

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
НЕФТИ И ГАЗА. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА
(РОССИЙСКИЙ И МИРОВОЙ ОПЫТ)**

ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ,
ПОСВЯЩЕННАЯ 85-ЛЕТИЮ ДОКТОРА ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК,
ПРОФЕССОРА, АКАДЕМИКА РАЕН В.И. КУДИНОВА

26-27 мая 2016 г.

СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ КОНФЕРЕНЦИИ



Ижевск
2016

УДК 622.276(063)

ББК 33.36я431

C568

Составители: С. Б. Колесова, В. Г. Миронычев, С. Ю. Борхович

C568 Сборник материалов всероссийской научно-практической конференции, посвященной 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)», 26-27 мая 2016 г. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2016. – 443 с.

В сборнике публикуются материалы всероссийской научно-практической конференции «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)», участие в которой приняли сотрудники, студенты, выпускники и партнеры Института нефти и газа им. М. С. Гуцериева (до 2011 г. нефтяной факультет УдГУ).

Нефтяной факультет УдГУ был основан генеральным директором ОАО «Удмуртнефть» Валентином Ивановичем Кудиновым совместно с ректором УдГУ Журавлевым Виталием Анатольевичем в 1993 г. Первая общероссийская конференция, проведенная Институтом нефти и газа им. М.С. Гуцериева при поддержке Правительства Удмуртской Республики, показала насколько обширны и разнонаправленны интересы участников конференции, горячо поддержавших развитие научной деятельности в ВУЗе, давшем многим из них дорогу в жизнь.

УДК 622.276(063)

ББК 33.36я431

ISBN 978-5-4312-0434-0

© Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева, 2016

© ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»,
2016

СОДЕРЖАНИЕ

Колесова С.Б., Борхович С.Ю., Миронычев В.Г. Текущее состояние и перспективы развития Института нефти и газа им. М. С. Гучериева 11

Геология, разработка и моделирование нефтяных и газовых месторождений

<i>Белов М.А.</i> Обоснование новой модели дренирования к скважинам с горизонтальным окончанием	21
<i>Белов М.А., Галикеев И.А.</i> Анализ геологической модели башкирского яруса на месторождениях Удмуртии и Татарстана	31
<i>Борхович С.Ю., Натаров А.Л., Онегов М.Н.</i> Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях на основе сшитого полимера (на примере месторождений ПАО «Белкамнефть»)	39
<i>Борхович С.Ю., Натаров А.Л., Попова Н.Н.</i> Новый подход к подбору скважин для повышения технологической эффективности кислотных обработок	46
<i>Гарипов А.М., Борхович С.Ю.</i> Построение проекта разработки газоконденсатных залежей нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на основе цифровой фильтрационной модели	54
<i>Девятьяров С.С.</i> Стратегия освоения Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, включая развитие логистики транспортировки углеводородов	64
<i>Дмитриев А.П., Миронычев В.Г.</i> Новый подход к поискам нефти и газа: применение принципов генерации и миграции углеводородов	72
<i>Дмитриев А.П., Миронычев В.Г.</i> Опыт привязки керна на примере месторождений Удмуртской Республики	81
<i>Исмаков Р.А., Рахматуллин Д.В., Мухаметгалиев И.Д.</i> Применение виртуального программы-тренажера для ЭВМ «Слайд Мастер 1.18» для обучения практическим навыкам бурения нефтяных и газовых скважин с использованием забойных телеметрических систем	93
<i>Истомина Н.Г.</i> Структурно-фациальный комплекс турнейских русловых песчаных отложений на территории Удмуртии	103
<i>Липаев А.А., Липаев С.А.</i> Проблемы освоения запасов тяжелого углеводородного сырья	111
<i>Лялин В.Е.</i> Интерпретация результатов геофизических исследований скважин на основе применения адаптивных систем нечеткого вывода и нейронных сетей	125

<i>Матюшин А.В., Борхович С.Ю., Кудинов В.И., Колесова С.Б.</i> Перспективы применения технологии паротеплового воздействия на Русском месторождении	138
<i>Мерзлякова А.В., Подкопаева Т.А.</i> Перспективы нефтегазоносности докембрийских отложений на территории Удмуртской Республики	148
<i>Мязина Н.Г.</i> Роль соляного тектогенеза Прикаспийского мегабассейна в накоплении, образовании углеводородных залежей (месторождений) и рассолов.....	155
<i>Насыров А.М., Борхович С.Ю., Барданова О.Н.</i> Применение многофункциональных скважин для повышения рентабельности эксплуатации и улучшения показателей разработки	163
<i>Сметанин Ю.М., Сметанина Л.П.</i> Логико-семантическая модель для решения задач распознавания и расчета рисков.....	170
<i>Хуснутдинова Р.М., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Салихов Д.А.</i> Эффективное поддержание пластового давления за счет совершенствования технологии внутрискважинной перекачки на сложнопостроенных мелких карбонатных залежах нефти Республики Татарстан	186

Техника и технология добычи и подготовки нефти

<i>Баранов М.Н., Гавриков А.Л., Губанов А.М., Драчук В.Р., Зиганшин Ф.Х., Иванова Т.Н.</i> О совершенствовании технологии ОРЭ на поздней стадии разработки месторождений нефти с трудноизвлекаемыми запасами	195
<i>Бобылев О.А.</i> Новый способ перфорации скважин	205
<i>Брыксин А.В.</i> Оборудование для обустройства нефтегазового месторождения.....	207
<i>Ваганова Н.А., Филимонов М.Ю.</i> Моделирование динамики зон оттаивания многолетнемерзлых пород на кустовых площадках от добывающих скважин и инженерных объектов	210
<i>Гилманов Р.Н., Волков К.А., Емельянов Э.В., Крюков А.Б.</i> Идентификация наличия заколонных перетоков методом исследования скважин на стационарных режимах работы.....	223
<i>Липанов А.М., Лецев А.Ю., Корепанов М.А., Овчаренко П.Г., Зайцев И.Н.</i> Установка по разделению попутного нефтяного газа на месторождении нефти в Удмуртской Республике	231
<i>Мухаметгалеев Р.Р.</i> Совершенствование системы разработки нефтяного месторождения за счет применения оборудования для одновременно-раздельной закачки воды и добычи нефти. Оценка эффективности технологии.....	237
<i>Останин А.В., Лужецкий А.В., Шониезов И.М., Нугаев С.Т.</i> Особенности транспортировки высокопарафинистой нефти Ярудейского нефте-газо-конденсатного месторождения в условиях Крайнего Севера	245

<i>Резаков Ф.В.</i> Перспективы внедрения технологии одновременно-раздельной закачки и добычи на Высоковском нефтегазовом месторождении	260
<i>Павлишин Р.Л.</i> Новая прорывная технология выравнивания профиля приемистости АС-CSE-1313.....	266
<i>Хузин Р.Р., Миясаров А.Ш., Салихов Д.А., Галикеев И.А., Андреев В.Е.</i> Применение многозабойных скважин с технологией двух лифтовой одновременно-раздельной эксплуатации в разработке залежи высоковязкой нефти	273

Техника и технология строительства скважин

<i>Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А.</i> Влияние технологических жидкостей при бурении и капитальном ремонте скважин на состояние призабойной зоны пласта	286
<i>Галикеев И.А., Злобин Н.А., Стыценко Е.В., Чикуров Г.А.</i> Забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи «Гном-М»	293
<i>Нурлыгаянов Д.Д., Зайнуллин Е.Р., Натаров А.Л.</i> Применение труболовок для работы с автономными пакерными компоновками при отключении пластов	299
<i>Чучалов М.Ю., Галикеев И.А.</i> Силы сопротивления движению колонн труб в горизонтальных скважинах.....	304
<i>Шумихин А.А., Суханов А.Е.</i> Применение геонавигации при бурении в коллекторах небольшой мощности.....	314

Нефтегазовое машиностроение, энергообеспечение

<i>Дементьев В.Б., Зайцев И.Н., Колесова С.Б.</i> Применение новых технологий в производстве деталей нефтегазового оборудования	326
<i>Дементьев В.Б., Овчаренко П.Г., Лецев А.Ю., Зайцев И.Н., Иванова Т.Н.</i> Применение технологии литья по газифицируемым моделям для обеспечения улучшенных эксплуатационных характеристик деталей нефтегазового машиностроения	333
<i>Зиновьев В.В., Бартнев О.А., Бельтюков А.П.</i> Солнечная генерация в нефтяной отрасли	338
<i>Иванов К.А., Иванников В.П., Кабакова А.В.</i> Особенности развития «малой гидроэнергетики» для энергоснабжения автономных объектов нефтегазовой отрасли	347

Промышленная и экологическая безопасность

<i>Агапитов Д.В., Зверев А.Н., Иванников В.П.</i> Обеспечение безопасности эксплуатации электротехнического оборудования нефтегазовой отрасли...	358
--	-----

<i>Загуменов М.Н.</i> Воздействие нефтяного промысла на степного сурка в Удмуртии	366
<i>Иванников В.П., Кабакова А.В., Чайкина А.Ю.</i> Развитие неразрушающих технологий промышленной безопасности на основе ультразвуковой диагностики магистральных газопроводов.....	372
<i>Ившина А.С., Кабакова А.В., Иванников В.П.</i> Особенности обеспечения требований по контролю эксплуатационной безопасности промышленных трубопроводов. Принуждение к инновациям	382
<i>Кабаков Е.А., Симаков И.П., Иванников В.П., Кабакова А.В.</i> Применение методов и средств робоконтерного мониторинга на основе радиолокации для поиска неконтролируемых утечек газа и разлива нефтепродуктов при чрезвычайных ситуациях	387
<i>Кочнев А.В., Кабакова А.В.</i> Совершенствование методов управляемой антикоррозионной защиты стальных магистральных трубопроводов	398
<i>Красноперова С.А.</i> Разработка предложений применения травянистых растений при фиторемедиации нефтезагрязненных земель на территории Удмуртской Республики.....	406
<i>Мироньчев В.Г., Полозов М.Б., Колесова С.Б.</i> Рекультивация почв при углеводородном загрязнении. Методы и перспективы.....	415
<i>Нагуманов М.М.</i> Построение культуры производства в ООО НПФ «Пакер»	420
<i>Яковлев А.Л., Савенок О.В.</i> Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края.....	427
<i>Ким Ю.Л.</i> Задачи и функции мониторинга на предприятии	438

Приветственное слово ректора Удмуртского государственного университета Мерзляковой Галины Витальевны



Уважаемые участники Всероссийской научно-практической конференции «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)».

Мы рады приветствовать гостей и участников конференции в Удмуртском государственном университете.

Мы благодарны всем, кто нашел время для того, чтобы поделиться своими знаниями и актуальной научной информацией в сфере современных технологий извлечения полезных ископаемых и проблем развития минерально-сырьевого комплекса, а так же лично поздравить с 85-летием основателя высшего нефтяного образования в Удмуртской Республике, доктора технических наук, профессора, академика РАЕН Валентина Ивановича Кудинова. В 1993 он с ректором УдГУ Журавлевым Виталием Анатольевичем создал нефтяной факультет с целью подготовки кадров для нефтяной промышленности.

Мы благодарим выпускников Института нефти и газа им. М.С. Гучериева (правопреемника нефтяного факультета), которые откликнулись, поддержали нашу идею и оказали финансовую помощь для достойного проведения Конференции.

Подтвердили свое участие в Конференции и приехали поздравить юбиляра представители нефтяных компаний: ОАО «Удмуртнефть», ПАО «Белкаменфть», ООО «Газпромнефть-Развитие» (г. Санкт-Петербург), ООО «Газпромнефть-Ямал» (г. Тюмень), ООО «Газпромнефть-Бадра» (г. Басра), ООО «УДС нефть», НПФ «Пакер» (г. Октябрьский), ООО «Карбон Ойл» (г. Альметьевск), ООО «НПП «Горизонт», ООО «НПК «ХимСервисИнжиниринг» (г. Москва), ООО «Лукойл-Инжиниринг» (г. Ухта) и многие другие.

Большое значение для дальнейшей интеграции образовательного процесса с научно-производственным направлением имеет сотрудничество между предприятиями ТЭК и УдГУ, а так же укрепление статуса института среди ведущих нефтяных вузов России. Мы надеемся на более активное сотрудничество предприятий и университета в этом направлении.

Уверена, что интересные дискуссии в рамках данной конференции будут способствовать укреплению связей Института с ведущими нефтегазовыми предприятиями страны, научными организациями, органами государственной и муниципальной власти!

Валентин Иванович, от себя хочу добавить, что Ваши труды – не только вклад в науку – они востребованы обществом! Доброго Вам здоровья!

А Институту я хочу пожелать верности традициям и неустанного движения вперед, реализации всех планов, замыслов и творческих свершений в копилку весомого вклада научного образовательного потенциала Института, успехов в достижении высокого качества обучения выпускаемых специалистов для нефтегазовой отрасли.

Желаю всем удачной работы, новых знаний, контактов, положительных эмоций!

Ректор УдГУ, д.и.н., профессор,
депутат Государственного Совета УР
Мерзлякова Г.В.

Приветственное слово выпускника нефтяного факультета УдГУ Сугаипова Дениса Ассадулаевича



Уважаемые коллеги!

Рад приветствовать участников Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 85-летию прекрасного человека, академика Валентина Ивановича Кудинова, у которого многим из нас повезло учиться. Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева известен как кузница кадров нефтегазовой отрасли. Многие руководители российских компаний вспоминают этот институт как свою Alma mater. Рад, что конференция «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса» проходит именно здесь. Нефтегазовая промышленность продолжает играть важную роль в развитии страны и тесно связана со всеми отраслями народного хозяйства, поэтому в успехе нашей нефтегазовой отрасли заинтересованы мы все.

Буквально вчера, 25 мая 2016 года, был запущен при участии руководства страны терминал "Ворота Арктики" мощностью 8,5 млн.т. нефти, предназначенный для круглогодичной отгрузки нефти с Новопортовского месторождения. И мы, коллектив дирекции по крупным проектам блока разведки и добычи "Газпром нефти", посвящаем эту производственную победу, которая дает экономике страны более 1,5 трлн. рублей, нашему учителю, человеку, который вдохновляет нас своими достижениями и жизненными принципами - Валентину Ивановичу Кудинову.

Желаю всем с пользой провести дни конференции!

С уважением,
Директор Дирекции по крупным проектам ПАО "Газпром нефть"
Генеральный директор
ООО "Газпромнефть-Развитие"
Сугаипов Д. А.

Приветственное слово выпускника нефтяного факультета УдГУ Клыкова Якова Леонидовича



Уважаемый Валентин Иванович! Уважаемые коллеги!

Для меня большая честь выступать на конференции, приуроченной к 85-летию замечательного человека, патриарха республиканской нефтедобычи Валентина Ивановича Кудинова. Вспомним о том, что и Институт, организовавший эту конференцию, и у которого в сентябре первый юбилей — пять лет, тоже детище Валентина Ивановича. Именно по его инициативе в 1993 году был создан нефтяной факультет УдГУ, на базе которого вырос этот ВУЗ, входящий сегодня в число лучших отраслевых высших учебных заведений страны.

Валентин Иванович, таким образом, не только оставил заметный след в истории удмуртской и российской нефтедобычи, но и значительным образом повлиял и продолжает влиять на ее будущее. Тысячи выпускников института по всей стране, к числу которых принадлежим и я, и добрая половина сотрудников нашей компании «УДС-Нефть», считали и будут считать себя учениками Академика Кудинова. Спасибо Вам Валентин Иванович! С юбилеем!

Уверен, что Институт нефти и газа имени М.С. Гуцериева будет не только поддерживать высокий уровень подготовки выпускников, но и поднимать его еще выше.

Правда, сделать это будет непросто — один из главных показателей работы Института — процент трудоустройства — уже достиг максимума — 100% выпускников получают работу после окончания ВУЗа. Тем не менее, качество знаний, получаемых студентами, можно совершенствовать практически бесконечно, поэтому у преподавателей и руководителей всегда будет обширное поле для деятельности. Мы с коллегами постараемся им помочь, делись опытом практической работы — в том числе и во время данной конференции.

Продуктивной работы, коллеги. Спасибо за внимание.

Исполнительный директор
ООО «УДС-Нефть»
Клыков Я. Л.

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ИНСТИТУТА НЕФТИ И ГАЗА ИМ. М.С. ГУЦЕРИЕВА

Колесова С. Б., Борхович С.Ю., Миронычев В.Г.

Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева

В данной статье представлены основные задачи, текущее состояние и перспективы развития Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева Удмуртского государственного университета (УдГУ). Институт представлен не только как серьезная точка роста УдГУ в направлении расширения спектра образовательных программ, увеличения объемов научно-исследовательских и хозяйственных работ, но и как площадка для обмена опытом, реализации совместных проектов и корпоративного взаимодействия предприятий, представляющих всю цепочку производств нефтегазовой и энергетической отрасли: геологию, геофизику, бурение нефтяных и газовых скважин, добычу, подготовку, транспорт нефти и газа и тепло- и электроэнергетику.

Ключевые слова: Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, образовательные программы, кафедра, геология нефти и газа, нефтегазовое дело.

PRESENT STATE AND FUTURE DEVELOPMENT OF INSTITUTE OF OIL AND GAS NAMED AFTER GUTSERIEV M.S.

Kolesova S.B., Borkhovich S.Y., Mironychev V.G.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

This article deals with the main tasks, present state and future development of Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S., Udmurt State University (UdSU). This Institute is represented not only as a serious growth area of UdSU in the sphere of expanding learning services, increasing of research and own account activities, but also as the grounds for sharing of experiences, implementation of joint projects and corporate cooperation of companies, presenting all chain of oil and gas and energy industries: geology, geophysics, drilling of oil and gas wells, production, processing, oil and gas transportation and heat and electrical power engineering.

Key words: Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S., educational programs.

Институт нефти и газа имени М.С. Гуцериева – правопреемник нефтяного факультета УдГУ, образованного 25 мая 1993 года.

Основными приоритетными задачами института являются развитие естественных наук посредством научных исследований и творческой дея-

тельности научно-педагогических работников и студентов с дальнейшим использованием полученных результатов в образовательном процессе и в различных отраслях производства; непрерывное включение студента в обучающие процессы методом погружения в будущее рабочее пространство нефтегазовых и энергетических предприятий; интенсивное введение в специальность на младших курсах; организация и повышение эффективности внутри институтской системы контроля качества подготовки специалистов; инновационность в системе образования и развития профессионализма, гуманизация, информатизация и фундаментализация процесса обучения, а также открытость, доступность и непрерывность повышения уровня подготовки специалистов.

Фундаментализация обучения предполагает более глубокое изучение общих математических, естественнонаучных дисциплин, математическое моделирование. В качестве усиления роли гуманизации в подготовке специалистов для предприятий нефтегазовой и энергетической промышленности дополнительно включено изучение иностранного языка на уровне переводчика в сфере профессиональной коммуникации. По окончании выпускник имеет право получить второй диплом установленного государственного образца.

На данный момент в состав института входят:

- кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (РЭНГМ);
- кафедра геологии нефти и газа (ГНГ);
- кафедра бурения нефтяных и газовых скважин (БНГС);
- кафедра теплоэнергетики (ТЭ);
- отдел фундаментальных и прикладных исследований (ФиПИ);
- научно-образовательный центр «Энергетика и энергоэффективные технологии».

Институт успешно реализует следующие образовательные программы:

- *по специальности* 21.05.02 «Прикладная геология» специализация «Геология нефти и газа», квалификация «Горный инженер-геолог»;
- *по направлению подготовки бакалавров*

21.03.01 «Нефтегазовое дело», профили: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»; «Бурение нефтяных и газовых скважин»; «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства»; «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»;

13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», профиль «Тепловые электрические станции»;

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»;

- по направлению подготовки магистров

21.04.01 «Нефтегазовое дело» - «Разработка нефтяных месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости в сложных горно-геологических условиях». Руководитель программы д.т.н., профессор Кудинов В.И.;

38.04.01 «Экономика» - Экономика нефтегазового комплекса (совместная программа с Институтом экономики и управления УдГУ);

20.04.01 «Техносферная безопасность» - Промышленная безопасность в нефтегазовом комплексе (совместная программа с Институтом гражданской защиты УдГУ);

20.04.01 «Техносферная безопасность» - Техносферная безопасность в электроэнергетике и электротехнических системах в нефтепроизводственном комплексе (совместная программа с Институтом гражданской защиты УдГУ).

Разработана совместная образовательная программа профессионального обучения с АНО «Нефтяник», которая дает возможность студентам на втором курсе получить рабочую профессию оператора по добыче нефти газа, помощника бурильщика КиПРС и помощника бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ.

Студенты после каждого учебного года проходят практику на нефтегазовых и энергетических предприятиях не только Удмуртии, но и за пределами республики. За время прохождения практики студенты могут себя зарекомендовать и быть зачисленными в резерв предприятия.

После защиты выпускных работ институт способствует трудоустройству выпускников, контролирует выполнение условий договора работодателем при приеме на работу, поддерживает связь с выпускниками и следит за их профессиональным ростом.

Спрос в выпускниках института превышает предложение, и трудоустройство выпускников составляет 100%. С головными нефтяными компаниями региона ОАО «Удмуртнефть» - НК «РОСНЕФТЬ», ПАО «Белкамнефть» - НК «Нефтиса» и Российской энергетической компанией ПАО «Т-плюс» (Удмуртский филиал) заключены договора о сотрудничестве и долгосрочные договора о проведении учебных, производственных и преддипломных практик, предприятиями выплачиваются корпоративные стипендии.

Конкурентные преимущества выпускников института заключаются, не только в хорошей теоретической подготовке, но и значительном объеме практической подготовки непосредственно на рабочих местах (после получения рабочей профессии) предприятий нефтегазового комплекса и энергетических предприятиях России, а также привлечением к учебному процессу высококвалифицированных специалистов-практиков (имеющих стаж работы в данной профессиональной области не менее 10 лет).

