL DEPOSITIONAL ENVIRONMENT TANJUNG FORMATION, BARITO BASIN, SOUTH KALIMANTAN, INDONESIA..... | 720 |
| Protasova A.R. TECHNOLOGY OF OBJECT RECOGNITION SITUATION, BASED ON THE DATA OF AIR LASER SCANNING..... | 722 |
| Ruslanova K.R. ANALYSIS OF LANDSLIDE HAZARD IN THE SOUTH-EAST OF THE KYRGYZ REPUBLIC..... | 724 |
| Riabova S.A. MICROSEISMISCHE HINTERGRUNDREAKTION AUF PULSIERENDE VERÄNDERUNGEN DES ERDMAGNETFELDES..... | 726 |
| Saifullin A.A. ANALYSIS OF THE WELL WALLS STABILITY IN CONTROLLED DIRECTIONAL DRILLING..... | 728 |
| Sidorenko A.V., Kustubaev A.A. STUDY OF THE IMPACT OF INHIBITOR ON PARAFFIN CRYSTALLIZATION TO RHEOLOGICAL PROPERTIES OF CRUDE OIL..... | 729 |
| Sinebryukhov K.V., Solomatin V.P. HYDRAULIC FRACTURE CRACK REDEISTRIBUTION BY OPTIMIZATION OF THE RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM..... | 731 |
| Surzhenko D. V. CAPABILITIES OF APPLICATION OF SUPERSONIC SEPARATORS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY: REVIEW..... | 733 |
| Tran Thi Thu Hien, Tran Hung Manh ROCK SLOPE FAILURE BLOCKS IN 3B HIGHWAY, XUATHOA AREA, BACKAN PROVINCE, VIETNAM..... | 735 |
| Tran Thi Thu Hien DISTRIBUTION AND GEOTECHNICAL CHARACTERISTICS OF SOFT SOILS IN HANOI, VIETNAM..... | 737 |
| Vilgelm E.A. GEOLOGICAL AND STRUCTURAL CONDITIONS AND COMPOSITION OF THE GOLD-SILVER ORES OF THE UPPER BRYANTINSKY ORE CLUSTER..... | 739 |
| Volzenina D.A., Vershkova E.M. ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF BASALT FIBER PIPES IN THE SYSTEM OF OILFIELD PIPELINES..... | 741 |

| | |
|--|-----|
| Zaripova A.D SEDIMENTOLOGICAL MODEL OF THE LOWER MIDDLE JURASSIC DEPOSITS IN THE SOUTH-EAST OF WESTERN SIBERIA..... | 742 |
| Zipir V.G. INTEGRATED ASSET MODELING FOR OPTIMIZATION OF WESTERN SIBERIA GAS CONDENSATE FIELD PRODUCTION | 743 |