Общий контингент студентов по всем формам обучения на 01.01.2016 г. составляет более 1500 человек.

Наши успехи:

- в конце 2015 года программа подготовки бакалавров по направлению «Нефтегазовое дело» вошла в число лидеров среди участников Всероссийского проекта «Лучшие образовательные программы России».
- в 2016 году одна из наших программ заняла 3-е место во Всероссийском конкурсе «Я учусь, чтобы работать», который проводила общественная организация «Опора России».

До 2018 г. в институте при поддержке ректората УдГУ и предприятий партнеров планируется:

- лицензировать образовательные программы по специальности 21.05.01 Нефтегазовая техника и технологии, квалификация «Горный инженер»; 21.05.03 «Технология геофизической разведки», квалификация «Горный инженер-геофизик»; по направлению подготовки магистров 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»; 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»;

- открыть новые программы по аккредитованным направлениям подготовки: профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта» направления «Нефтегазовое дело»; магистерская программа по бурению нефтяных и газовых скважин; совместная образовательная программа с институтом г. Актюбэ (Казахстан) по направлению «Нефтегазовое дело»;

- начать реализацию электронного и дистанционного обучения по направлению подготовки «Нефтегазовое дело» на базе ресурсных центров в г. Воткинске, г. Губкинский, г. Нижняя Тура, г. Можга.

Профессорско-преподавательским составом кафедр института разработаны краткосрочные образовательные программы:

- Промышленная безопасность на предприятиях нефтегазовой отрасли;
- Экономика нефти и газа;
- Основы нефтегазового дела;
- Капитальный и текущий ремонт скважин;
- Основы лабораторного дела (для лаборантов химико-аналитических лабораторий);
- Промышленная теплоэнергетика для инженерно-технических работников;
- Энергетические обследования и энергосбережение;
- Эксплуатация электроустановок потребителей;
- Электрооборудование и электроустановки в нефтегазовой отрасли;
- Энергообеспечение и энергобезопасность на предприятиях нефтяного комплекса;
- Парогазовые технологии в теплоэнергетике;

- Защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов;
а также другие программы.

Материально-техническая база института.

В 2011 году введен в эксплуатацию корпус Института нефти и газа имени М. С. Гучериева общей площадью 8 тысяч кв. м., в котором находятся 12 аудиторий, 20 лабораторий, 3 интернет-класса, укомплектованных современным аудиторным и лабораторным оборудованием.

В сентябре 2013 года для студентов института на средства ОАО НК «Русснефть» построено новое комфортабельное общежитие, где созданы все условия для отдыха и учебы. При общежитии есть спортивный зал, комнаты подготовки к занятиям, оснащенные компьютерной техникой.

Все кафедры обеспечены профильными аудиториями, оборудованными с помощью компаний-партнеров.

Учебно-лабораторный комплекс (далее по тексту УЛК) кафедры РЭНГМ обеспечен оборудованием в соответствии с направлениями деятельности: разработка нефтяных и газовых месторождений); подземная гидромеханика и гидравлика; разработка постоянно действующих геолого – технологических моделей (ПДГТМ) нефтегазовых месторождений (программное обеспечение ROXAR); автоматизация технологических процессов нефтегазового производства.

При содействии ПАО «Белкамнефть», НК «РуссНефть» на территории университета введен в эксплуатацию и функционирует учебный полигон со скважиной глубиной 50 м, позволяющий проводить модельные эксперименты и научно-исследовательские работы. Приобретен и смонтирован комплекс по добыче и транспортировке нефти, включающий станок-качалку ПНШ-60, и глубинно-насосное оборудование. Вся техника является действующей. Такой учебный полигон для практической подготовки специалистов с высшим образованием в нефтегазовой отрасли единственный в республике. Использование современного оборудования в учебном процессе позволяет вывести подготовку будущих нефтяников на новый уровень.

Учебно-лабораторный комплекс кафедры БНГС в соответствии с направлениями деятельности: технология строительства вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, буровое оборудование, обеспечен следующим оборудованием:

- установка для исследования метрологических характеристик телеметрических навигационных систем (поверочная установка);
- телеметрическая навигационная система с кабельным каналом связи, гамма-модуль (ГНОМ);
- программный комплекс проектирования нефтяных и газовых скважин «Инженерные расчеты строительства скважин»;

- компьютерный тренажер по бурению горизонтальных скважин;
- станция контроля процесса бурения «Леуза-2» ОАО НПФ "Геофизика";
- образцы бурового и нефтепромыслового оборудования.

Учебно-лабораторный комплекс кафедры ГНГ в соответствии с направлениями деятельности: реализация и совершенствование качества образовательного процесса на основе внедрения программно-методических комплексов в области ГИС и принципов математического моделирования в геологии и геофизике, обеспечен следующими программными продуктами:

- интегрированная система обработки данных ГИС «ПРАЙМ»;
- система КОМПАС-3D (для построения графических моделей, структурных карт и т.д.).

Кафедра теплоэнергетики имеет шесть хорошо оснащённых лабораторий по общетехническим и специальным дисциплинам: УИЛ технологии энергоресурсосбережения; лаборатория компьютерного моделирования в теплоэнергетике; УНЛ нетрадиционных технологий и инжиниринга; УЛ термодинамики и теплообмена; СКБ инновационных технологий в энергетике; УЛ электротехники и электроники. Силами сотрудников кафедры создано более 20 лабораторных стендов оригинального исполнения с современными контрольно-измерительными приборами и датчиками. Закуплены лабораторные стенды Квазар производство ООО "Квазар", стенды электрические сети и системы, солнечно-ветровое энергетическое оборудование производства ООО "Деалан", датчики для ветро-энергетической установки производства ООО "Приборы Контроля", комплект контрольно-измерительного оборудования для проведения энергетических обследований промышленных предприятий и организаций, микропроцессорная техника и контроллеры, силовая электроника и автоматика; компьютеризированные учебные стенды лаборатории электротехники и электроники, теоретических основ электротехники.

Учебный процесс ведётся с использованием компьютерных обучающих программ по теплотехнике, котлам и турбинам, электрической части станций, водно-химическим режимам, с прохождением практики на действующем стационарном оборудовании.

НИР кафедры теплоэнергетики представлена следующими направлениями:

- разработка новых систем автономного электроснабжения на базе возобновляемых источников энергии (НВИЭ) с использованием технологий беспроводных систем связи;
- энергосбережение и энергоэффективность;
- акустический и акусто-эмиссионный контроль и исследование механических свойств технологического оборудования и материалов энергетической и нефтяной отраслей;

- сканирующие технологии и прецизионные измерения высокой точности, проведение наноструктурных исследований материалов.

Отдел ФиПИ состоит из УЛК химии нефтяной промышленности, учебно-исследовательской лаборатории (УИЛ) физики нефтяных и газовых пластов и кабинета горных пород и минералов.

Цель создания отдела: развитие научно-исследовательского направления по изучению сложнопостроенных нефтегазовых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами высоковязких нефтей.

Направления исследований

- исследования коллекторов нефти и газа, в т. ч. стандартное и специальное фильтрационное экспериментальное моделирование пластовых процессов в естественных условиях залегания;
- геохимические исследования;
- химико-аналитические исследования;
- свойства и состав пластовых жидкостей;
- изучение реологических свойств жидкостей в статических и динамических термобарических условиях;
- создание и испытание рецептур промывочных, буровых, тампонажных растворов и растворов с заданными свойствами;
- экологическая безопасность в промышленности и быту;
- коррозионноустойчивость промышленных материалов и антикоррозионная защита;
- кабинет горных пород и минералов - петрографическое изучение горных пород.

Одной из самых сложных задач сотрудники института ставят перед собой это развитие научно-исследовательских и хозрасчетных работ в направлении:

- изучения сложнопостроенных нефтегазовых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами высоковязких нефтей на базе отдела ФиПИ Института;

- проектирования разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с применением компьютерных технологий геологического и гидродинамического моделирования на базе РЭНГМ;

- внедрения автономных источников питания на основе возобновляемой энергетики и применения беспроводных систем контроля за техническим состоянием технологического оборудования на нефтегазовых и энергетических предприятиях на базе кафедры ТЭ.

Преимущества института:

✓ на базе института сформированы компетенции для комплексной подготовки квалифицированных специалистов для нефтегазовых и энергетических предприятий ТЭК;

- ✓ широкая сеть выпускников - институт обучил более 3 000 специалистов для нефтяной и энергетической отрасли, которые в настоящее время работают во всех регионах страны, в таких компаниях как НК «Роснефть», НК «Русснефть», ОАО «Газпромнефть», НК «Лукойл» и в др., в качестве технических и административных руководителей компаний;
- ✓ наши партнеры - лидеры нефтяного и энергетического бизнеса ОАО «Удмуртнефть», ПАО «Белкамнефть», ПАО «Т-плюс», ПАО «РуссГидро» и др. - обеспечивают студентам и выпускникам:
 - корпоративные стипендии;
 - учебные и производственные практики на рабочих местах технологов, геологов, инженеров-проектировщиков;
 - освоение и получение престижных профессий в отраслях ТЭК;
 - карьерный рост и высокую зарплату;
- ✓ обучающиеся проживают в новом комфортабельном общежитии, обучаются в современном учебно-лабораторный корпусе института, который оснащен современным научно-исследовательским оборудованием;
- ✓ студенты имеют возможность последующего обучения в магистратуре и аспирантуре и проводить научно-исследовательские изыскания на базе отдела фундаментальных и прикладных исследований;
- ✓ учебно-исследовательская лаборатория физики нефтяного и газового пласта лучшая в Удмуртии;
- ✓ студенты имеют возможность дополнительно получить рабочие профессии (оператор по добыче нефти и газа, помощник бурильщика, электрослесарь, обходчик тепломеханического оборудования станций);
- ✓ в институте обучаются иностранные студенты из Казахстана, Кыргызстана, Грузии, Туркменистана, Украины, Таджикистана, Ирака, Сирии, имеется большой спрос со стороны иностранных студентов;
- ✓ в форме Летней школы проходит краткосрочное обучение граждан Европы и Азии (Германия, Швейцария, Люксембург, Польша, Китай, Индия);
- ✓ заключены договоры о взаимном сотрудничестве с ведущими российскими производственными, научными и образовательными организациями: ОАО «Удмуртнефть»; ПАО «Белкамнефть»; ООО «УДС-Нефть»; НПП «Горизонт»; ЗАО «Удмуртнефть-Бурение»; ООО «Буровые системы»; ПАО «Т-плюс»; Институт механики УрО РАН; ОАО «Ижмотозавод»; ООО «ТОТ»; ООО «Удмуртэнергонефть»; ЗАО «Капитальный ремонт скважин»; ООО «Механик»; ООО «Завод НГО ТЕХНОВЕК»; ООО «Пром-Концепт»; ООО «Удмуртнефтегеофизика»; ООО «НПФ Пакер»; УГНТУ; ТюмГНГУ; Актюбинский университет; Атырауский ИНГ; КубГТУ; АНО ДПО УЦ Нефтяник; РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина;
- ✓ разработки научной школы д.т.н., профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова были реализованы на предприятиях нефтяной и газовой промышленности

ности. Направленность работ школы связана с разработкой технологий направленных на повышение нефтеизвлечения из сложно построенных карбонатных коллекторов насыщенных нефтями повышенной и высокой вязкости;

✓ роль института как опорного центра социально-экономического развития региона;

✓ роль опорного института в регионе, как единственного в Республике, проявляется в комплексной подготовке кадров для предприятий ТЭК, которые в свою очередь обеспечивают до 40% дохода в Удмуртской Республике.

Институт нефти и газа единственный в регионе ведет подготовку квалифицированных кадров для предприятий нефтяной и газовой промышленности по направлениям подготовки «Нефтегазовое дело» и специальности «Прикладная геология». На кафедре теплоэнергетики реализуются образовательные и возобновляемые источники энергии» направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» и по профилю «Тепловые электрические станции» направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника», которые готовят специалистов для «большой» тепло- и электроэнергетики.

Все образовательные программы носят прикладной характер и спроектированы при согласовании с ведущими предприятиями региона. Для повышения прикладного характера образовательных программ в рамках реализации Программы стратегического развития в вузе созданы соответствующие инфраструктуры: НОЦ «Энергетика и энергоэффективные технологии», отдел фундаментальных и прикладных исследований, студенческое конструкторское бюро. Для более тесного сотрудничества с производством готовятся к открытию базовые кафедры, что в перспективе обеспечит повышение качества подготовки обучающихся.

На данный момент в институте реализуется договор целевой подготовки бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» для ПАО «Т плюс» на основе выделения предприятием целевых средств.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева – это серьезная точка роста Удмуртского государственного университета в направлении расширения спектра образовательных программ, как высшего образования, так и среднего профессионального и дополнительного образования, увеличения объемов научно-исследовательских и хозрасчетных работ; развития международной связей и в будущем организация на базе Института инновационного научного центра по направлению разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева – это так же площадка для обмена опытом, реализации совместных проектов и корпоративного взаимодействия предприятий, представляющих всю цепочку производств нефтега-

зовой и энергетической отрасли: геологию, геофизику, бурение нефтяных и газовых скважин, добычу, подготовку, транспорт нефти и газа и тепло- и электроэнергетику. Посредством этого активно учувствуют и выступают преподаватели, выпускники и обучаемые института в структурах гражданского общества, прежде всего, в Правительстве Удмуртской Республики, Государственном совете УР, в СРО НПЦ «Энергостандарт» (г. Ижевск), в различных общественных организациях и на руководящих постах предприятий ТЭК. Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева открыт для сотрудничества и новых проектов!

Колесова С.Б. директор Института нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Ижевск, Университетская ул., 1, mail: Sbk@udsu.ru)

Борхович С.Ю. зав. кафедрой РЭНГМ Института нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Ижевск, Университетская ул., 1, mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Мирунычев В.Г. начальник отдела фундаментальных и прикладных исследований Института нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Ижевск, Университетская ул., 1, mail: fngp@udsu.ru)

Kolesova S.B. Ph.D. in Economics, Director of Institute of Oil and Gas named after Gutseruiev M.S., Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Udmurt State University” (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: Sbk@udsu.ru)

Borkhovich S.Y., Ph.D. in Engineering Science, the chairperson of Oil and Gas Field Development and Operation Department, Institute of Oil and Gas named after Gutseruiev M.S., Udmurt State University(426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Mironychev V. G. Head of Fundamental and Applied Researches (FAR) Department, Institute of Oil and Gas named after Gutseruiev M.S., Udmurt State University (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: fngp@udsu.ru)

ОБОСНОВАНИЕ НОВОЙ МОДЕЛИ ДРЕНИРОВАНИЯ К СКВАЖИНАМ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Белов М.А.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

Модель дренирования к горизонтальной скважине рассматривалась многими авторами. Уточненные математические модели подсчёта дебита открывают вопрос о характере зоны дренирования. Ответом на данный вопрос является изменение классических представлений о поверхности дренирования и создание новой модели, отвечающей таким требованиям. В работе рассматривается влияние места создания давления, скин-фактора и трения, как основы для составления дренажной системы. Представленная методика позволяет грамотно использовать скважины с горизонтальным окончанием для наиболее эффективной разработки месторождений. Результатом применения новой модели дренирования является увеличение конечного нефтеизвлечения, за счет уточнения зон охвата горизонтальных скважин, и предотвращения преждевременного обводнения месторождений. Наглядным примером действия полученной модели является графики зависимости дебита скважины от длины горизонтального участка, рассчитанные по реальным данным различными методами.

Ключевые слова: модель дренирования, воздействие скин-фактора и трения, дебит горизонтальной скважины, расположение горизонтальной скважины.

VALIDATION OF NEW MODEL FOR DRAINING TO HORIZONTAL COMPLETION WELLS

Belov M.A.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

A model of drainage to horizontal well was studied by many authors. Refined mathematical models of flow rates calculation raise an issue of the drainage area pattern. The answer to this issue is changing the classical concepts of drainage area and creating a new model that meets these requirements. This study deals with the influence of pressure generation location, skin factor and friction, as the basis for the drainage system composition. The presented method allows efficient usage of horizontal completion wells for the most effective development of deposits. The expected result of the new drainage model's application is to increase final oil recovery due to refinement of horizontal wells coverage areas, and prevention of premature flooding of oilfields. Function of the obtained model is shown on diagrams of well production vs. horizontal section length calculated from actual data by different methods.

Keywords: drainage model, impact of skin factor and friction, horizontal well production, horizontal well location.

В настоящее время особую актуальность приобретает бурение нефтяных скважин с горизонтальным окончанием. В основном это связано с необходимостью повышения производительности и снижения сроков окупаемости строительства скважин. Горизонтальные скважины (ГС) предоставляют гораздо большие возможности воздействия различными методами на пласты-коллекторы, чем вертикальные или наклонно - направленные.

На основании имеющихся теоретических исследований и накопленного практического опыта многие авторы выделяют следующие основные объекты, которые целесообразно разрабатывать горизонтальными стволами: мало-мощные пласты с низкой проницаемостью с целью увеличения коэффициента продуктивности; нефтенасыщенные пласты с подошвенной водой и верхним газом с целью ограничения прорыва конусов воды и газа и увеличения коэффициента извлечения; трещиновато-пористые пласты с развитой вертикальной трещиноватостью; залежи высоковязких нефтей и битумов, шельфовые и труднодоступные продуктивные зоны; залежи, в которых осуществляется поддержание пластового давления с целью создания эффективного линейного фронта вытеснения.

Однако бурение скважин с горизонтальным окончанием оправдано не для любых залежей нефти и газа, и требует особого подхода на всех стадиях реализации проектов, в особенности на стадии проектирования разработки месторождения.

Одним из основных вопросов является обоснование рациональной геометрии области дренирования, т. е. оптимизация сетки размещения горизонтальных стволов. Кроме того, выбор протяженности горизонтального ствола также требует реального обоснования, зависящего от применяемого оборудования при бурении, конструкции скважины, характеристики пласта и др.

Следует заметить, что все аналитические решения о притоке к горизонтальной скважине являются приближенными. Одни авторы рассматривают горизонтальную скважину как линию стоков, другие, в лучшем варианте, как вертикальную трещину, высотой равной диаметру скважины. Что касается плотности расхода на единицу потока, то все аналитические решения построены в предположении одинаковой плотности (расхода на единицу длины горизонтального ствола). Известны также работы [2,4,5], авторы которых предполагали два явно отличных временных периода при дренировании пласта - начальный период с круговым радиальным притоком к поверхности ствола в вертикальной плоскости и поздний период с горизонтальным и псевдорадiallyм или линейным притоком. Однако, как отмечают некоторые исследователи [3 и др.], первый период является малым по сравнению с общим хро-

ком эксплуатации скважины. При этом, допущение о радиальном (псевдорadiaльном) притоке к линейному стоку во втором периоде может трактоваться как адекватный процесс притока к неограниченному по протяжённости горизонтальному стволу. Но если скважина дренирует ограниченный пласт, то эквипотенциали не могут быть правильными по форме окружностями или эллипсами. В этом случае поле линий тока и поле эквипотенциалей становятся более сложными.

Для описания притока флюидов к горизонтальной скважине используются математические модели. Приведем наиболее применяемые формулы для подсчета дебита:

1. Формула Григулецкого:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\ln\left(\frac{4R_k}{L}\right) + \frac{h\beta}{L} \ln\left(\frac{\beta h}{2\pi r_c}\right) \right]} \quad (1)$$

где $\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$ – коэффициент, учитывающий неоднородность пласта

2. Формула С. Джорши:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\ln\left(\frac{\alpha + \sqrt{\alpha^2 - (0,5L)^2}}{0,5L}\right) + \frac{h\beta^2}{L} \ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right) + S \right]} \quad (2)$$

где $\alpha = 0,5L \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}}$ – большая полуось эллипса дренирования.

3. Формула Ренарда-Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\operatorname{arch}(x) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right) \right]} \quad (3)$$

где $x = 2a/L$ – для эллипсоидной площади дренирования.

Обозначения в формулах:

L – протяженность горизонтального участка скважины, м;

R_k – радиус кругового контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м;

h – эффективная толщина пласта, м;

a – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м;

k – проницаемость пласта, м²;

Δp – перепад давления между границей контура питания и стенкой скважины, Па;

μ – вязкость пластового флюида, Па·с,
 S – скин-фактор.

Математические модели решают трехмерную задачу фильтрации с помощью ее замены на две плоские задачи (рисунок 1).

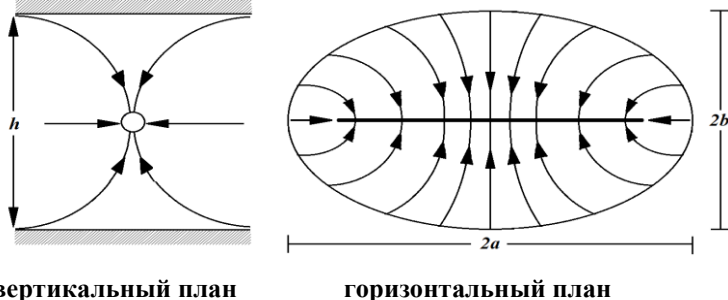


Рис. 1. Приток к ГС в вертикальном и горизонтальном плане

Наиболее точной формулой принято считать формулу Джорши, так как формула Григулецкого не в полной мере описывает эллиптическую форму площади дренирования, а формула Ренарда-Дюпюи – является исходной для остальных.

При выводе данных формул учитывались такие допущения как:

- 1) площадь дренирования описывается эллипсом;
- 2) пласт считается анизотропным только по соотношению проницаемостей;
- 3) пластовая жидкость имеет неизменяющуюся вязкость и является несжимаемой;
- 4) фильтрация пластовой жидкости подчиняется линейному закону Дарси;
- 5) нефтяная залежь представлена круговым цилиндром высотой h с естественным режимом питания;
- 6) режим фильтрации стационарный;
- 7) трение в скважине не учитывается.

В совокупности данные допущения дают существенную погрешность при расчете предполагаемого дебита. Наибольшую степень погрешности дают такие факторы как условно изотропный пласт, эллиптическая площадь дренирования и отсутствие трения в скважине.

Изотропный пласт подразумевает, что не учитывается изменяющиеся свойства коллектора на протяжении горизонтального ствола и неоднородность по простирацию и напластованию. Если скважина с горизонтальным окончанием пересекает по мере углубления несколько продуктивных пластов

разобщенных между собой непроницаемой породой на участке, с которого предполагается добыча флюида, то такой характер залегания называется неоднородностью по напластованию. В этом случаи для применения вышеописанных моделей необходимо расчлнить залежь на несколько объектов и рассчитывать предполагаемый дебит для каждого объекта отдельно. Неоднородность по простиранию встречается в тех случаях, когда при бурении горизонтального участка, параллельного границам продуктивного пласта, встречаются непроницаемые перегородки. Перегородки делят продуктивный пласт на неопределенные блоки, что также необходимо учитывать при математическом моделировании и рассчитывать блоки отдельно. Наиболее распространённой неоднородностью пластов принято считать изменение коллекторских свойств на протяжении горизонтального ствола. Внесение поправки на неоднородность коллектора требует деления горизонтального участка на дискретные значения с различными характеристиками пласта, а именно различной проницаемостью и эффективной толщиной пласта, для последующего объединения в единую математическую систему.

Допущение об эллиптической площади дренирования связано с характером создания депрессии на пласт. Существует прямая зависимость от расположения всасывающей трубы и распределения депрессии по протяженности горизонтального ствола. Наиболее близким к математическим моделям расположением трубы является ее спуск в середину горизонтального участка. Однако даже при таком расположении распределение депрессии не будет описываться эллиптическим графиком из-за воздействия трения на горизонтальном участке и скин-фактора. На практике чаще всего всасывающие насосно-компрессорные трубы не спускаются в горизонтальный участок, что только увеличивает влияние трения и скин-фактора. При этом площадь дренирования теряет эллиптическую форму.

Эффект потерь давления (как репрессии в нагнетательных, так и депрессии в добывающих скважинах) на трение вдоль горизонтального участка можно учесть с помощью формулы Дарси-Вейсбаха:

$$\frac{dp}{dx} = f \frac{\rho q_w^2}{4\pi^2 r_c^5} \quad (4)$$

где, $\frac{dp}{dx}$ – изменение давления за участок прохождения потока, q_w – расход жидкости проходящий через скважину, f – коэффициент трения.

Значение трения зависит от режима течения жидкости и определяется по значению числа Рейнольдса:

$$N_{Re} = \frac{2\rho q_w}{\mu r} \quad (5)$$

Для турбулентного течения по корреляции Блазиуса коэффициент трения выглядит следующим образом:

$$f = \frac{0,316}{\sqrt[4]{N_{Re}}} \quad (6)$$

Введя данный коэффициент в математическую модель можно представить распределение давления по длине горизонтального участка как график (рисунок 2).

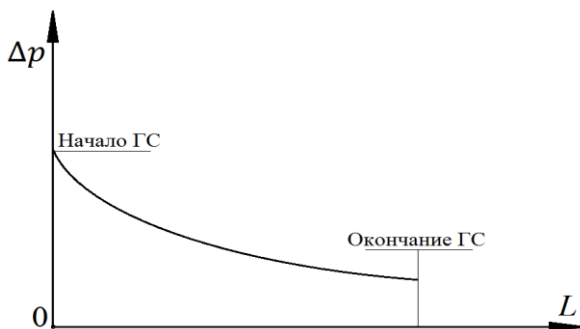


Рис. 2. График распределения давления по горизонтальному стволу

Как можно заметить из графика наибольшее давление будет на начале горизонтального участка, а наименьшее на окончании. Следовательно существуют границы применения горизонтальных стволов, за которыми эффект от создаваемого воздействия теряется. Наибольшее влияние на протяженность горизонтальных участков оказывает скин-фактор, вязкость и плотность нефти.

Если рассматривать реальную ситуацию создания давления на пласт, то с учетом потерь давления из-за скин-фактора и трения меняется форма площади дренирования. При этом можно выделить три критические точки: первая – место окончания насосно-компрессорной трубы, вторая и третья – два окончания фильтрационного участка ствола скважины. Как упоминалось выше, наиболее распространённое расположение НКТ – за пределами горизонтального участка. Следовательно точка, обозначающая окончание НКТ, смещается в точку начала фильтрационного участка. Для объективного представления о площади дренирования необходимо рассматривать задачу, где каждая критическая точка является местом радиального притока, а расстояние между ними – местом эллиптического притока с учетом трения и скин-фактора, общая поверхность притока будет описываться уравнением поверхности второго порядка. Представим получившуюся модель, как плоскую задачу дренирования, описанную множеством 7 и отображенную на рисунке 3,

как это делали авторы вышеописанных математических моделей. Формула 8 представляет собой выражение площади области дреннирования.

$$M = \left\{ \left(x = -\sqrt{R_k^2 - y^2} \right) \cup \left(x = \gamma \left| \frac{R_k^2}{y} \right| - \gamma R_k \right) \cup \left(x = \sqrt{R_k^2 - y^2} + L \right) \right\} \quad (7)$$

$$S = 2 \left(\int_{-R_k}^0 -\sqrt{R_k^2 - y^2} dy + \int_0^L \gamma \left(\left| \frac{R_k^2}{y} \right| - R_k \right) dy + \int_L^{R_m} \left(\sqrt{R_k^2 - y^2} + L \right) dy \right) \quad (8)$$

где $\gamma = \frac{4R_k}{L(S+f)}$ – коэффициент учитывающий эллиптическую форму притока и сопротивление потоку вызываемые трением и скин-фактором, а $R_m = \frac{\gamma R_k^2}{L + \gamma R_k}$ – радиус притока к окончанию горизонтального участка.

Данная плоскость (рисунок 3) будет сечением поверхности второго порядка, описывающей трёхмерную модель дреннирования.

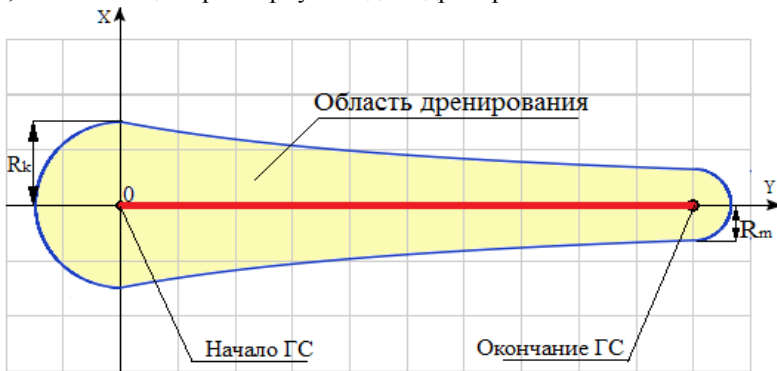


Рис. 3. Плоское отображение притока флюида к горизонтальной скважине по формуле 7

Стоит отметить, что формула Ренарда-Дюпюи (3) описывает общий характер притока к горизонтальной скважине. Подставив решение множества 7 в аргумент формулы Ренарда-Дюпюи можно получить формулу дебита для получившейся области дренажа.

Чтобы представить разницу между полученной областью дреннирования и классической моделью представим их на едином графике (рисунок 4).

Выделим две отличительные зоны, на рисунке 4 обозначены как «Область 1» и «Область 2». Если рассматривать классическую модель дреннирования, то перепад давления на протяжении всего горизонтального участка будет одинаковым. Из этого и складывается эллиптическая форма площади дреннирования. Ранее в работе

было доказано, что перепад давления изменяется из-за скин-фактора и трения на протяжении длины горизонтального участка. Такое изменение и является различием графиков в «Области 2» на рисунке 4. Также учитывая наиболее распространённое расположение НКТ (за пределами ГС), отметим, что наибольшее воздействие на пласт будет в начале горизонтального участка, а не в центре как у эллиптической формы площади дренажа. Из этого получается различие графиков форм дренирования в «Области 1» на рисунке 4.

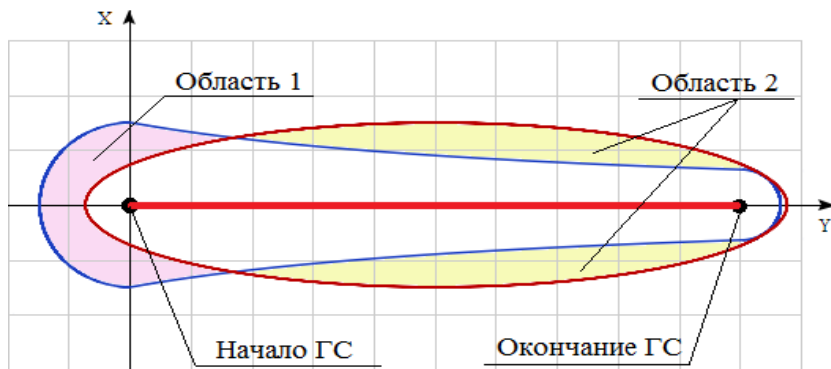


Рис. 4. Сравнение областей дренирования

Возьмем за основу для проектирования разработки залежи получившуюся модель дренажа. В этом случае горизонтальная скважина не может быть параллельна залеганию пласта, а должна располагаться так, чтобы увеличить охват воздействия и как следствие увеличить конечное извлечение нефти. Такое расположение зоны дренирования обуславливается наиболее плавным перемещением водонефтяного или газонефтяного контакта. Для этого горизонтальный участок стоит располагать так, чтобы граница зоны дренирования была параллельна напластованию. При этом сам горизонтальный участок не будет параллелен напластованию. Если учитывать только эллиптическую форму дренирования, возникает возможность преждевременного обводнения из-за неправильного расположения горизонтального участка в толще пород. Очагом такого обводнения будет участок в начале горизонтального ствола, следовательно, ликвидировать обводнение не представится возможным.

Для представления о влиянии скин-фактора, трения и площади дренирования рассмотрим реальный объект разработки. Наиболее интересными с точки зрения таких возмущающих воздействий являются неоднородные месторождения с сверхвязкой нефтью. Для примера возьмем Башкирский ярус одного из месторождений Республики Татарстан. Характеристики объекта разработки представлены в таблице 1.

Для расчета возьмем формулу Джорши и отобразим зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка на графике (рисунок 6). Отобразим на графике (рисунок 6) изменение дебита от ввода коэффициента трения и скин-фактора, добавим расчет по формуле Ренарда-Дюпюи с зоной дренирования из множества 7.

Таблица 1. Параметры для расчета дебита и эффективной длины ГС

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Вязкость	мПа·с	307,1
Проницаемость	мкм ²	0,105
Перепад давления в начале ГС	МПа	7,11
Эффективная толщина пласта	м	6
Диаметр скважины	м	0,168
Радиус контура дренирования	м	150
Скин-фактор	-	1

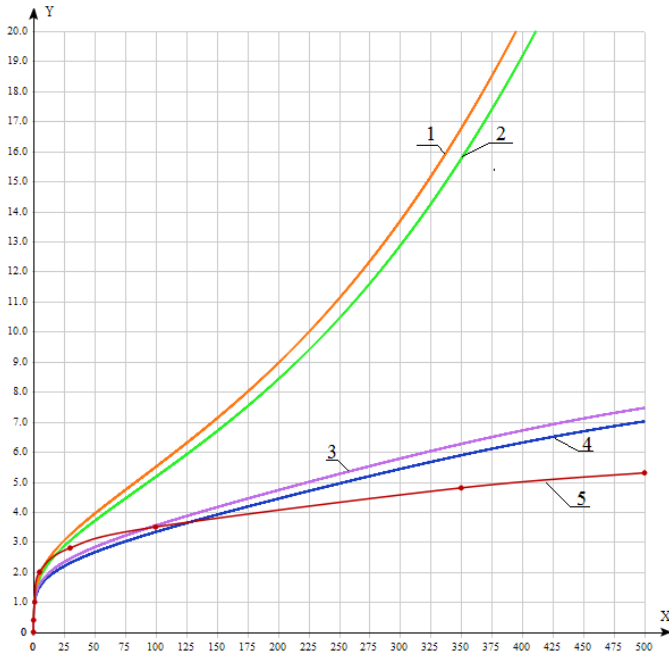


Рис. 5. График зависимости дебита скважины от длины горизонтального участка, где Y – дебит скважины в м³/сут и X – длина горизонтального участка в метрах

На графике отобразено 1 – расчет по формуле Джорши без учета трения и скин-фактора, 2 – расчет по формуле Джорши только с учетом трения, 3 – расчет по формуле Джорши только с учетом скин-фактора, 4 – расчет по формуле Джорши с учетом трения и скин-фактора, 5 – расчет по формуле Ренарда-Дюпюи с зоной дренажа из множества 7.

Выводы

- Представление о дренажной системе сильно влияет на характер расположения горизонтальных стволов, их дебит и длину;
- Разработанная методика позволяет грамотно применять дренажные системы, что ведет к увеличению конечного нефтеизвлечения и предотвращает преждевременное обводнение скважин;
- При математическом моделировании дебита скважины необходимо учитывать возмущающие воздействия скин-фактора и трения в горизонтальном участке.

Список литературы

1. Азиз Х., Сеттери Э. Математическое моделирование пластовых систем. - М., Недра. - 1982. - 408 с.
2. Вахитов Г. Г. И др. Освоение месторождений с помощью многозабойных горизонтально-разветвлённых скважин. В сб. "Исследования в области технологии и техники добычи нефти". ВНИИ. - М., 1976. - Вып. 54. - С. 3-14.
3. Выбор геометрии рационального размещения горизонтальных скважин в пласте. - ЭИ, серия: Нефтепромысловое дело (заруб. опыт). - ВНИИОНГ - 1994. - вып. 7. - С. 1-11 (Реферат ст. Suprinovich R., Butler R. M. The choice of patten size and shape for regular arrays of horizontal wells // J. of Canad. Thecnol. - 1992, 1. - Vd.31, №1. - p. 39-44).
4. Европейцев Р. К. и др. О строительстве в Западной Сибири первой горизонтальной скважины // «Нефтепромысловое хозяйство». - 1986. - №12. - С. 8-12.
5. Телков А. П., Краснова Т. Л. Расчёт оптимального положения и дебита горизонтальной скважины, дренирующей нефтегазовую залежь с подошвенной водой.// Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1997. - №6. - С. 34.

Белов Михаил Алексеевич, аспирант, ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г.Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: belowmihail@gmail.com)

Mikhail A. Belov, graduate student, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Institute of Oil and Gas , Izhevsk, Russian Federation (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: belowmihail@gmail.com)

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БАШКИРСКОГО ЯРУСА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТИИ И ТАТАРСТАНА

Белов М.А.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

Галикеев И.А.

ООО «НПП «Горизонт»

Геологическое моделирование месторождений нефти и газа создается для составления представления о залегании нефти и газа на месторождении. Наиболее неизученными остаются сложнопостроенные месторождения. С увеличением обводнения легких для добычи залежей, актуальность разработки трудноизвлекаемых запасов возрастает. Залежи башкирского яруса на территориях Удмуртии и Татарстана в большинстве своем относятся к трудноизвлекаемым. В работе рассматриваются вопросы изучения сложнопостроенных месторождений высоковязких нефтей и методы создания наиболее полной геологической модели. Анализ геологических данных открывает новые возможности для использования современных технологий бурения и интенсификации добычи.

Ключевые слова: геологическая модель, башкирский ярус, вязкая нефть, неоднородность, геофизические исследования.

ANALYSIS OF BASHKIRIAN STAGE GEOLOGICAL MODEL ON UDMURTIA AND TATARSTAN FIELDS

Belov M.A.,

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

Galikeev I. A.

ООО "NPP" Horizon"

Geological modelling of oil and gas fields is created to produce the idea about the occurrence of oil and gas in the field. Complex structure fields remain the most unexplored. Development of hard-to-recover reserves becomes urgent with the increase of flooding in easy production deposits. The Bashkirian stage deposits on the territory of Udmurtia and Tatarstan belong to hard-to-recover ones. This research covers the study of complex structure fields having high-viscosity oils as well as methods of creating the most comprehensive geological model. Analysis of geological data opens up new possibilities for the use of modern drilling technologies and production stimulation.

Keywords: geological model, bashkir tier, viscous oil, diversity, geophysical surveys.

Нефтяные залежи башкирского яруса в Республиках Удмуртия и Татарстан являются на данный момент одними из наиболее перспективных. Такая позиция называется авторами [1,2], исходя из того, что самые лёгкие для разработки объекты уже эксплуатируются и подходят к конечной стадии добычи. Расширение разработки башкирского яруса ведется повсеместно в Приволжском Федеральном Округе и выявляются новые особенности залегания углеводородов.

Нефтяные ресурсы залежей башкирского яруса считаются трудноизвлекаемыми по ряду причин:

- 1) карбонатные, трещиноватые коллектора, с малой проницаемостью;
- 2) неоднородность пластов-коллекторов;
- 3) высоковязкие нефти.

Подтверждением этому служат промысловые данные, приведенные авторами [1, 2] в своих трудах. В Удмуртии выявлено 63 месторождения с нефтеносными залежами башкирского яруса с проницаемостью до $1,172 \text{ мкм}^2$ и пористостью от 9 до 23%. Пласты неоднородны и состоят из частого переслоения отдельных проницаемых пропластков толщиной от 0,5 до 5 м. Вязкость нефти от $0,375$ до $4,213 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. К трудноизвлекаемым запасам в Удмуртии относят 37% всех залежей [1]. Как упоминает автор [2] на залежи нефти окско-башкирского комплекса в Татарстане приходится 14% извлекаемых запасов. Мощность пластов коллекторов колеблется в пределах от 0,7 до 4,8 м. Также имеется неоднородность по напластованию. Породы-коллекторы башкирского яруса имеют пористость от 10 до 22% (в среднем 15%), проницаемость от 10 до $400 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Вязкость нефти определяется от $29,8$ до $589 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (в среднем $179,22 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) [2].

Наиболее перспективным методом разработки трудноизвлекаемых запасов нефти является бурение скважин с горизонтальным окончанием. Горизонтальные скважины позволяют увеличить зону дренирования и объединить разрозненные трещины в пласте, что уменьшает срок окупаемости разработки.

Рассмотрим подробнее строение башкирского яруса на территории Удмуртии и Татарстана. Как показывает практика бурения и разработки месторождений большинство залежей башкирского яруса сложены карбонатными трещиноватыми коллекторами, имеют неоднородности и содержат высоковязкую нефть. Для примера возьмем Башкирский ярус одного из месторождений Республики Татарстан. Характеристики пластов башкирского яруса представлены в таблицах 1 и 2.

Средние значения физических параметров нефти следующие: плотность пластовой нефти – $0,923 \text{ г/см}^3$, давление насыщения – $1,0 \text{ МПа}$, динамическая вязкость – $307,09 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. При однократном разгазировании

пластовой нефти: объемный коэффициент - 1,012, газосодержание – 3,58 м³/т (при дифференциальном – 2,29 м³/т), плотность - 0,932 г/см³. По данным исследований нефть башкирских отложений битуминозная, высоковязкая, особо высокосернистая (4,15%), парафинистая (3,3%), высокосмолистая (15,31%).

Таблица 1. Характеристики толщи пород башкирского яруса

Параметры	Показатели	Башкирский ярус	
Общая толщина, м	Среднее значение	40,5	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,074	
	Интервал изменения, м	от	35,3
		до	45,3
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение	15,1	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,375	
	Интервал изменения, м	от	2,6
		до	29,6
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение	5,5	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,821	
	Интервал изменения, м	от	0,6
		до	16
Коэффициент песчанистости, доли ед.	Среднее значение	0,573	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,300	
	Интервал изменения, м	от	0,267
		до	0,854

Разработка нефтяной залежи во многом зависит от структуры пласта. Залежи башкирского яруса представляют собой пласты с неоднородностью по напластованию и простиранию. Так при неоднородности по напластованию можно разделить залежь на несколько объектов и эксплуатировать их отдельно горизонтальными скважинами или многоствольными скважинами. Сложность разработки башкирского яруса заключается в том, что разделить на отдельные блоки объединенные неоднородностью по простиранию не представляется возможным по ряду причин:

1. сейсмическая разведка не может определить неоднородность по простиранию;

2. при бурении разведочных вертикальных и наклонно-направленных скважин вероятность идентификации такой неоднородности очень мала;

3. при вскрытии сложнопостроенных геологических структур интерпретация геологических данных может быть ошибочна;

4. до бурения скважин с горизонтальным окончанием не известно, где находятся слабо проницаемые или непроницаемые перегородки.

Таблица 2. Гидродинамические характеристики залежи

Вид исследований	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость, %	Коэффициент ост. водон./нач. нефтен., доли ед.
Лабораторные исследования ядра	Количество скважин, шт	1	2	2/
	Количество определений, шт	18	30	14/
	Среднее значение	105,09	13,8	0,304/
	Коэффициент вариации, д. ед.	1,510	0,265	0,233/
	Интервал изменения	3,4-486,0	7,5-20,4	0,118-0,392/
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт	35	35	35
	Количество определений, шт	472	472	472
	Среднее значение	23,787	14,6	/0,792
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,675	0,262	0,103
	Интервал изменения	3,029-96,725	7,3-28,3	/0,530-0,907
Принятые при проектировании		105,09	15	0,79

Существует несколько методик определения неоднородности по простиранью, и все они применяются во время бурения или в пробуренных скважинах. Методики подразделяются на косвенные и прямые. К косвенным методикам следующие способы: нейтронный гамма-каротаж, гамма-каротаж, метод продолжительности бурения, метод двух растворов и метод «исследо-

вание-испытание-исследование». К прямым методам относятся изучение шлама и керна, с горизонтального участка [3].