Подсекция 1 ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

| | |
|---|-----|
| Исаева И.Э. КАК СДЕЛАТЬ ОБРАЗОВАНИЕ ИНОСТРАННЫХ СТУДЕНТОВ В РОССИИ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫМ..... | 745 |
| Кузин М.Н., Болсуновская Л.М. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ В ЭПОХУ ГЛОБАЛИЗАЦИИ..... | 747 |
| Нурахметов Е.Е. РОЛЬ ЭЛЕКТРОННЫХ СЛОВАРЕЙ В ФОРМИРОВАНИИ У СТУДЕНТОВ НАВЫКОВ ПЕРЕВОДА ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕКСТОВ..... | 749 |
| Салманова Э.К. НРАВСТВЕННО-ЭСТЕТИЧЕСКИЕ ЦЕННОСТИ АНГЛОЯЗЫЧНОЙ ЛИТЕРАТУРНОЙ СКАЗКИ..... | 750 |
| Серкина Г.С. «НЕОПРЕДЕЛЕННАЯ ОПРЕДЕЛЕННОСТЬ»: ТРУДНОСТИ УПОТРЕБЛЕНИЯ АРТИКЛЯ THE В УСТНОЙ И ПИСЬМЕННОЙ РЕЧИ..... | 752 |
| Чурсин И.С. ИЛЛЮЗОРНАЯ АВТОРИТЕТНОСТЬ ИЛИ ЯЗЫКОВАЯ ОККУПАЦИЯ: АНГЛИЙСКИЕ ВАРВАРИЗМЫ В СОВРЕМЕННОМ РУССКОМ ЯЗЫКЕ..... | 753 |
| Arevalo Leon F.E. CITIZEN SCIENCE IN SMART CITIES | 755 |
| Budnitskaya A.S., Tikhonenko A.L. THE PROBLEM OF USING FOREIGN WORDS IN RUSSIAN LANGUAGE | 756 |
| Danilenko V.O., Kologrivov I.L. PHENOMEN OF CULTURE SHOCK AND WAYS OF ITS OVERCOMING..... | 758 |
| Efanova A.O., Zabrodina I.K. COMPARATIVE ANALYSIS OF TERMINOLOGY IN THE ENGLISH LANGUAGE (TAKEN FROM NEWSPAPER ARTICLES OF "CHEMICAL TECHNOLOGY")..... | 759 |
| Fomin A.A., Kargina P.S. THE INFLUENCE OF E.M. REMARQUE ON THE FORMATION OF INTERCULTURAL COMPETENCE | 760 |
| Gurenkova A.A., Zabrodina I.K. GERMAN AND ENGLISH LOANS AS A METHOD OF RUSSIAN NEOLOGISM FORMATION IN THE OIL AND GAS ENGINEERING..... | 762 |
| Kuzmenko A.S. PHRASAL VERBS AS A SIGNIFICANT PART OF ENGLISH VOCABULARY IN THE CONTEXT OF SUCCESSFUL IMPLEMENTATION OF COMMUNICATION..... | 763 |
| Leiba Y.V. THE ROLE OF AUTHENTICITY OF LITERARY WORK IN THE FORMATION OF CROSS-CULTURAL COMPETENCE OF "HOMELANDER" GENERATION..... | 765 |
| Moshkin D.A., Artemenko D.A. SPECIFIC CHARACTER OF CROSS-LINGUAL INTERACTION OF TPU STUDENTS AS REPRESENTATIVES OF "HOMELANDER" GENERATION..... | 767 |
| Nurmaganbetova K.A., Zabrodina I.K. ENGLISH AND RUSSIAN NEOLOGISMS IN THE OIL AND GAS ENGINEERING | 768 |
| Pavlov A.S. RECEPTION OF ENGLISH CULTURE AS A CONDITION OF DEVELOPMENT OF KEY COMPETENCES FOR TPU STUDENTS..... | 769 |
| Pavlova A.A., Zabrodina I.K. ENGLISH NEOLOGISM FORMATION METHODS ON THE EXAMPLE OF OIL AND GAS ENGINEERING TERMS | 770 |
| Petrova V.V. METAPHORICAL NOMINATION OF EQUIPMENT IN OIL AND GAS INDUSTRY | 772 |
| Portnyagin A.L. PECULIARITIES OF NOMINATION IN PETROLEUM INDUSTRY TERMS | 773 |
| Purlats E.A., Ekkert A.Y. ACADEMIC EXCHANGE AS PHENOMENON OF GLOBALIZATION IN PETROLEUM ENGINEERING EDUCATION (EVIDENCE FROM TPU)..... | 774 |
| Spiridonova I.A. FALSE COGNATES IN ENGLISH TECHNICAL TEXTS..... | 777 |
| Tsvinger V.A. THE STUDY OF FOLKLORE IN THE PROCESS OF CROSS-CULTURAL COMPETENCE DEVELOPMENT..... | 778 |
| Ulaeva S.S. SOCIAL AND PSYCHOLOGICAL BARRIERS TO LEARNING ENGLISH AT A TECHNICAL UNIVERSITY | 780 |

Научное издание

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Труды XXIII Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых,
посвященного 120 - летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева,
120 - летию со дня рождения профессора К. В. Радугина.

Зарегистрировано в Издательстве ТПУ

Размещено на корпоративном портале ТПУ



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