Наиболее полное представление о неоднородности и характеристиках пласта можно получить только с анализом керна. Однако этот метод самый длительный, наиболее затратный и не может быть применен во всех случаях. Изучение шлама также может охарактеризовать коллектор, но при вымыве породы с горизонтального участка возможно ее перемешивание со скопившимся шламом и в этом случае объективность представлений о пласте теряется.

Косвенные методы проводятся зачастую в процессе бурения и требуют меньше времени для изучения, чем прямые. Наиболее удобными методами является каротаж как в процессе бурения, так и после окончания бурения. Общая пористость породы в большинстве случаев определяется по данным нейтронного гамма-метода (НГК), показания которого зависят в основном от суммарного содержания флюидов в породе, связанного с объемом пор. Естественный радиоактивный фон измеряется с помощью гамма-каротажа (ГК) [3]. По его значению можно определить глинистость пород.

Для полного представления о структуре данных залежей нужно рассматривать реальные данные полученные при бурении скважин. На рисунке 1 представлены каротажные диаграммы трех горизонтальных скважин записанные гамма-каротажом и нейтронным гамма-каротажом. Чем больше значение НГК, тем больше пор и трещин содержится на участке. Значение ГК отражают содержание глини.

Стоит отметить, что участки скважин на рисунке 1 после вскрытия продуктивного пласта располагались параллельно залеганию пласта. Однако на диаграммах видно, что по протяженности горизонтального ствола существует неоднородность и в некоторых случаях встречаются глинистые перегородки. Следовательно, нефтяная залежь разобщена не только по напластованию, но и разделена на некие блоки, разобщенные между собой слабо проницаемыми или непроницаемыми перегородками. В вертикальном разрезе на траектории скважины неоднородность отображена на рисунке 2.

Эффективная разработка залежей башкирского яруса предполагает создание геологической модели, учитывающей анизотропию пластов. Эта модель должна совершенствоваться и дополняться по мере разбуривания всего месторождения по данным полученным от проводимых исследований. Геологическая модель должна учитывать пропластки по вертикали и блочную структуру по горизонтали. По данным со скважин необходимо сопоставлять слабо проницаемые участки и глинистые перегородки, чтобы планировать новые горизонтальные скважины. В итоге геологическая модель будет отражать полностью структуру месторождения. По этой модели в процессе эксплуатации возможно выявить проблемные участки и планировать методы интенсификации добычи.

Если рассматривать конкретные скважины, то стоит отметить, что при обнаружении после бурения горизонтального ствола слабо проницаемых зон, необходимо спланировать расположение башмака колонны насосно-компрессорных труб (НКТ). Расположение башмака должно быть таким, чтобы предупредить обводнение горизонтального фильтрационного участка в его начале. Это даст возможность отсечь обводненный участок горизонтального ствола и эксплуатировать остальную часть. Особую актуальность такой фактор приобретает для месторождений сверхвязких нефтей.

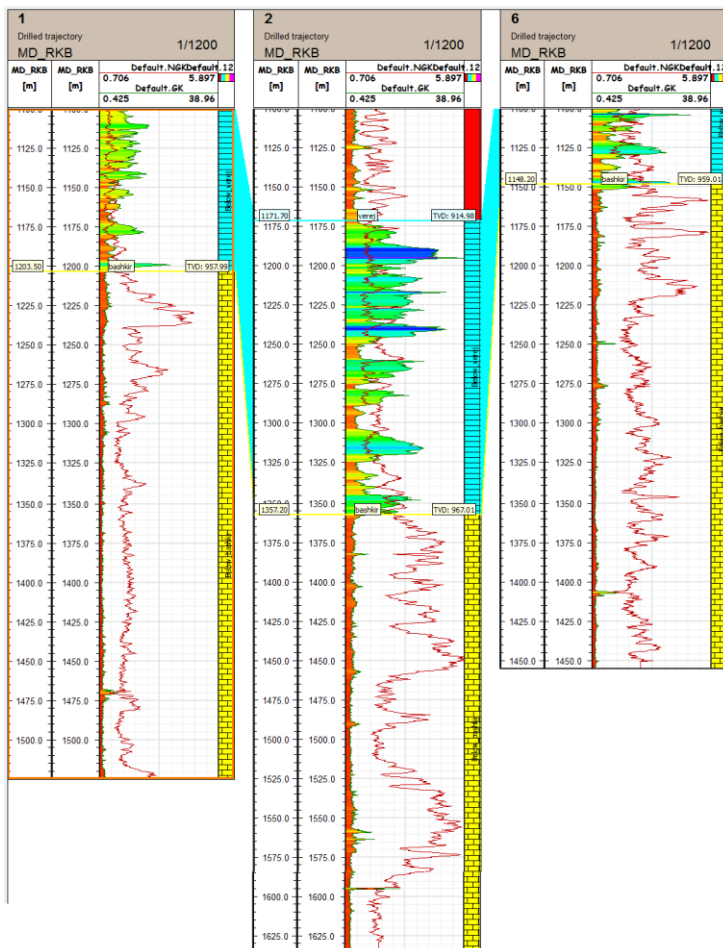


Рис. 1. Каротажные диаграммы НКГ и ГК

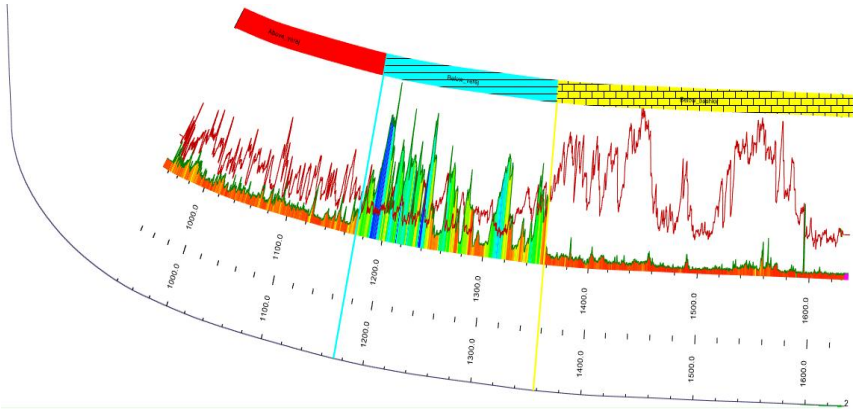


Рис. 2. Данные ГК и НГК, отображенные на вертикальной проекции траектории скважины

Перспективным направлением разработки залежей башкирского яруса можно считать бурение многозабойных и многоствольных скважин. При этом наиболее актуальными будут скважины, обеспечивающие одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ) с независимыми друг от друга стволами. Такие скважины могут обеспечить одновременно добычу из пласта и нагнетание в пласт. Это может позволить нагнетать теплоноситель, который по мере доставки его в пласт будет разогревать добывающийся флюид. Данная методика может уменьшить образование асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) и минимизировать потери давления на трения в НКТ. Вместе с тем окупаемость скважины на долю продукции увеличится, из-за ввода нескольких горизонтальных стволов вместо бурения нескольких скважин с горизонтальным окончанием. Технология бурения таких скважин уже существует, но только начинает внедряться в России.

Выводы:

- При составлении геологических моделей стоит учитывать неоднородность залежей по напластованию и простиранию;
- Эффективным методом идентификации неоднородности является проведение геофизических исследований, но для полного анализа геологических данных необходимо проведение исследований керна, отобранного с горизонтального участка скважины;
- Расположение башмака НКТ должно соответствовать эффективному использованию горизонтального ствола;
- Перспективным направлением разработки трудноизвлекаемых запасов является бурение многоствольных и многозабойных скважин.

Список литературы

1. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – М. Недра. – 1994
2. Хузин Р. Р. Геотехнологические основы освоения трудно-извлекаемых запасов мелких сложнопостроенных месторождений нефти. – Самара. Нефть.Газ.НОВАЦИЯ – 2012
3. Золоева Г.М., Фарманова Н.В., Царева Н.В., Куликов Б.Н., Силина Л.В. Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики. – М. Недра – 1977

Белов Михаил Алексеевич, аспирант, ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г.Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: belowmihail@gmail.com)

Галикеев Ильгизар Абузарович, директор ООО «НПП «Горизонт» г. Ижевск, ул. Дёповский проезд, дом 3, доцент кафедры БНГС, ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: Gilgizar@gmail.ru)

Mikhail A. Belov, graduate student, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Institute of Oil and Gas , Izhevsk, Russian Federation (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: belowmihail@gmail.com)

Galikeev Ilgizar Abuzarovich, director ООО NPP Gorizont, Izhevsk, Depovskiy proezd St. 3, associate professor of BNGS department, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Institute of Oil and Gas , Izhevsk, Russian Federation (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: Gilgizar@gmail.ru)

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НА ОСНОВЕ СШИТОГО ПОЛИМЕРА (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «БЕЛКАМНЕФТЬ»)

Борхович С.Ю.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

Натаров А.Л., Онегов М.Н.

ПАО «Белкамнефть»

Рассматриваются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Удмуртии с осложненными геолого-физическими особенностями

Ключевые слова: физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, потокоотклоняющие технологии, полимердисперсные системы

RATIONALE FOR TECHNOLOGY ALIGNMENT PROFILE INJECTIVITY OF WELLS IN OIL FIELDS BASED ON CROSSLINKED POLYMERS (ON THE EXAMPLE OF DEPOSITS PJSC "BELKAMNEFT")

S.Y. Borhovich

Institute of oil and gas. M. S. Gutseriev

A.L. Natarov, M.N. Onegov

PJSC "Belkamneft"

The physical and chemical methods of enhanced oil recovery in the Udmurtia fields with complex geological and physical features

Keywords: physico-chemical methods of enhanced oil recovery, flow diverter technologies, polymer dispersions

В процессе разработки месторождения, наиболее эффективным и распространенным методом увеличения темпов отбора нефти из пласта и повышения коэффициентов нефтеотдачи является поддержание пластового давления с помощью заводнения [1].

Использование различных видов заводнений на продуктивные пласты должно обеспечивать более полное извлечение геологических запасов нефти. Применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи позволяют увеличивать коэффициенты вытеснения и охвата сложных неоднородных коллекторов, при этом оказывается дополнительное воздействие:

- улучшение заводнения, основанное на снижении межфазного поверхностного натяжения и изменения соотношений подвижности фаз;
- извлечение остаточной нефти из заводнившихся пластов, основанное на полной или частичной смесимости рабочих агентов с нефтью и водой.

В результате применения физико-химических методов происходит:

- увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет изменения направлений фильтрационных потоков закачиваемого агента в пласт, снижения проницаемости каналов низких фильтрационных сопротивлений (НФС);
- получение дополнительной добычи нефти из ранее не дренируемых зон пласта;
- снижение эксплуатационных затрат на добычу попутнодобываемой воды.

Объектом применения является нагнетательная скважина как очаг заводнения участка продуктивного пласта, ограниченного первым рядом сетки реагирующих эксплуатационных скважин.

Как правило, общими основными критериями для подбора участков/скважин для проведения технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) являются вертикальная и площадная неоднородность пласта, неоднородный профиль приемистости по промысловым геофизическим исследованиям, резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводненности выше средних значений по объекту. Подбор технологии (реагентов) определяется также из дополнительных условий геолого-физической характеристики пласта и технологических показателей эксплуатации скважины/участка.

Для воздействия на пласт с целью выравнивания профиля приемистости и увеличения охвата залежи процессами вытеснения в ПАО «Белкамнефть» применяются различные технологии.

Метод 1. В качестве рабочего агента используют модифицированные полимердисперсные системы (МПДС) [2].

Из-за неравномерного продвижения фронта вытеснения и прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины по отдельным высокопроницаемым интервалам пласта и трещинам образуются промытые зоны с низким фильтрационным сопротивлением. Основная масса закачиваемой воды фильтруется по отдельным промытым зонам, не обеспечивая потенциальной эффективности нефтевытесняющего агента. Ускоренная выработка высокопроницаемых пропластков приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин при невыработанных запасах нефти в низкопроницаемых пропластках.

Одним из путей повышения охвата нефтенасыщенных пластов заводнением является увеличение фильтрационного сопротивления промытых водой

высокопроницаемых зон коллектора закачкой МПДС, состоящей из полимеров, дисперсных частиц горных пород и сшивающего агента – агента модифицирующий гелеобразующий (АМГ). МПДС обладает высокими структурно-механическими свойствами, что позволяет рекомендовать ее для повышения нефтеотдачи неоднородных пластов с обширными промытыми зонами, в карбонатных трещиноватых коллекторах, в пластах с вязкими и высоковязкими нефтями.

Сущность технологии заключается в закачивании последовательно чередующихся оторочек водного раствора полиакриламида (ПАА) и глинистой суспензии. Сшивающий агент АМГ вводят или одновременно закачивают с раствором ПАА и (или) с глинистой суспензией в одном, нескольких или во всех циклах закачки компонентов МПДС. Сшивающий агент также дополнительно вводят в буферный объем воды. При закачке сшивающий агент АМГ внедряется в частички ПАА и глины. Закачиваемые или находящиеся в пласте частицы глинистой суспензии также взаимодействуют со свободными функциональными группами ПАА. В высокопроницаемых зонах пласта происходит процесс флокуляции и сшивки с образованием сшитой полимердисперсной системы, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков и последующее нагнетание воды способствует извлечению нефти из низкопроницаемых зон пласта. Закачка сшивающего агента с буферным объемом воды модифицирует поверхность пористой среды, что способствует более полному взаимодействию всей системы.

Закачивание раствора полимера, глинистой суспензии с сшивающими агентами в условиях обводненности продукции 95-99% приводит к увеличению фильтрационного сопротивления высокопроницаемого пропластка модели неоднородного пласта в 1,6-25 раз (в зависимости от концентрации реагентов, количества циклов МПДС с введенным сшивающим агентом), и вовлечению, за счет этого, в работу низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков и повышению коэффициента нефтеотдачи.

Технология закачки МПДС предусматривает закачку достаточно больших объемов составов в непрерывном режиме, поэтому работы по закачке выполняются стационарными бригадами круглосуточно.

Метод 2. Технология GelFlow, включающая закачку сшитой полимерной системы [3]. Технология применения сшитых полимерных составов, глубоко проникающих в пласт, предусматривает использование медленно сшивающих композиций «полимер-сшиватель», вследствие чего последние способны проникать вглубь пласта на значительные расстояния и эффективно регулировать распределение потоков в пластах.

Область применения - терригенные и карбонатные, поровые и трещинно-поровые нефтегазоносные пласты-коллекторы с выраженной емкостной и фильтрационной неоднородностью по мощности, наличием высоко и низко-

проницаемых, а также среднепроницаемых интервалов. Обязательное наличие системы заводнения (площадная, рядная, очагово-избирательная, приконтурная) и начальной приемистости не менее $150 \text{ м}^3/\text{сут}$. Стадия разработки месторождения не регламентируется.

Сущность технологии заключается в добавке к закачиваемому в пласт раствору полимера незначительного количества (тысячные доли процента) сшивающего агента, под воздействием которого происходит структурирование макромолекул полимера в пористой среде с образованием геля [4]. При этом диапазон возможных значений остаточного фактора сопротивления сшитых полимеров может быть в тысячу и более раз выше, чем у раствора полимера без сшивателя. Образовавшийся гель препятствует дальнейшему продвижению закачиваемой воды по «намытым каналам», таким образом, перераспределяются фильтрационные потоки в пласте. Объем закачки составляет от 200 до 5000 м³ в зависимости от назначения технологии, мощности и проницаемости пропластка (интервала) и т.д.

Технологии увеличения нефтеотдачи пластов применяются на месторождениях Западной Сибири, Поволжья Южного Урала, начиная с 2000 года.

Объектами внедрения технологий увеличения нефтеотдачи пластов стали нефтегазоносные пласты представленные песчаниками и карбонатными породами с пластовыми температурами от 25°C до 110°C.

В продуктивном разрезе по скважинам выделялись от 2 до 5 интервалов изолированных непроницаемыми или слабопроницаемыми перемычками. Проницаемость обводненных или обводняющихся интервалов по которым проходил прорыв воды составлял от 0,2 до 2,7 мкм², нефтенасыщенных интервалов от 0,02 до 0,4 мкм².

Технологическим эффектом от применения МПДС и GelFlow является извлечение дополнительного количества нефти из пласта. В результате перераспределения фильтрационных потоков происходит увеличение охвата пласта заводнением, что приводит к снижению обводненности добываемой продукции и увеличению дебита нефти добывающих скважин.

В качестве реагирующих скважин выбирается первый ряд добывающих скважин вокруг нагнетательной скважины, через которую производилось закачивание реагентов. Для оценки эффективности допускается включение в число реагирующих скважин добывающие скважины второго ряда, так как может происходить изменение гидродинамического режима на обширной части пласта.

Анализ работы фонда скважин на Юськинском месторождении позволил выявить рост обводненности добывающих скважин от нагнетательных скважин 1311, 2606, 2621, 2661, 2664 (рис.1) и неравномерную выработку запасов нефти по пластам (рис.2-3). Вследствие более высокой проницаемо-

сти коллектора закачиваемая вода быстрее прорывается к добывающим скважинам.

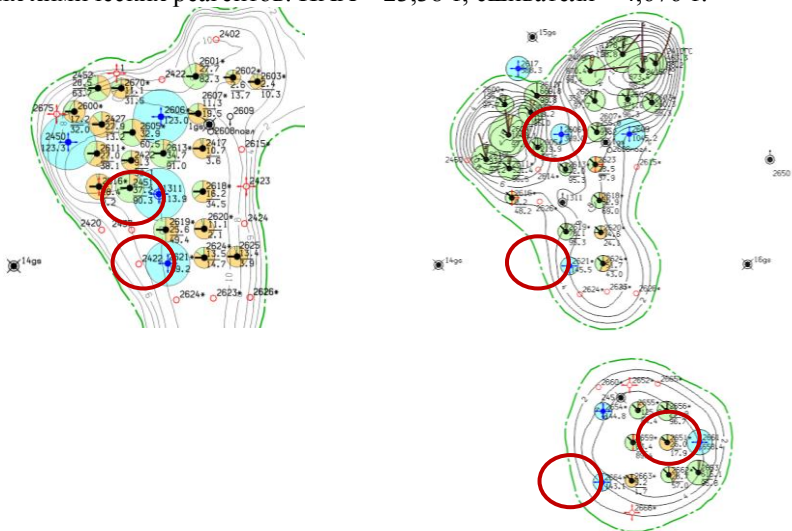
По технологии МПДС обработано 9 нагнетательных скважин на Юськинском, Забегаловском, Якшур-Бодьинском и Новоселкинском месторождениях [4].

По всем обработанным скважинам достигнута гарантированная суммарная технологическая эффективность по дополнительной добыче нефти 4 637,49 тонн. Объем закачки МПДС на одну скважину составил – 1 000 м³.

По технологии GelFlow обработано 15 нагнетательных скважин на Арланском, Новоселкинском, Южно-Листвинском, Сосновском и Быгинском месторождениях [5].

По всем обработанным скважинам достигнута гарантированная суммарная технологическая эффективность по дополнительной добыче нефти 3 258,68 тонн.

Общий объем закачки композиции 5 845 м³. Общее количество использованных химических реагентов: ПАА – 23,38 т, сшивателя – 4,676 т.



а) верейско-башкирский объект разработки

б) визейский объект разработки

Рис.1. Карта разработки Юськинского месторождения по состоянию на 01.01.2015 г.

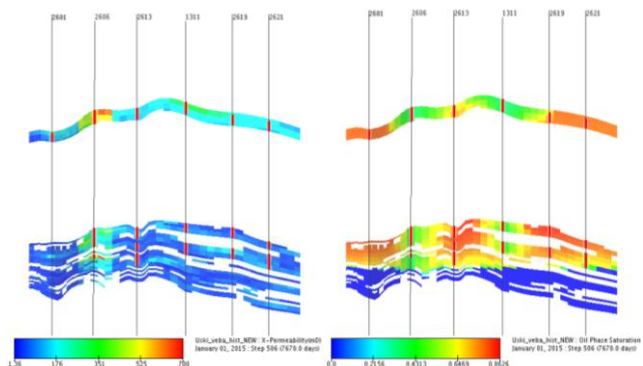


Рис.2. Гидродинамическая модель верейско-башкирского объекта разработки Юськинского месторождения. Куб проницаемости (слева), куб нефтенасыщенности по состоянию на 01.01.2015г. (справа)

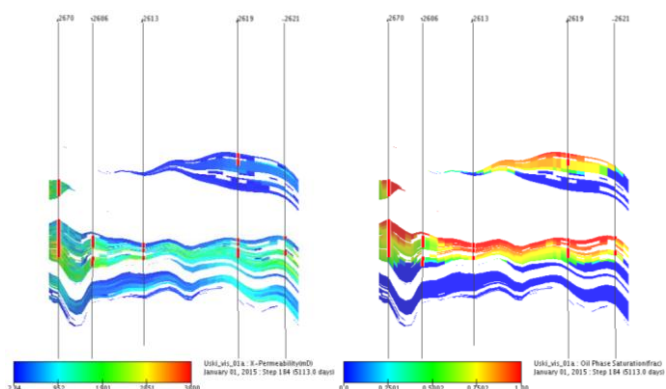


Рис.3. Гидродинамическая модель визейского объекта разработки Юськинского месторождения. Куб проницаемости (слева), куб нефтенасыщенности по состоянию на 01.01.2015г. (справа)

В результате обработки нагнетательных скважин по технологии GelFlow приемистость нагнетательных скважин снизилась.

Следует отметить, что по обоим методам воздействия, технологическая эффективность получена в целом по каждой ячейке нагнетательных скважин.

Выводы

Результаты проводимых МУН доказывают, что потокоотклоняющие технологии являются эффективным средством для регулирования системы разработки залежей. Перераспределение фильтрационных потоков позволяют

повышать охват залежи воздействием, снижать обводненность по добывающим скважинам нагнетательной ячейки. За счет снижения объема попутно добываемой воды снижаются эксплуатационные затраты при добыче, подготовке и транспортировке скважиной продукции.

Список литературы

1. Шандрыгин А.Н., Лутфуллин А.А. Основные тенденции развития методов увеличения охвата пластов воздействием в России. SPE – 117410 – PP.
2. Газизов А.Ш. и др. Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 1998. №2. с. 12 – 14.
3. Лозин Е.В. и др. Разработка и внедрение осадкогелеобразующих технологий // Нефтяное хозяйство. 1996. №2. С. 39 – 41.
4. <http://www.cse-inc.ru>
5. <http://www.mirrico.ru>

Борхович Сергей Юрьевич, кандидат технических наук, заведующий кафедрой, ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Натаров Андрей Леонидович, начальник отдела гидродинамического моделирования ПАО «Белкамнефть», (г. Ижевск, ул. Пастухова 100, 426004, e-mail: a.l.natarov@yandex.ru)

Онегов Михаил Николаевич, начальник управления проектного контроля АО «Белкамнефть», (г. Ижевск, ул. Пастухова 100, 426004, e-mail: onegov@belcam.com)

Borkovich Sergey Yuryevich, candidate of technical Sciences, head of Department at Roy, fsbee HPE "Udmurt state University" Institute of Oil and Gas. M. S. Gutseriev, Izhevsk, Russian Federation, (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Natarov, Andrei Leonidovich, head of the Department of hydrodynamic simulation of JSC "Belkamneft", (Izhevsk, street Pastukhov 100, 426004, e-mail: a.l.natarov@yandex.ru)

Onegov Mikhail Nikolaevich, head of project monitoring JSC "Belkamneft", (Izhevsk, street Pastukhov 100, 426004, e-mail: onegov@belcam.com)

НОВЫЙ ПОДХОД К ПОДБОРУ СКВАЖИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

С.Ю. Борхович

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

А.Л. Натаров, Н.Н. Попова

ПАО «Белкамнефть»

Рассматриваются методы обработки призабойной зоны пласта в карбонатных коллекторах на месторождениях Удмуртии с осложненными геолого-физическими особенностями, причины снижения продуктивности скважин от кратности кислотных обработок, подход по подбору мероприятий для повышения эффективности кислотных обработок с помощью геолого-технологических моделей месторождений

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, обработка призабойной зоны, продуктивный пласт, карбонатный коллектор

NEW APPROACH TO THE SELECTION OF WELL TO IMPROVE EFFICIENCY TECHNOLOGICAL ACID TREATMENTS

S.Y. Borhovich

Institute of oil and gas. M. S. Gutseriev

A.L. Natarov, N.N. Popova

PJSC "Belkamneft"

The methods of BHT in the carbonate reservoirs in the fields of Udmurtia characterised by complex geological and physical features, reasons for the decline in well productivity due to multiple acid treatments, the approach for the selection of measures to improve the effectiveness of acid treatments using geological and technological models of reservoirs

Keywords: geological and technical measures, BHT, formation, carbonate reservoir

При подборе вида ГТМ вопрос их эффективности выносится на первый план и является одной из основ целесообразности всего проекта по добыче нефти. С этой целью перечень ГТМ планируется и уточняется при разработке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия и в процессе их реализации подвергается планомерной коррекции и уточнению по мере поступления актуальной информации по объемам добычи с месторождения. Этот процесс во

многим оказывает влияние на успешность реализации проектов нефтедобычи и эффективности экономической деятельности предприятия в целом.

Логично предположить, что существует производственная необходимость в оценке методов и критериев эффективности ГТМ. Несмотря на публикацию руководящих документов, регламентирующих подходы к оценке эффективности ГТМ, не существует однозначного мнения о том, какие методы считать эффективными: те, которые имеют положительный общий эффект, или те, которые позволяют достичь эффекта за счет увеличения нефтеотдачи, либо за счет интенсификации добычи нефти.

Учитывая значительные объемы проведения ГТМ на месторождении, следует признать, что даже небольшие закономерные ошибки в построении базового уровня добычи нефти могут привести к неадекватной интерпретации эффективности, искаженному подбору и планированию оптимальных ГТМ и, как следствие, сопровождаться большим материальным ущербом для нефтяной компании.

На территории Удмуртии преобладающий объем запасов нефти сосредоточен в карбонатных коллекторах. Поэтому, на протяжении многих лет проводятся кислотные обработки, которые являются одним из основных видов ОПЗ.

Основные причины, обуславливающие необходимость проведения ОПЗ на добывающих скважинах следующие:

- 1) Низкая проницаемость пород карбонатных коллекторов, высокая расчлененность продуктивных пластов.
- 2) Разрушение призабойной зоны и вынос песка.
- 3) Образование отложений асфальто-смолистых веществ и парафина при эксплуатации скважин при относительно низких забойных давлениях
- 4) Обводнение скважин и образование стойких водонефтяных эмульсий.

Обработка скважин соляной кислотой нашла широкое распространение на карбонатных коллекторах вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и благоприятных пластовых условий для её применения. В нефтесодержащих породах присутствуют известняки, доломиты и карбонатные цементирующие вещества, которые хорошо растворяются в соляной кислоте, при этом происходят следующие основные реакции.

Месторождениям, которые эксплуатируются с поддержанием пластового давления путём закачки воды, уделяется большое внимание ОПЗ водонагнетательных скважин. Снижение или прекращение приемистости водонагнетательных скважин в процессе эксплуатации объясняется следующими причинами:

- 1) Снижением проницаемости пород призабойной зоны пласта в результате физико-химических процессов, происходящих при контакте закачиваемой воды с породами и пластовой водой.

2) Загрязнением поровых каналов ПЗП механическими примесями, продуктами коррозии металла и другими взвешенными частицами, вносимыми в пласт закачиваемой водой.

3) Насыщением пор пород ПЗП нефтью и нефтепродуктами, неизбежно содержащимися в закачиваемой воде. Причем, как правило, мелкодиспергированная в воде нефть характеризуется повышенным содержанием АСПО.

4) Повышением пластового давления в результате закачки воды и снижения репрессии на пласт.

Основной задачей кислотной обработки скважин является восстановление коллекторских свойств в ПЗП за счет разрушения, растворения и выноса в ствол скважины коагулирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения, улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путем расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов по всей перфорированной ширине пласта.

В настоящее время в нефтепромысловой практике наработано множество технологий и специальных реагентов, позволяющих добиваться высокой эффективности. Успешность первичных обработок, по разным оценкам, составляет от 70 до 85%, повторных обработок – менее 50%. К возможным причинам низкой эффективности СКО можно отнести:

- преимущественное проникновение кислоты при обработке ПЗП в наиболее раздренированные интервалы с повышенной водонасыщенностью; так как скорость реакции кислоты с породой в водонасыщенных интервалах намного выше, чем в нефтенасыщенных, продуктивность обводненных прослоев повышается, что в итоге приводит к росту обводненности после обработки;

- в трещиновато-поровых коллекторах кислота реагирует преимущественно с поверхностью трещин, не затрагивая матрицу;

- недостаточные объемы кислотного воздействия или неправильно подобранная технология проведения ОПЗ.

Условно все СКО применяемые на месторождениях компании ПАО «Белкамнефть» можно разделить на простые, поинтервальные направленные (селективные) и большеобъемные.

В простые СКО практически не применяются в связи с тем что проявление их эффективности можно наблюдать в основном на стадии ввода скважин в эксплуатацию. При направленных и большеобъемных СКО достигаемый скин-эффект может составить от -3 до -5, в зависимости от наличия и плотности естественных трещин, матричной пористости, применяемой кислотной композиции, её объемов и методики обработки.

Технология поинтервальной направленной СКО заключается в закачке и продавке в зону продуктивного пласта высоковязкой обратной эмульсии, которая двигаясь по пути наименьшего сопротивления, поступает в работа-

ющие дренированные участки, блокируя их. Закачиваемая вслед за ней соляная кислота, не имея доступа в блокированную зону, взаимодействует с породами неработающей части продуктивного пласта и увеличивает их проницаемость. Но в таком виде технология применима лишь в скважинах с открытым забоем. В скважинах с обсаженным стволом и вскрытым перфорацией пластом перфорационные каналы в зоне неработающих участков могут заполняться блокирующим составом, который не пропускает кислоту к пласту, что снижает успешность обработок. Поэтому в таких скважинах необходимо перед закачкой основного объема блокирующей обратной эмульсии закачать $0,5-1\text{ м}^3$ обратной эмульсии, взаимодействующей с кислотой.

Большеобъемная соляно-кислотная обработка (БОСКО) заключается в поочередной закачке кислоты и эмульсии в пласт и повторение этого цикла 3-5 раз. Применение БОСКО даже по самой простой технологии отклонения с использованием водонефтяных эмульсий в режиме направленной циклической обработки позволяет существенно увеличить производительность скважины. Однако в случае мощных пластов, характеризующихся высокой неоднородностью, нельзя ограничиваться блокированием отдельных каналов – необходимо проводить поинтервальную обработку.

Для повышения эффективности кислотных обработок и увеличения процента успешности их проведения необходимо тщательно подходить к выбору скважин с учетом термодинамических условий и состояния ПЗП, состава пород и свойства жидкостей, технологии проведения соляной обработки.

В качестве факторов, влияющих на выбор скважин кандидатов, рассматриваются:

- геолого-физические факторы: эффективная толщина пласта ($h_{эф}$), коэффициент пористости (m), коэффициент проницаемости (k), вязкость нефти (μ_n), количество обрабатываемых пропластков ($N_{пр}$), глубина залегания пласта (H).

- эксплуатационные факторы: дебит скважины по нефти до обработки (q_n), дебит скважины по жидкости до обработки ($q_{ж}$), обводненность добываемой продукции (n_v) и другие;

- технологические факторы: кратность обработки (N), удельный расход кислоты на метр продуктивной толщины пласта (V_k), концентрация закачиваемого раствора кислоты (C_k) и другие.

При выборе нефтяной скважины для кислотной обработки необходимо знать: результаты промысловых и геофизических исследований; коллекторские свойства пласта; свойства глинистого раствора, используемого для вскрытия продуктивного пласта; толщину пласта; расстояние от скважины до контура нефтеносности и от нижних перфорационных отверстий до водоне-

фтяного контакта; охват перфорацией пласта (отношение толщины продуктивного пласта к перфорированной толще пласта); пластовое давление.

В статье рассматривается новый подход подбора скважин для проведения СКО с помощью геолого-технологических моделей.

В компании ПАО «Белкамнефть» разработка нефтяных месторождений ведется с применением программного комплекса ROXAR.

Модуль мониторинга геолого-гидродинамических моделей ResView позволяет проводить анализ разработки и результатов моделирования, построение карт разработки, изобар, невязок, построение разных типов разрезов, подбор скважин для проведения ГТМ, оптимизация закачки. Анимационный просмотр динамики разработки месторождений. Работа со скважинными данными.

В качестве примера рассматривается Сосновское месторождение (рис.1).

Модуль позволяет проводить подбор скважин для проведения ОПЗ – соляно-кислотные обработки.

Данный инструмент (рис.2) позволяет оценить проницаемость призабойной зоны пласта, скин-фактор, продуктивность и потенциальный дебит скважины после СКО в зависимости от заданного технологического режима.

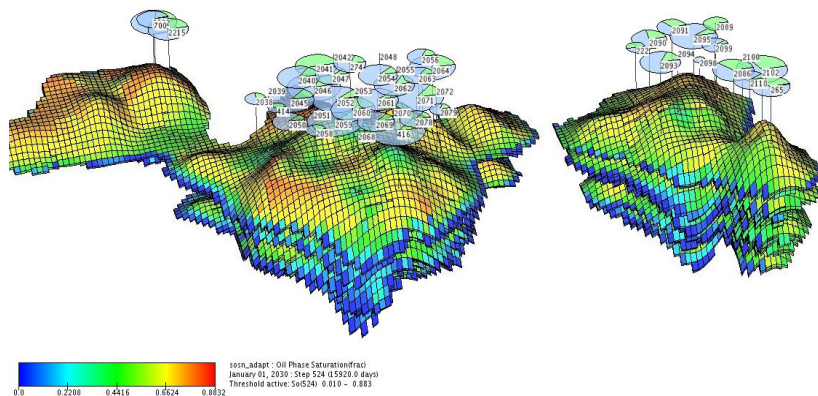


Рис.1. Куб нефтенасыщенности

Пользователь указывает следующую входную информацию:

- Тип/режим кислотной обработки. Здесь возможны следующие варианты проведения СКО:

1. Режим Заданное давление - закачивают заданный объем солянокислотного раствора при постоянном забойном давлении (устьевое давление + гидростатическое давление столба продавливающей жидкости). После того

как заданный объем кислоты полностью закачен в пласт, расчет СКО завершен.

2. Режим Заданный расход - установленный объем солянокислотного раствора закачивается в пласт в течение заданного периода времени. После того как заданный объем кислоты полностью закачен в пласт, расчет СКО завершен.

3. Режим Заданный расход + кислотная ванна - установленный объем солянокислотного раствора закачивается в пласт в течение заданного периода времени. После того как заданный объем кислоты полностью закачен в пласт, производится анализ действия солянокислотного раствора при закрытой скважине в течение времени кислотной ванны. По окончании времени кислотной ванны расчет СКО выполнен.

4. Режим Заданное давление + кислотная ванна - закачивают заданный объем солянокислотного раствора при постоянном давлении (устьевое давление + гидростатическое давление столба продавливающей жидкости). После того как заданный объем кислоты полностью закачен в пласт, производится анализ действия солянокислотного раствора при закрытой скважине в течение времени кислотной ванны. По окончании времени кислотной ванны расчет СКО выполнен.

• Порода пласта, для которой проводится кислотная обработка. Для пород с различным составом (Кальцит или Доломит) будут использоваться различные стехиометрические коэффициенты для расчета скоростей химических реакций.

- Объем раствора кислоты, закачиваемой в пласт.
- Давление на устье (режим Заданное давление).
- Концентрация кислоты.
- Плотность продавливающей жидкости для расчета забойного давления (режим Заданное давление).

Результаты расчета:

- Скин-фактор, полученный в результате моделирования СКО.
- Начальный коэффициент продуктивности.
- Коэффициент продуктивности, полученный в результате моделирования СКО.

Также результаты расчетов можно смотреть в закладке ГРАФИК, где представлены графики Проницаемость, Концентрация кислоты, Концентрация соли, Водонасыщенность после моделирования СКО.

Выполненные расчеты по Сосновскому месторождению покажут, что скважины 265, 2102, 2086, 2089, 2064, 2071, 2099, 274, 2093 имеют высокий потенциал по добыче нефти, произведен расчет дополнительной добычи нефти и воды по каждой скважине (рис.3). Диаграмма показывает

относительный прирост дополнительной добычи нефти и воды по скважинам.

Скважины 2061, 2098, 2063, 2050, 2078, 2079, 41, 2058 не имеют эффекта от проведения СКО.

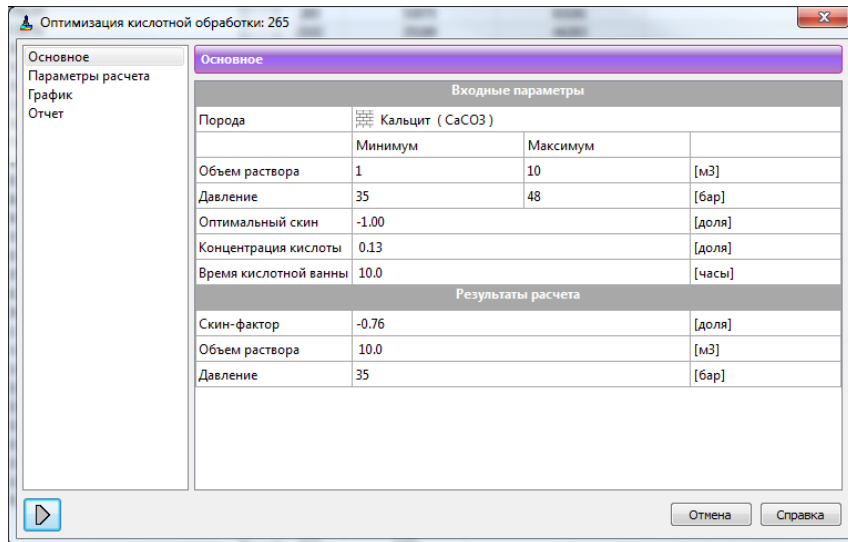


Рис.2. Оптимизация кислотной обработки

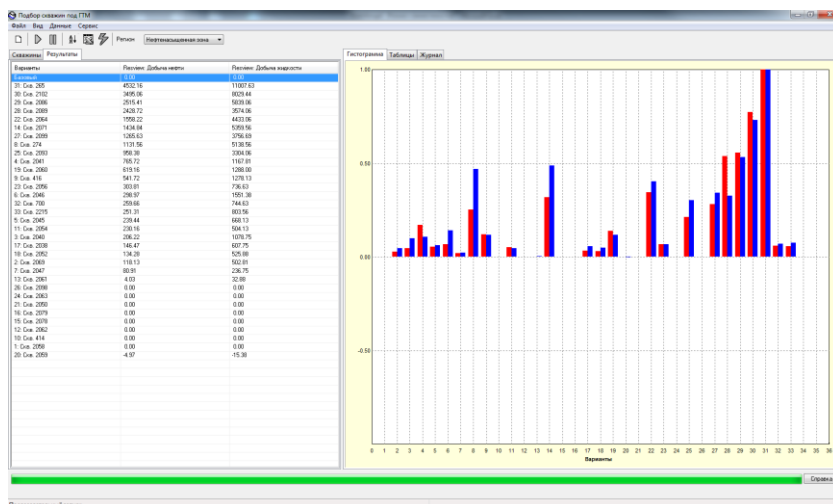


Рис.3. Расчет дополнительной добычи нефти и жидкости

Выводы

- Данные инструмент позволяет экономить время при адаптации геолого-технологических моделей месторождений;
- Рассчитывать параметры эффекта фактических СКО, прогнозировать эффект от планируемых СКО;
- Повышается экономическая эффективность разработки месторождения.

Список литературы

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М., Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Москва: Недра, 1994. - 233с.
2. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – Москва: Нефть и газ, 1997. - 256с.
3. www.roxar.com, ResviewII-3D user guide.

Борхович Сергей Юрьевич, кандидат технических наук, заведующий кафедрой, ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гущериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Натаров Андрей Леонидович, начальник отдела гидродинамического моделирования ПАО «Белкамнефть», (г. Ижевск, ул. Пастухова 100, 426004, e-mail: a.l.natarov@yandex.ru)

Попова Надежда Николаевна, заместитель генерального директора по экономике и финансам, ПАО «Белкамнефть», (г. Ижевск, ул. Пастухова 100, 426004, e-mail: npopova@belcam.com)

Borkovich Sergey Yuryevich, candidate of technical Sciences, head of ka-vedrai, fsbee HPE "Udmurt state University", In Institute of Oil and Gas. M. S. Gutseriev, Izhevsk, Russian Federation, (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Natarov Andrei Leonidovich, head of the Department of hydrodynamic simulation of JSC "Belkamneft", (Izhevsk, street Pastukhov 100, 426004, e-mail: a.l.natarov@yandex.ru)

Popova Nadezhda Nikolaevna, Deputy General Director for economy and Finance, JSC "Belkamneft", (Izhevsk, street Pastukhov 100, 426004, e-mail: npopova@belcam.com)

ПОСТРОЕНИЕ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВОЙ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ МОДЕЛИ

Гарипов А. М., Борхович С. Ю.

Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой газоконденсатных залежей является применение фильтрационных моделей. Цифровые гидродинамические модели пластов и месторождений дают возможность отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу газа и конденсата, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению газо и конденсатоотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов. В настоящей работе описано построение цифровой фильтрационной модели пласта ПК18 Ia объекта Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. В качестве исходной информации для построения трехмерной фильтрационной модели были использованы передаваемые из геологической модели трехмерные кубы по каждому продуктивному пласту и распределения фильтрационно-емкостных свойств. Созданная на основе геологической фильтрационная модель учитывает основные геолого-физические и технологические факторы и с требуемой точностью описывает реальные гидродинамические процессы, происходящие в пластах залежей. Цифровую фильтрационную модель пласта ПК18 можно использовать в качестве инструмента для прогноза и анализа существующей системы разработки пласта.

Ключевые слова: газоконденсатная залежь, проект разработки, геологическая модель, гидродинамическая модель, адаптация модели.

CONSTRUCTION OF THE PROJECT DEVELOPMENT GAS CONDENSATE DEPOSITS OF LOWER CRETACEOUS BASED ON DIGITAL FILTRATION MODEL, URENGOY OIL GAS CONDENSATE FIELD

Garipov A. M., Borhovich S. Y.

Institute of oil and gas. M. S. Gutseriev

One of the main directions of improving the quality of design, management and monitoring of the development gas condensate deposits is the use of filtration models. digital hydrodynamic models of reservoirs and fields make it possible to monitor the dynamics of the production of residual hydrocarbon reserves, more precisely predict the gas and condensate production, to model the geological and technical measures to improve gas and condensate recovery and performance of the enterprise, more reasonably expect the most rational and cost-effective options for the development of productive reservoirs. in the present paper we describe the construction of digital filtration model reservoir pk₁₈ of the object ia, urengoy oil gas condensate field. as a source of information for constructing a three-dimensional of digital dynamic model were used transmitted from the geological model of the three-dimensional cubes for each productive reservoirs and distribution capacitive filtration properties. created on basis of geological model, the hydrodynamic model takes into account basic geophysical and technological factors, and with the required accuracy describes the real hydrodynamic processes occurring in the formations of deposits. the digital filtration model of a pk₁₈ formation can be used as a tool for the prediction and analysis of the existing system of reservoir development.

Keywords: gas condensate deposits, project development, geological model, hydrodynamic model, adaptation of a model.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение находится в северной части Западно-Сибирской низменности. Административно месторождение располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Нижнемеловые отложения Уренгойского месторождения находятся в разработке с 1985 года. Для организации добычи газа и конденсата, а также контроля за разработкой эксплуатационных объектов с начала освоения нижнемеловых отложений на месторождении пробурено более 600 скважин.

Для подготовки газа и конденсата к транспорту построены установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Первичная переработка конденсата проводится на Уренгойском заводе по подготовке конденсата к транспортировке (ЗПКТ).

В разрезе нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения на глубинах от 1740 до 3500 м выявлены залежи углеводородов более чем в 20 пластах. На начальных стадиях проектирования разработки все продуктивные пласты сгруппированы на 6 эксплуатационных объектов [2].

С целью прогнозирования дальнейшей разработки месторождения, технологических режимов эксплуатации скважин, на основе трехмерной геологической модели были разработаны цифровые фильтрационные модели эксплуатационных объектов.

С помощью этих моделей, на основе воспроизведения истории разработки, решались следующие задачи:

1. Оценка начальных и дренируемых запасов по объектам, пластам и зонам месторождения.

2. Уточнение гидродинамических характеристик пластовых и отдельных зон, предполагаемых зон экранирования.

3. Оценка остаточных запасов углеводородов на начало дальнейшего проектирования разработки.

4. Обоснование вариантов дальнейшей разработки месторождения с целью максимальной выработки запасов по площади и разрезу, выбора залежных новых эксплуатационных скважин.

5. Прогнозирование добычи газа, конденсата, технологических режимов эксплуатации скважин, характера обводнения, конечных коэффициентов газо-, конденсатоизвлечения.

Нижнемеловые отложения Уренгойского месторождения характеризуются сложным геологическим строением, обуславливающим необходимость учета следующих факторов:

- размеры залежей и объемы запасов углеводородного сырья;
- фильтрационно-емкостные параметры пластов по площади и разрезу;
- содержание конденсатообразующих углеводородных компонентов и динамики их изменения в процессе разработки;
- наличие разрабатываемых нефтяных оторочек кольцевого и козырькового типа;
- различия в отметках газожидкостных контактов в различных зонах пласта;
- присутствие тектонических нарушений;
- фактическое распределение пластового давления в скважинах.

Все эти факторы учтены при создании цифровых фильтрационных моделей с трехфазной фильтрацией пластовых флюидов.

Построение трехмерных фильтрационных моделей осуществляется с помощью программы «FLOGRID» компании Schlumberger. Входными данными для построения цифровой фильтрационной модели являются передаваемые из геологической модели трехмерные кубы формата «RESCUE» по каждому продуктивному пласту, содержащие сведения о структурных поверхностях специального типа («геометрия угловой точки») и распределения фильтрационно-емкостных параметров (наборы значений пористости и песчаности для всех ячеек расчетной сетки). Исходные размеры сеточных блоков в передаваемых кубах составляют 100 × 100 м, средняя толщина гидродинамических слоев, которые выделялись на основе геологостатистических разрезов, составляет 2 м [3].

Для ускорения расчетов произведено укрупнение размеров сетки по площади ($X \times Y$) до размеров 400×400 м. Процедура масштабирования (Up-scaling) производилась с помощью встроенного алгоритма с использованием взвешивания по объемным характеристикам.

Обоснование размерности гидродинамических ячеек и анализ чувствительности в соответствии с требованиями РД 153-39.0-047-00 не проводился, так как 400×400 м - это минимальный размер ячеек, при котором возможна работа гидродинамического симулятора.

Основные характеристики построенных моделей представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные параметры детальных цифровых фильтрационных моделей

Объект	Пласты	Количество узлов $X \times Y$	Количество слоев Z	Количество ячеек, млн.
Ia	ПК18, ПК19, ПК21, АУ9, АУ10	160×1040	73	12,14
Iб	БУ0, БУ1, БУ2, БУ5, БУ6	160×1040	38	6,32
II	БУ8(0), БУ8, БУ9	160×1040	46	7,65
III	БУ10(1), БУ10(2), БУ11(1), БУ11(2), БУ11(3), БУ12(1)	160×1040	59	9,82
IV	БУ12(2), БУ13, БУ14(1), БУ14(2)	160×1040	43	7,16

Характеристики моделей после укрупнения представлены в таблице 2.

Таблица 2. Основные параметры укрупненных цифровых фильтрационных моделей

Объект	Количество узлов $X \times Y$	Количество слоев Z	Количество ячеек, тыс.
Ia	40×260	73	759,2
Iб	40×260	38	392,2
II	40×260	25	260,0
III	40×260	35	364,0
IV	40×260	43	360,2

В укрупненной модели неоднородность распределения фильтрационно-емкостных параметров по площади и их средние значения практически не отличаются от детальной цифровой фильтрационной модели, что говорит о корректности проведенного ремасштабирования.

На рисунках 1 и 2 представлено сопоставление фрагментов карт песчаности и пористости в детальной и укрупненной моделях по пласту ПК₁₈ Ia объекта.

Одной из важнейших характеристик фильтрационной модели является макроанизотропия гидродинамических ячеек. Учет анизотропии ячеек в модели осуществляется введением массива вертикальной проницаемости «PERMZ». Вертикальная проницаемость сеточных блоков рассчитывалась через горизонтальную проницаемость по следующей формуле:

$$\text{PERMZ}=\text{PERMX}\times K_z. \quad (1)$$

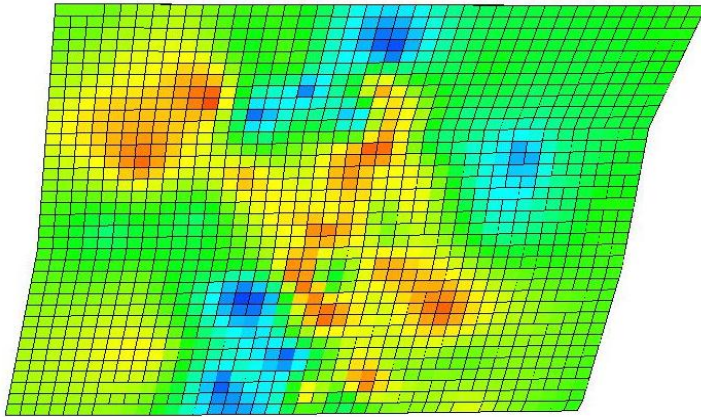
Вертикальная проницаемость ячейки зависит от наличия, толщины и характера распространения непроницаемых глинистых прослоев. Как правило, в гидродинамической модели это учитывается параметром песчаности сеточного блока. Поэтому величина множителя на вертикальную проницаемость рассчитывается в зависимости от песчаности ячеек модели $K_z=f(\text{NTG})$.

В ячейках с песчаностью равной 1, где вероятность присутствия непроницаемых пропластков минимальна, множитель на вертикальную проницаемость принят равным 0.1. В ячейках с песчаностью 0.5 множитель на вертикальную проницаемость равен 0.05. В ячейках с песчаностью менее 0.1, где количество и толщина непроницаемых пропластков значительны, множитель на вертикальную проницаемость принят равным 0.01.

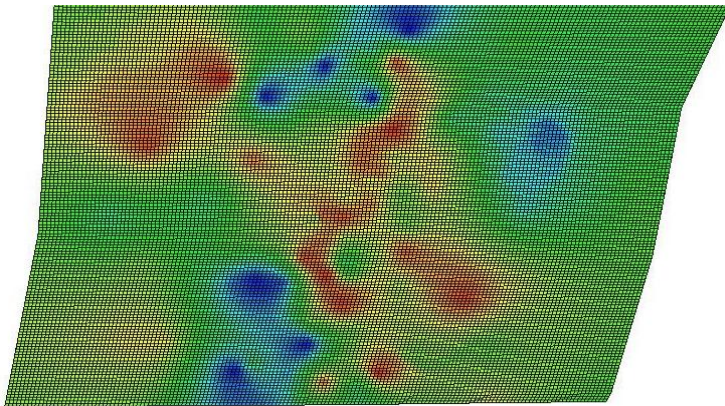
Для использования цифровой фильтрационной модели подготовлена база данных по эксплуатационным, наблюдательным и разведочным скважинам Уренгойского месторождения в формате «Microsoft Excel», включающая следующие данные: номер скважины, индекс принадлежности к группе (скважина, куст, УКПГ), координаты устья, альтитуда, азимут, отклонение, глубина по стволу (measured depth), отметки интервалов перфорации. При подготовке базы данных учтено изменение интервалов перфорации при переводе скважины на другой объект с приобщением или изоляцией отдельных интервалов.

Размещение скважин и вскрытие ими ячеек сетки проведено с помощью пакета «SCHEDULE» с учетом построенного каркаса цифровой фильтрационной модели.

Многослойный характер нижнемелового продуктивного комплекса Уренгойского месторождения предопределил потребность значительного объема исследований газоконденсатной характеристики залежей. Анализ и обобщение фактических данных по исследованиям фазового поведения и физико-химических свойств пластовых флюидов моделируемых эксплуатационных объектов, накопленных с момента открытия месторождения, представлены в отчете «Физико-химические модели пластовых флюидов нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения» ООО «ТюменНИИгипрогаз».



Сетка с размером ячеек 400*400м
Среднее значение NTG=0.7090

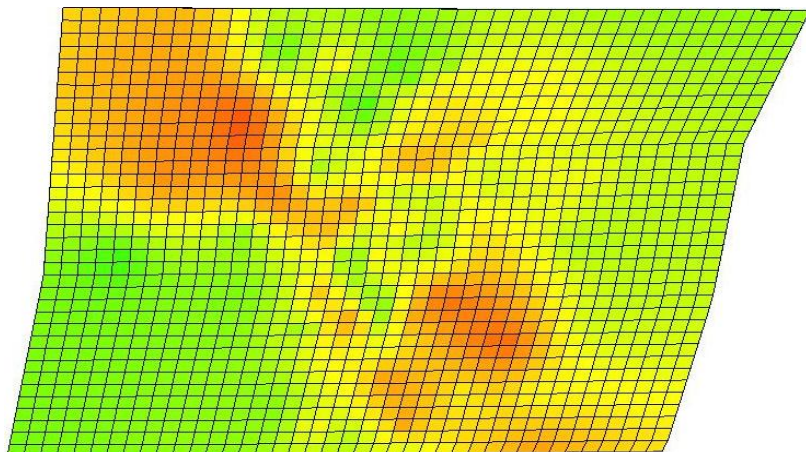


Сетка с размером ячеек 100*100м
Среднее значение NTG=0.7089

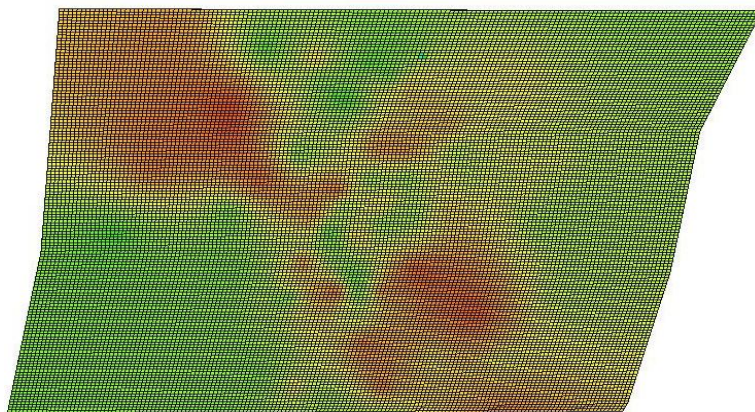
NTG (PK18)



Рисунок 1. Сопоставление фрагментов карт песчаности в детальной и укрупненной моделях 1а объекта (пласт ПК₁₈)



Сетка с размером ячеек 400*400м
Среднее значение $K_{пор}=0.2424$



Сетка с размером ячеек 100*100м
Среднее значение $K_{пор}=0.2424$

Porosity (PK18)



Рисунок 2. Сопоставление фрагментов карт пористости в детальной и укрупненной моделях Ia объекта (пласт ПК₁₈)

Для каждого пласта первого объекта подготовлены модели пластовых флюидов с начальным содержанием конденсата, равным утвержденному Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ). Содержание конденсата в пластовых системах первого объекта представлено в таблице 3.

Таблица 3. Характеристика пластовых систем I объекта эксплуатации

Зона	Объект	Пласт	Рпл, МПа	Тпл, °С	Содержание конденсата C ₅₊ в пласт. газе, г/м ³
Северный Купол (СК)	Ia	ПК ₂₁	17,63	49,0	56
		АУ ₉	20,57	60,0	75
	Iб	БУ _{0.2}	22,83	63,8	75
		БУ ₅	24,33	67,7	95
Южный Купол (ЮК)	Ia	ПК ₁₈	17,39	49,0	8
	Iб	БУ ₅	24,76	71,7	95

Моделирование изменяющихся свойств и фазового поведения пластовых систем в процессе разработки залежи на истощение проведено на основе использования фундаментальных положений термодинамики многокомпонентных систем в совокупности с уравнениями состояния. Наиболее распространенным и апробированным для углеводородных систем является уравнение состояния Пенга-Робинсона [1]:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a_0 \alpha(T)}{v^2 + 2bv - b^2} \quad (2)$$

Для использования в программном комплексе «ECLIPSE» подготовлены таблицы PVT-свойств пластовых газоконденсатных систем (зависимости от пластового давления основных параметров пластового газа – объемного коэффициента и вязкости). Графически эти зависимости представлены на рисунке 3.

Для проведения прогнозных расчетов дальнейшей разработки газоконденсатных залежей проведена адаптация гидродинамических моделей эксплуатационных объектов с учетом истории разработки.

Адаптация модели проводилась в три этапа: первый этап заключался в воссоздании фактического темпа снижения пластового давления по эксплуатационным и наблюдательным скважинам; на втором этапе адаптировались технологические режимы эксплуатации скважин по фактическим замерам устьевых давлений; третий этап заключался в настройке потерь давления в шлейфах по фактическим давлениям на входе в УКПГ.

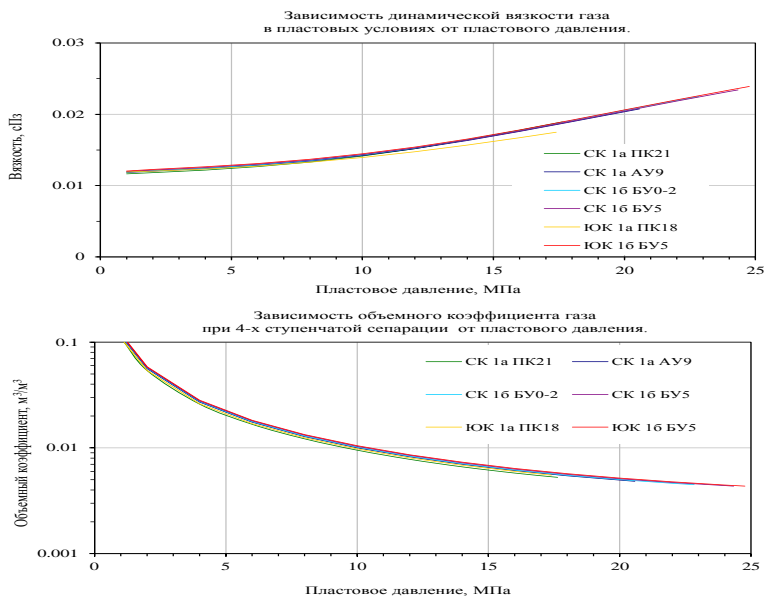


Рисунок 3. Результаты моделирования пластового газа I объекта

Исходные данные по добыче газа и конденсата представлены ООО «Газпром добыча Уренгой» по каждой скважине в виде электронного массива информации, содержащей сведения об ежемесячных объемах извлеченного пластового газа, стабильного конденсата, добыче газа сепарации и нестабильного конденсата. Кроме того, база содержит следующие технологические параметры работы скважин: давление и температура на устье скважины, давление и температура на входе в УКПГ, среднесуточный дебит пластового газа, время работы и простоя. По каждой скважине указаны принадлежность к кусту и УКПГ, распределение добычи по объектам эксплуатации.

Выводы

Качество адаптации модели проверялось следующим образом. Расчетные дебиты и устьевые давления по скважинам сопоставлялись с фактическими, представленными в рапортах. Анализ полученных результатов свидетельствует о приемлемом качестве адаптации модели: среднее отклонение дебитов составило 10 тыс.м³/сут, а устьевых давлений - 2.5 бар.

Список литературы

1. Справочник по нефтегазопромысловой геологии. Под ред. Н.Е. Быкова, М.И. Максимова, А.Я. Фурсова.- М.: Недра, 1981.

2. Нежданов А. А., Пономарев В. А., Туренков Н. А., Горбунов С. А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Издательство Академии горных наук, 2000.

3. Создание постоянно действующей трехмерной геологогазогидродинамической модели нижнемеловых залежей пластов ПК18-БУ14 Уренгойского месторождения (по состоянию на 01.01.2006г.). Туренков Н.А., Лютомский С.М., Скрылев С.А., Дорошенко А.А., Нежданов А.А и др. Отчет о НИР, ООО «ТюменНИИГипрогаз», Тюмень, 2006.

Гарипов Алмаз Мусинович, магистрант, ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация (426034, г.Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: g.almaz@inbox.ru)

Борхович Сергей Юрьевич, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация (426034, г.Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: SYBorhovich@yandex.ru)

Almaz M. Garipov, Master student, Federal state budget higher professional educational institution «Udmurt State University», Institute of Oil and Gas , Izhevsk, Russian Federation (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: g.almaz@inbox.ru)

Sergei Y. Borhovich, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Head of the Department of «Development and exploitation of oil and gas fields», Federal state budget higher professional educational institution «Udmurt State University», Institute of Oil and Gas , Izhevsk, Russian Federation (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: SYBorhovich@yandex.ru)

СТРАТЕГИЯ ОСВОЕНИЯ НОВОПОРТОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ВКЛЮЧАЯ РАЗВИТИЕ ЛОГИСТИКИ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Девятъяров С.С.

ООО «Газпромнефть-Ямал»

В данном докладе приводится краткая история по стратегии освоения Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, включая развитие логистики транспортировки углеводородов. Новопортовское НГКМ является одним из крупнейших до 2012 года неразрабатываемых месторождений Российской Федерации.

Ключевые слова: Новопортовское НГКМ, морская логистика, танкер, Крайний Север, Ямал.

THE STRATEGY OF DEVELOPMENT OF THE NOVOPORTOVSKY OIL AND GAS FIELD, INCLUDING THE DEVELOPMENT OF THE LOGISTICS OF TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS

Devyatyarov S.S.

LLC “Gazpromneft-Yamal”

The paper presents a brief history on the development of strategies Novoportovskoye oil and gas field, including the development of the logistics of transportation. Novoportovskoye oil and gas field is one of the largest undeveloped until 2012, deposits of the Russian Federation.

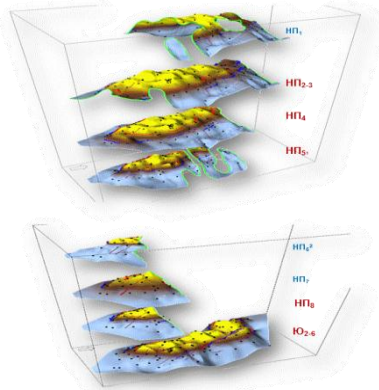
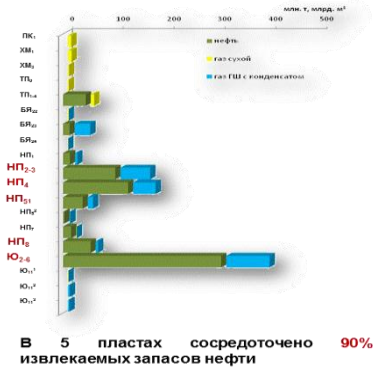
Keywords: Novoportovskoye oil and gas field, sea logistics, tanker, the far north, Yamal.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юго-востоке полуострова Ямал, примерно в 300 км на северо-восток от столицы округа – города Салехард, расположено месторождение в северной климатической зоне, что означает продолжительную зиму, низкие температуры, большое количество дней с метелями. У месторождения интересная история, в которой можно выделить несколько этапов. Нефтегазоносность участка была подтверждена еще во времена Советского Союза в 1964 году. В этот период происходит активное разведочное бурение и до 1987 года было пробурено 117 разведочных скважин и выполнена оценка величины запасов. Следующий этап развития проекта связан с компанией Газпром. В этот период так же был проделан огромный объем работы: на всей площади участка была проведена 3D сеймика, выполнен подсчет запасов и обоснование КИН. В 2012 году данный актив перешел в периметр ответственности ПАО «Газпром нефть».

По величине запасов месторождение относится к крупным. Извлекаемые запасы нефти составляют 233 млн.тонн, запасы газа – более 270 млрд.м³.

Месторождение имеет непростое геологическое строение, все запасы нефти являются контактными, т.е. присутствует и газовая шапка, и подстилающая вода.

Более 40% запасов сосредоточено в низкопроницаемых юрских коллекторах, с проницаемостью 5мД.



Важнейший вопрос, который длительное время сдерживал начало разработки месторождения - это вопрос о схеме транспортировки продукции.

При всем многообразии вариантов транспортировки нефти базовыми были три варианта: трубопроводный, с подключением к системе магистральных нефтепроводов Транснефти; железнодорожный вариант с использованием вновь построенной железной дороги Газпрома Обская-Бованенково-Харасавей и морской.

Вариант трубопроводного транспорта предполагал строительство нефтепровода до НПС Транснефти, рассматривались варианты подключения на НПС Уса, Красноленинская и Пурпе. При этом протяженность нефтепровода варьировалась от 740 до 950 км.

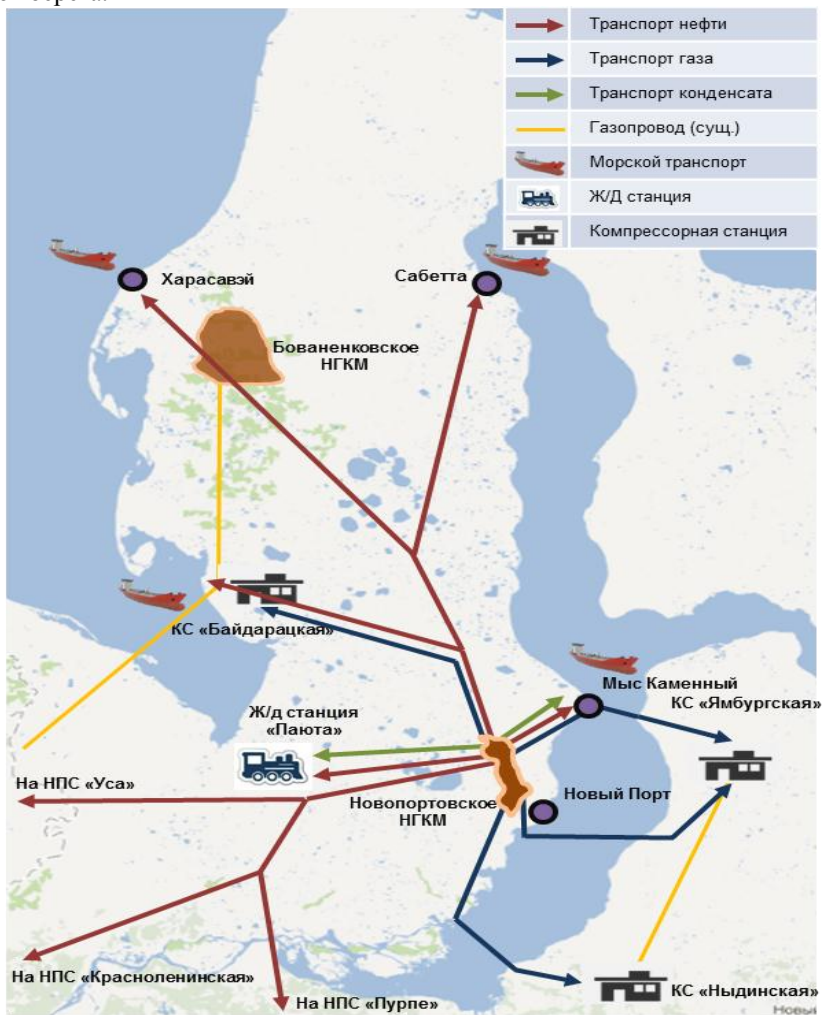
Вариант, связанный с железнодорожным транспортом, требовал значительных затрат на увеличение пропускной способности как на железной дороге Газпромтранс так и на путях РЖД.

Третий вариант – использованием морского пути с возведением нефтеналивного терминала, так же имел вариативность. Смотрели четыре точки отгрузки нефти это мыс Каменный, п.Сабетта,, портопункт Харасавей и установка терминала в Байдарацкой губе.

В результате многократных проработок вариантов, оценки чувствительности проекта, наиболее целесообразным и экономически эффективным был

признан морской путь с размещением нефтеналивного терминала в районе м. Каменный.

Из-за мелководной прибрежной зоны и постоянных наносных течений построить нефтеналивной терминал на берегу не представлялось возможным, поэтому выбор был сделан в пользу выносного причального устройства в 3,7 км от берега.



В поддержку принятого решения в апреле 2011 года была организована опытная проводка атомного ледокола Вайгач по Обской губе. Итогом данной проводки стало подтверждение судоходности Обской губы в сложных ледовых условиях и получен опыт взаимодействия с Атомфлотом.

По системе разработки месторождения имелось несколько вариантов и для выработки решения было необходимо получение данных о фактической работе добывающих скважин. Нерешенным вопросом оставался вопрос эвакуации продукции отработки скважин.

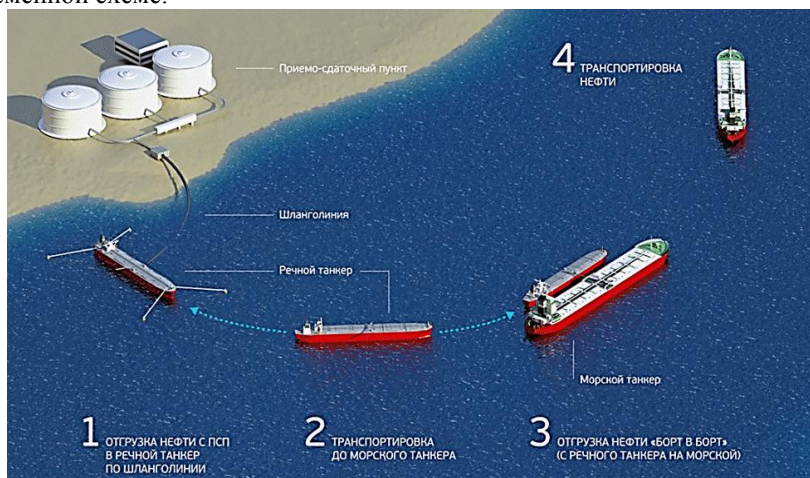
В 2012 году приступили к строительству инфраструктуры этапа опытно-промышленной эксплуатации. Одним из первых объектов был центральный пункт сбора в состав которого входит резервуарный парк состоящий из 3 РВС каждый объемом 5000 м³, блок печей нагрева продукции, сепарационная установка и вспомогательные системы. Частичный ввод в работу этого объекта, через год после начала строительства, и позволил начать добычу нефти в декабре 2012 года, а позже осуществить отгрузку нефти на НПЗ в зиму 2013 года.

В январе 2013 года была реализована схема поставки нефти на Усинский НПЗ (ООО Енисей). Была выстроена следующая логистика: подготовленная на ЦПС товарная нефть грузилась в автоцистерны, которые следовали 200 км по зимнику до станция Паюта, там осуществлялась перевалка нефти в железнодорожные цистерны, которые и следовали до станции Усинск и далее на завод. Схема была реализована с одной целью – осуществлять работу фонда скважин и получать информацию, (доход от реализации нефти едва покрывал транспортные издержки). Эта схема была использовалась так же в зиму 2014 и 2015 годов.



Тем не менее, для принятия финального инвестиционного решения по проекту, данных по отработке скважин было недостаточно, необходимо было более четко понять морскую логистику продукции. Поэтому в течение 2013 года в рамках проекта опытно-промышленной эксплуатации были завершены работы по строительству нефтепровода на мыс. Каменный, а непосредствен-

но на мысе построен приемо-сдаточный пункт с береговым резервуарным парком. И в летнюю навигацию 2014 года начата отгрузка нефти морем по временной схеме.

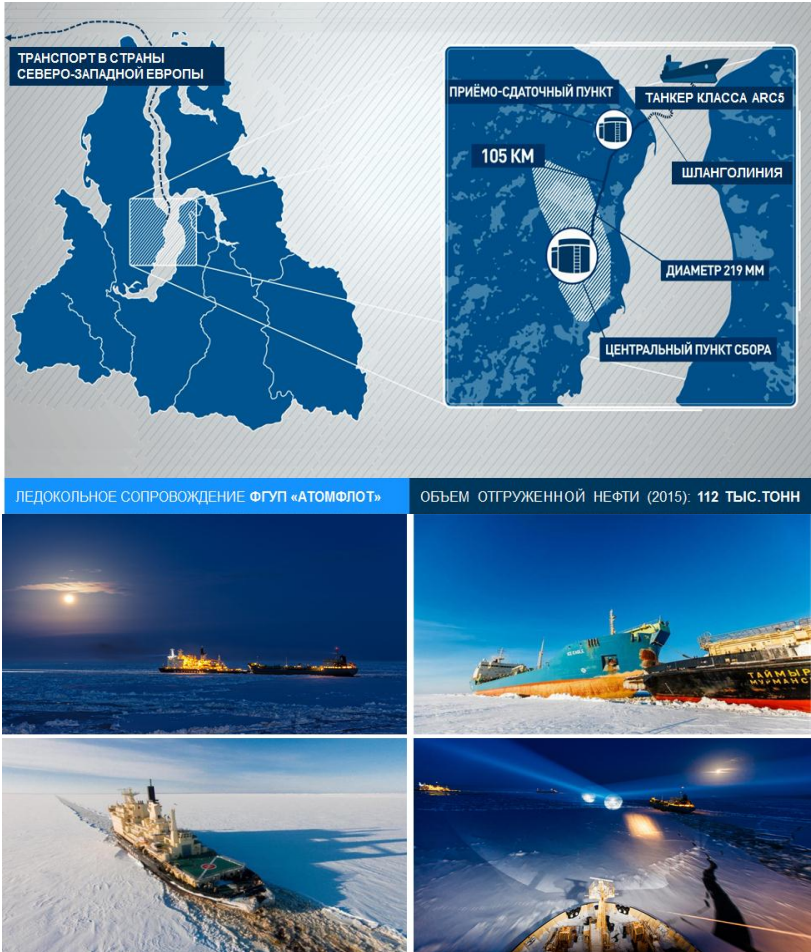


В схеме использовались челночные речные танкера типа Лена нефть, которые загружались нефтью через шланголинию с берегового резервуарного парка. Далее челночные танкера следовали в район рейдовой перевалки, где продукция перегружалась на морские танкера. Морские танкера после заполнения следовали непосредственно до европейских потребителей. Нефть поставлялась в Бельгию, Голландию, Данию, Великобританию. Нефть Новопортовского НГКМ имеет собственный сорт Novy Port и очень низкое содержание серы (превосходит нефть сорта Brent)

В летнюю навигацию 2014 года было реализовано 101 тыс. тонн, а в навигацию 2015 года уже 180 тыс. тонн.

К 2015 году Новопортовское месторождение представляло из себя актив с периодической работой. Фонд скважин работал в зимний период, с вывозом продукции авто и ж/д транспортом, и в короткий период летней навигации, с транспортировкой продукции Европейским потребителям морем.

Для увеличения периода работы фонда скважин и окончательного подтверждения морской логистики в зиму 2015 года была осуществлена отгрузка нефти морем по так называемой технологии «ледового причала». В организации и осуществлении зимней отгрузки нефти активное участие принимали ледоколы ФГУП «Атомфлот». Всего за зиму 2015 года было отгружено 112 тыс. тонн нефти. Танкера так же следовали непосредственно до Европейских потребителей.



ЛЕДОКОЛЬНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ФГУП «АТОМФЛОТ»

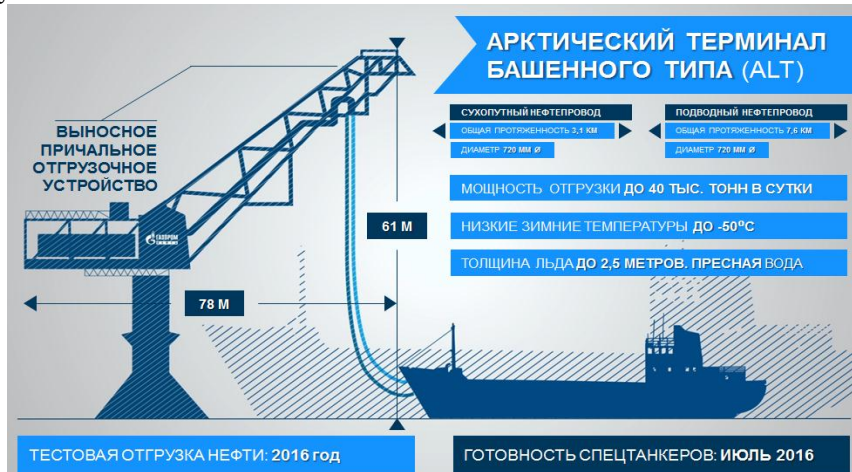
ОБЪЕМ ОТГРУЖЕННОЙ НЕФТИ (2015): 112 ТЫС. ТОНН

Деятельность Компании в течение 2012,13,14 годов позволила выработать и принять финальное инвестиционное решение по первой фазе проекта. В настоящее время ведётся строительство инфраструктуры на период полномасштабной разработки. Расширятся ЦПС, ПСП, трубопроводная система, начато строительство объектов генерации и передачи электроэнергии, строится компрессорная станция для решения вопросов утилизации попутного газа. Один из сложных элементов инфраструктуры периода полномасштабной разработки – это арктический терминал круглогодичной отгрузки нефти.

Корпус терминала представляет собой башенную конструкцию весом в 4407 тонн, которая возвышается на 61 м над уровнем воды и имеет общую

высоту около 80 м. Фундамент расположен на морском дне и состоит из основания раскрепленного на 12 сваях длиной от 70 до 90 метров и опорной колоны.

Длина разгрузочного рукава 66 м, полная длина поворотной части 78 м. От берега до терминала по дну моря проложены 2 нитки трубопровода, и 2 комбинированных шлангокабеля. Скорость отгрузки нефти до 40 тыс. тонн в сутки.



Кроме непосредственно терминала в морской технологической транспортной схеме участвует танкерный флот и ледокольные суда обеспечения.

Летом следующего года ожидается приход первого спецтанкера, класса Arc 7, дедвейтом 42 тысячи тонн. А в конце 2017 году с Выборгского судостроительного завода должно выйти ледокольное судно обеспечения «Александр Санников» ледового класса Icebreaker 8 и мощностью 22 МВт.

Несмотря на то, что месторождение еще не вошло в стадию полномасштабной разработки уже начата работа по возмещению ущерба водным биологическим ресурсам. В этом году осуществлен выпуск более 3,6 млн. мальков муксуна. Причем 1 млн. мальков был выпущен в Обь в районе г. Салехард.



Девятъяров Сергей Сергеевич, главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпромнефть-Ямал» (625000, Российская Федерация, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 8б)

Тел. +7 (3452) 52-10-90

E-mail: gpn-yamal@tmn.gazprom-neft.ru

Devyatyarov Sergey, Chief Engineer - First Deputy Director General of "Gazpromneft-Yamal" (625000, Russian Federation, Tyumen region, Tyumen, st 50 years of October, 8b)

Tel. +7 (3452) 52-10-90

E-mail: gpn-yamal@tmn.gazprom-neft.ru

НОВЫЙ ПОДХОД К ПОИСКАМ НЕФТИ И ГАЗА: ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПОВ ГЕНЕРАЦИИ И МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Дмитриев А. П., Миронычев В. Г.

Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева

Геохимические исследования горных пород и пластовых флюидов позволяют получить уникальную информацию о составе сложных смесей органических соединений. Наличие этой информации позволяет по-новому взглянуть на перспективы обнаружения ловушек нефти, поскольку даёт представление об условиях осадконакопления, генерации, миграции, аккумуляции и, в некоторых случаях, процессов разрушения залежи. Недостаточные знания в области генерации и миграции углеводородов нередко могут объяснить неудачи поисково-оценочных работ.

Ключевые слова: запасы нефти и газа, материнская порода, кероген, миграция, генерация, битумоид, изопреноиды, биомаркеры, доманиковские отложения.

A NEW OIL AND GAS EXPLORATION APPROACH: HYDROCARBONS GENERATION AND MIGRATION PRINCIPALS APPLICATION.

Aleksei P. Dmitriev, Vadim G. Mironychev

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

Geochemical studying of rock and reservoir fluids allow obtaining unique information describing composition of organic compounds complex mixtures. This information allows rethinking oil traps discovering perspectives, because the information gives an idea of sedimentation, generation, migration and accumulation conditions. In some cases the information can give an idea of oil deposit destruction processes. Incomplete knowledge of hydrocarbons generation and migration processes often can result in fails in hydrocarbons exploration and reserves determination.

Keywords: oil and gas reserves, source bed, kerogen, migration, generation, bitumoid, isoprenoids, biomarkers, Domanic sediments.

Введение

В современных условиях разведанные запасы нефти и газа стремительно иссякают, и остро стоит вопрос о воспроизводстве и поиске нефти. Из мировой практики известно, что геологи-нефтяники, которые занимаются вопросами поиска и разведки, много знают о ловушках и природных резервуарах, флюидоупорах и их распространении, но ничего практически о нефтематеринских породах, возможных путях миграции углеводородов (УВ), условиях формиро-

вания месторождений. Недостаточные знания в области генерации и миграции УВ нередко могут объяснить неудачи поисково-оценочных работ [3].

Мировой опыт изучения сланцевых отложений позволяет отнести их к нефтематеринским, обогащённым органическим веществом (ОВ). Аналогом этих отложений в Удмуртской Республике являются сильнобитуминозные, с признаками твёрдых и вязких битумов, значительно обогащённых органическим веществом, темноцветные глинистые или карбонатно-глинисто-кремнистые отложения, известные как доманикиты или доманикоиды. Доманикиты и доманикоиды приурочены к отложениям от саргаевского горизонта среднефранского подъяруса верхнего девона до кизеловского горизонта турнейского яруса нижнего карбона и образуют битуминозную кремнисто-глинисто-карбонатную формацию. Эти отложения представляют собой нефтематеринскую толщу с рассеянным органическим веществом (РОВ).

Практический интерес изучения доманикоидов можно разделить на два направления.

1. Доманик как толща, содержащая непрерывные скопления УВ в плохо проницаемых коллекторах. Практическое освоение этих ресурсов в большинстве случаев затруднено в связи с низкой изученностью, отсутствием апробированных технологий, низкой конкурентоспособностью по сравнению с традиционными углеводородными ресурсами страны – нефтью и природным газом. Однако, опережающее изучение нетрадиционных УВ необходимо уже сегодня, а освоение их будет зависеть от экономических условий и технических возможностей.

2. Применение принципов генерации и миграции нефти – основа поиска залежей УВ. Систематические исследования, использующие новейшие достижения в области изучения генерации и миграции нефти, помогают уменьшить неопределённость при прогнозировании нефтеносных структур и соответственно финансовый риск при бурении скважины.

То, что нефти не образуются в традиционных породах-коллекторах, - факт хорошо установленный. Обычно породы, которые могут и могли генерировать нефть и газ, называют материнскими. Наличие таких пород - это первое и основное условие для образования залежей нефти и газа. Для того, чтобы отнести породу к нефтегазоматеринским необходимо установить содержание в ней органического вещества, как растворимого (битуминоида), так и нерастворимого (керогена) [4].

Что же такое нефтематеринская порода и почему необходимо её изучение?

Идентификация материнских пород

Решающим моментом в определении нефтегазоматеринского пласта является установление содержания в нем органического вещества (достаточно ли его?). Вторым важным шагом в идентификации материнской породы яв-

ляется определение типа керогена (сапропелевый, гумусовый, смешанный?) и состава углеводородов и неуглеводородов, извлекаемых растворителями. И последнее, установление стадии эволюции керогена или «степени зрелости» (степень реализации его нефтегазоматеринского потенциала). Это огромный объём исходной аналитической информации, которая является определяющей при количественной оценке масштабов нефте-и газогенерации, а также аккумуляции УВ. От определения и достоверности этой информации зависит точность моделирования осадочных бассейнов и процессов, происходивших/происходящих в них, эффективность нефтегазопоисковых работ.

Количество органического вещества

Сколько же органического углерода должно содержаться в хорошей нефтегазоматеринской породе? Всестороннее изучение органического вещества в известняках и глинах (главных носителей рассеянной органики), позволило установить нижние необходимые пределы содержания органического углерода. Для карбонатов – 0,3%, для глин – 0,5%. [4]

Тип органического вещества

Практически всё органическое вещество можно разделить на два основных типа – сапропелевое и гумусовое. Различные типы ОВ имеют различный углеводородный потенциал. Сапропелевое органическое вещество является продуктом распада и полимеризации жирового, липидного, органического материала (планктонные водоросли, споры, отложения морей и озёр в условиях ограниченного поступления кислорода). Гумусовое вещество представляет собой главным образом наземный растительный материал (материал стенок и клеток растений), отлагавшийся в болотах в окислительных условиях.

Ещё одна из классификационных систем керогена принадлежит Б. Тиссо. Согласно этой классификации, кероген подразделяется на три типа (I, II, III) в зависимости от его элементного состава и эволюционного пути, определяемого по диаграмме ван Кревелена, связывающей атомарные отношения Н/С и О/С. В частности имеется хорошая корреляция между атомарным отношением Н/С и водородным индексом (НI), а также между отношением О/С и кислородным индексом (ОI). Индексы независимы от количества ОВ и в значительной степени связаны с элементным составом керогена. Эти индексы получают в результате пиролиза керогена – наилучшего стандартного метода одновременного определения типа и степени зрелости ОВ [4].

Созревание органического вещества

Изменение многих физических и химических свойств ОВ происходит за счёт термической эволюции нефтегазоматеринских пород в процессе диагенеза, катагенеза, метагенеза. Эти свойства можно рассматривать в качестве

показателей созревания. О степени зрелости материнских пород можно судить по оптическим показателям (отражательная способность витринита – один из лучших параметров для определения стадии углефикации) и данным пиролитических исследований (коэффициент превращения, температура максимума генерации УВ при пиролизе).

Результаты геохимических исследований битумоидов и ОБ пород верхнедевонских отложений Есене́йского месторождения

В скв. 117П Есене́йского месторождения проходкой были вскрыты отложения доманиковского горизонта, сложенного глинисто-битуминозными известняками с широким содержанием РОВ, и терригенные нефтенасыщенные отложения тимановского. Геохимические исследования проведены двумя независимыми научными институтами: МГУ им. М. В. Ломоносова, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых; АО «КамНИИКИГС». [5]

Анализ полученных данных позволяет с уверенностью говорить, что породы доманиковского горизонта можно отнести к нефтегазоматеринским. Диапазон изменения Сор_г составляет 0,2-47,63%. По пиролитическим параметрам породы характеризуются очень высоким содержанием нефтяных углеводородов, находящихся в породе в свободном или адсорбированном состоянии (S₁ до 24,69 мг/г), и высоким остаточным генетическим потенциалом (S₂ до 180,9 мг/г). Органическое вещество относится, в основном, ко II типу (Н_I – от 244 до 538 мг/г), характерному для морских осадков и свойственному большинству нефтематеринских пород и горючих сланцев. По уровню зрелости породы вступили в главную зону нефтеобразования (значения T_{max} равные 424-438 °С, возможно, занижены вследствие высокого пика S₁). Коэффициент превращенности P_I невысокий (не более 0,2).

Анализ результатов лабораторных исследований образцов керн терригенного девона показывает, что содержание Сор_г в тимановском горизонте не превышает 1,5% , что конечно не исключает возможность отнесения отложений к нефтегазоматеринским. Однако, судя по пиролитическим параметрам общий нефтяной потенциал отложений не высок. Все образцы относятся к бедным нефтематеринским (S₂ в среднем равен 2 мг/г). Показатель продуктивности S₁ в большинстве образцов низок (большинство значений близко к 1 мг/г).

Все полученные результаты по расчету генерационного потенциала пород терригенного девона и данные пиролиза органического вещества отвергают возможность генерации нефти в промышленных масштабах породами изучаемого комплекса. Несмотря на установленный факт в пределах исследуемой территории на протяжении нескольких десятилетий ведется разработка месторождений с залежами углеводородов в породах терригенного девона,

что указывает на необходимость изучения вышележащих и нижележащих комплексов, как вероятных источников нефти.

Связь между нефтью и материнской породой

Как уже отмечалось выше, ключевое значение при изучении формирования нефтегазоносности региона имеют геохимические показатели, такие как количество и тип органического вещества, содержание битумоидов и степень битуминозности, степень катагенеза ОВ пород (зрелость), которые определяют процессы генерации УВ.

Формирование отложений терригенного девона шло в условиях, не способствующих захоронению больших масс сапропелевого органического вещества – основного источника нефтяных углеводородов. Напротив, средне-девонское время характеризуется развитием наземной флоры. Остатки наземной растительности неизбежно привносились временными и постоянными водотоками в отложения терригенного девона. В это время происходит дальнейшая трансгрессия моря. Режим прибрежной равнины и лагун сменяется открытым мелководным морем. В диагенезе геохимические условия окислительных и слабовосстановительных фаций приводят к окислению и разрушению большей части органического вещества еще на ранних стадиях литогенеза.

На сегодняшний день на территории УР установлена только одна нефтегазоматеринская толща – отложения доманикового типа, слагаемые породами от саргаевского горизонта франского яруса верхнего девона, до кизеловского горизонта турнейского яруса нижнего карбона. Таким образом, можно предположить, что эти отложения являются материнскими для УВ терригенного девона. Для доказательства этой гипотезы необходимо сравнить параметры, основанные на распределении насыщенных, циклических, ароматических, серосодержащих УВ, биомаркеров. [1]

Генетическая связь тиманских и доманиковых битумоидов Еснейского месторождения

По материалам исследований группового состава экстрактов отложений и состава алканов отмечаются следующие закономерности. Очень высокое содержание асфальтенов в доманиковом горизонте и низкое – в тиманском, а также более высокое содержание масел по сравнению со смолами в тиманском горизонте, чем в доманиковом, что может быть связано с миграцией битумоидов в подстилающие отложения. Битумоиды в доманике автохтонные, в тиманском – аллохтонные (по данным АО «КамНИИКИГС»).

По составу n-алканов тиманские и доманиковые битумоиды генетически сходны, генерированы из органического вещества с доминированием сапро-

пелевой составляющей, что характерно для морских глубоководных осадков с восстановительной обстановкой, и могли образоваться в одной зоне генерации – пристан/фитан <1 , нч/ч <1 и др (таблица 1). Установлено, что нефти (за редким исключением) сохраняют генетически сложившееся соотношение пристана и фитана в своем составе.

Таблица 1. Состав алкановых углеводородов отложений девонского возраста Есенеийского месторождения

№ пп	№ обр	объект	Cmax	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	Ki	CPI	нч/ч
1	6	доман.	16, 17	0,63	1,0	1,5	1,2	0,98	0,99
2	15	доман.	17, 18	0,54	0,9	1,5	1,2	1,00	0,97
3	17	доман.	18	0,52	0,8	1,4	1,1	1,02	0,95
4	27	доман.	18	0,58	1,1	1,7	1,4	1,04	0,95
5	36	доман.	18	0,52	1,0	1,6	1,3	0,98	0,98
6	40	доман.	18	0,57	0,9	1,5	1,2	0,97	0,94
7	43	доман.	17, 18	0,53	0,8	1,4	1,1	1,00	1,00
8	48	доман.	17, 18	0,54	0,8	1,4	1,1	1,01	0,96
9	55	доман.	15, 16	0,60	0,8	1,7	1,2	0,99	0,96
10	60	доман.	18, 20	0,48	0,9	1,5	1,2	1,00	0,94
11	63	доман.	18	0,56	1,0	1,4	1,2	0,98	0,96
12	69	доман.	18	0,56	0,9	1,5	1,2	0,97	0,96
13	83	доман.	16	0,54	0,7	1,3	1,0	1,04	0,94
14	105	тиман.	20	0,57	1,0	1,3	1,2	0,96	0,93
15	106	тиман.	16, 17	0,71	0,6	0,8	0,7	0,99	0,99
16	107	тиман.	20	0,62	1,0	1,4	1,2	0,93	0,94
17	109	тиман.	18-20	0,63	0,9	1,1	1,0	0,95	0,97
18	111	тиман.	20	0,42	1,0	1,3	1,2	0,95	0,93

Таким образом, по предварительным данным не исключается миграция генерированных в доманиковом горизонте битумоидов в подстилающие тиманские отложения.

Вероятные пути миграции углеводородов в терригенный девон

Эмиграция и миграция УВ начинается практически одновременно с началом периода генерации. Учитывая, что отложения терригенного девона являются более древними по сравнению с доманиковыми, возможно предложить несколько способов миграции УВ и формирования залежей в них.

Первый вариант миграции может быть связан с межпластовой флюидодинамикой, в участках, где нефтегазоматеринские свиты занимали гипсометрически соответствующее или более низкое положение, чем породы терригенного девона (рис. 1).

Второй вариант связан с мобильными разломами, где в результате смещения блоков относительно друг друга, доманиковские отложения начинают залегать ниже пород терригенного девона на соседнем блоке и в условиях проводящего разлома могли питать ловушки (рис. 1).

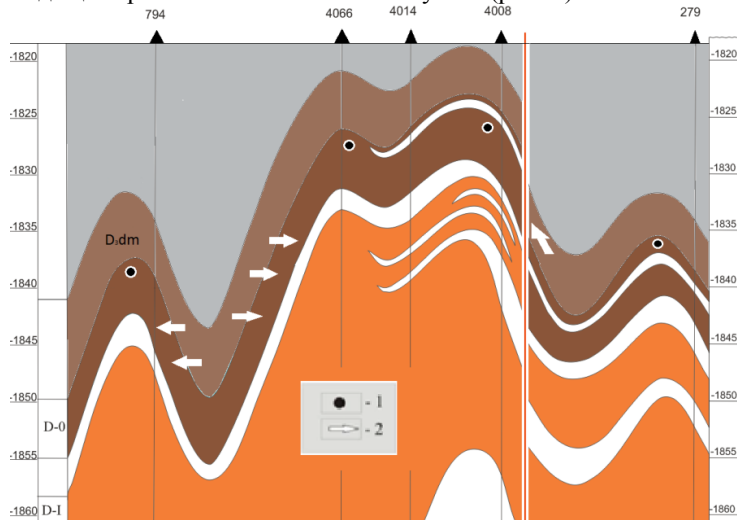


Рис. 1. Палеопрофиль: 1 – открытые залежи УВ; 2 – предполагаемые пути миграции УВ

Применение принципов генерации и миграции при постановке задач региональной геологии

Сбор информации о материнских породах, определение генетической связи между нефтью различных горизонтов, нефтью и материнской породой, сопоставление этих данных с геологической обстановкой данной разведочной площади позволяют нефтяной разведке уменьшить неопределённости при прогнозировании залежей.

Уход от традиционного поиска залежей нефти и газа, основанного на выделении положительных структур, установления аналогии с соседними нефтеносными территориями к концепции нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем требует многостадийного подхода: проведение сейсморазведочных работ и построение структурных карт по основным от-

ражающим горизонтам; определение распространения и фациальный анализ коллекторов; петрофизические и геохимические исследования. [2]

Первая стадия включает в себя геохимические предпосылки коммерческой нефтеносности территории. В результате проведения геохимических исследований пластовых флюидов и горной породы, установления корреляционных связей «нефть-нефть», «нефть-материнская порода», реконструкции геологической и палеотемпературной истории генерации и эмиграции нефти, идентифицируется материнская порода и выделяются очаги генерации УВ. Дается характеристика реализации нефтегенерационного потенциала в ходе геологической истории.

На втором этапе происходит выделение перспективных территорий на основе моделирования эволюции геологического разреза, генерации и эмиграции нефти и газа из очагов активных нефтематеринских пород. Так же необходимо изучение петрофизических свойств региональных покрышек и пород самого резервуара, определение геометрии ловушек, наличие тектонических нарушений.

Третий заключительный этап предполагает выделение перспективных объектов для бурения и обоснования прогнозных запасов. [3] Обоснованное бурение скважин (поисковых, разведочных) снижает объём затрат при заложении «неэффективных» скважин. В целом, по ОАО «Удмуртнефть» за три года было пробурено 3 «неэффективные» скважины из восьми на участках, выделенных традиционным способом (таблица 2). Применение принципов генерации и миграции УВ при поиске залежей нефти, возможно, поставило бы под сомнение бурение ряда скважин, сэкономив компании миллионы рублей.

Таблица 2. Анализ бурения «неэффективных» поисковых скважин ОАО «Удмуртнефть»

Год	Количество пробуренных скважин, шт	Количество неэффективных скважин, шт	Затраты, млн. руб
2013-2015	8	3	~300

Выводы

1. Полученные результаты показывают, что геохимические исследования позволяют получить уникальную информацию о путях миграции углеводородов (генетическая связь битумоидов терригенного девона и материнских отложений доманика). Наличие такой информации позволяет по-новому взглянуть на перспективы обнаружения первичных ловушек нефти в отложениях, гипсометрически расположенных ниже нефтематеринских пород.

2. Внедрение геохимических критериев обоснования генерационных областей питания первичных ловушек с применением регионального моделирования прогнозных участков может позволить отказаться от бурения «неэффективных» скважин при разработке методики обоснования запасов первичных ловушек в зависимости от генерационного потенциала областей нефтематеринских пород, питающих подстилающие первичные ловушки УВ.

Список литературы

1. Гончаров И. В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.
2. Гончаров И. В., Обласов Н. В., Самойленко В. В., Фадеева С. В. Опыт геохимических исследований керна при решении вопросов поисков и добычи нефти// Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». 2008, №1, с. 12-16.
3. Лопатин Н. В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ// Геоинформатика. 2006, №3, с. 101-120.
4. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Пер. с англ. Под ред. Н. Б. Вассоевича, Р. Б. Сейфуль-Мулюкова. – М.:Мир, 1981. – 501 с.
5. Заключение по геохимическим и петрофизическим исследованиям керна по скважине №117П Есенеинской площади (интервал 2076,5-2091,5 м)/ КамНИИКИГС; рук. Савинов В. Н. – Пермь, 2016.

Дмитриев Алексей Петрович, инженер отдела ФиПИ
Миронычев Вадим Геннадьевич, начальник отдела ФиПИ
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: fngp@udsu.ru

Aleksei P. Dmitriev
Engineer of Fundamental and Applied Researches (FAR) Department
Vadim G. Mironychev
Head of Fundamental and Applied Researches (FAR) Department
Udmurt State University
Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.
426034, Russia, Izhevsk, Str. University, 1, Bldg. 7,
e-mail: fngp@udsu.ru

ОПЫТ ПРИВЯЗКИ КЕРНА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Дмитриев А. П., Миронычев В. Г.

Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева

На этапе поиска и обоснования запасов месторождений углеводородного сырья, определение параметров пластов производится промыслово-геофизическими методами, как более дешевыми и массовыми, которые оценивают параметры, связанные корреляционными зависимостями с коллекторскими свойствами пород и характером их насыщения. Однако, в качестве истинной величины подсчётных параметров, принимают значения, определённые на керне. Увязка по глубине фильтрационно-емкостных свойств, определённых на керне, с параметрами, измеренными геофизическими методами зависит как от квалификации исполнителя, так и от технологий извлечения и транспортировки керна, проведения комплекса ГИС. Эти типичные проблемы и ошибки, связанные с отбором и транспортировкой керна, в последующем могут привести либо к неверно выбранным условиям вскрытия и режимам эксплуатации скважин, либо к ошибкам в точках заложения скважин и в заключениях о запасах и ресурсах углеводородного сырья.

Ключевые слова: керн, привязка, геофизические исследования, подсчёт запасов, коллекторские свойства, гамма-каротаж.

EXPERIENCE OF CORRELATION OF VARIOUS TYPE CORE SAMPLES WITH SEDIMENT WELL LOG

Aleksei P. Dmitriev, Vadim G. Mironychev

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

While exploring oil and reserves determining, reservoir rock characteristics, determination is carried out by means of geophysics as they are the commonest and cheapest among the methods of reservoir rock characteristic estimation. Those characteristics are then used in reservoir rock characteristics related correlation relations for identification of reservoir rock saturation. However, veritable quantities for reserves determination are obtained by studying core samples. Geophysical well log and reservoir properties determined by core samples matching depends both on performer's qualification and core extraction and transportation techniques. Logging techniques can also affect the result of the matching. These typical problems and mistakes related to core extraction and transportation can later lead either to choosing false conditions while drilling in and untrue drive, or false well spacing pattern and false reserves determination.

Keywords: core, affixment, logging, reserves determination, reservoir properties, gamma-ray logging.

Введение

На начальном этапе определения параметров пластов с целью подсчёта запасов нефти и газа необходимо разработать методику интерпретации данных геофизических исследований скважин, как более дешёвых и массовых определений. Однако, в качестве истинной величины подсчётных параметров, принимают значения параметров, определенных по керну.

Промыслово-геофизические методы не позволяют непосредственно установить величины пористости и нефтенасыщенности, но оценивают величины геофизических параметров, которые связаны корреляционными зависимостями с коллекторскими свойствами пород и характером их насыщения. Увязка по глубине фильтрационно-емкостных свойств, определённых на керне, с параметрами, измеренными геофизическими методами зависит как от квалификации исполнителя, так и от технологий извлечения и транспортировки керна, проведения комплекса ГИС. В соответствии с принятой технологией далее найденный закон в виде уравнений связи между параметрами переносится на изучаемый объект. Этот путь зачастую является источником ошибочных заключений, которые могут привести либо к неверно выбранным условиям вскрытия и режимам эксплуатации скважин, либо к ошибкам в точках заложения скважин и в заключениях о запасах и ресурсах углеводородного сырья [2].

Обоснование петрофизических параметров по керну и ГИС

Разностороннее исследование земных недр является основой поиска и разработки месторождений углеводородного сырья. Результатом этих исследований является модель месторождения, позволяющая определить запасы и подобрать эффективные технологии разработки.

Одной из моделей, позволяющей характеризовать природный многопластовый резервуар, выступает петрофизическая модель, описывающая изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по объёму резервуара. Все эти петрофизические параметры могут быть получены в процессе решения прямой задачи по изучению физических свойств горной породы (измерение в петрофизической лаборатории параметров непосредственно на самом объекте – керне). От качества и полноты лабораторных исследований керна горных пород, являющихся эталоном для настройки большинства геофизических методов исследования осадочного чехла, зависит достоверность и точность интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС).

Материалы ГИС являются основным видом геологической документации разрезов нефтегазовых скважин и, вместе с результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, испытания пластов, данными опытно-промышленной эксплуатации, служат главным источником информации, позволяющим осуществить подсчёт запасов углеводородов, проектирование разработки залежей [4].

На этапе подготовки к интерпретации данных ГИС необходимо увязать по глубине параметры, определённые на керне, с параметрами, измеренными геофизическими методами. Ошибки при окончательном определении интервалов отбора керна в пределах нескольких продуктивных пластов неизбежно приводят к неправильному определению геологических запасов многопластовых залежей, а результаты лабораторных исследований по определению коэффициента вытеснения нефти на керне из «неправильного» интервала существенно влияют на расчетный коэффициент извлечения нефти (КИН).

Типичные проблемы, возникающие при неправильной привязке керна

Проблемы и ошибки привязки керна в интервале проходки 2-х и более пластов связаны с целым рядом причин:

1. Неполный вынос керна (рис. 1).

Учитывая практику поисково-разведочного бурения, наиболее часто встречается проблема неполного выноса керна. При частичном выносе, привязка керна становится многовариантной. Соответственно изменяются и средние значения петрофизических параметров пластов, которые определяют на образцах керна.

2. Керн уложен в ящики для транспортировки не правильно:

- а) перевёрнут (рис. 2);
- б) перепутан (рис. 3).

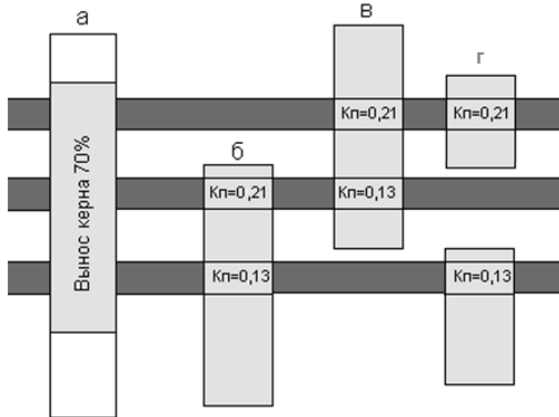


Рис. 1. а – интервал проходки с отбором керна по данным буровой компании; б, в, г – возможные варианты размещения интерпретатором колонки керна по глубине при его неполном выносе без учета переворачивания и путаницы в укладке керна в ящиках

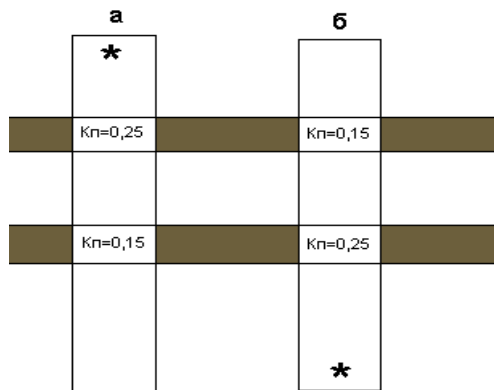


Рис. 2. а – интервал проходки со 100% выносом керна по данным буровой компании; б – возможный вариант размещения интерпретатором колонки керна по глубине при его неправильной укладке в ящики (перевернутый керна)

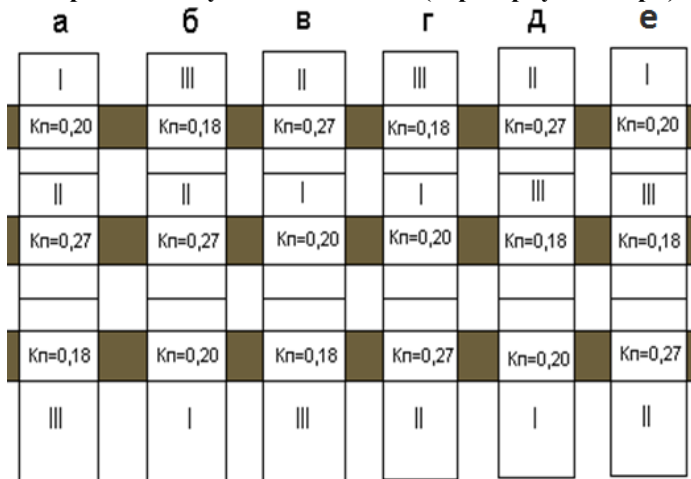


Рис. 3. а – интервал проходки с около 100% выносом керна по данным буровой компании; б, в, г, д, е – возможные варианты размещения интерпретатором колонки керна по глубине при его неправильной укладке в ящики (перепутанный керна) при наличии неявно стыкующихся фрагментов, I, II, III – фрагменты колонки керна

Не исключён человеческий фактор при укладке фрагментов колонки керна в тару для транспортировки, что может привести интерпретатора к ошибке

при определении средних параметров ФЕС пласта, как в первом, так и во втором случае. В случае хаотичного укладывания керна в ящики привязка усложняется из-за большого количества отдельных фрагментов керна, которыми, в равной степени, можно охарактеризовать каждый продуктивный пласт.

3. Интервалы отбора керна неоднозначны (рис. 3).

За начало интервала отбора принимают начало колонки керна. При его 100% выносе, точность определения глубины может быть связана с ошибкой промера бурильных труб и удлинения кабеля при ГИС [1]. Поэтому истинная глубина отбора и соответствие вскрытых продуктивных пластов могут отличаться от выделяемых на колонке керна.

4. Трудно выделяемые визуально границы продуктивных пластов (например, керн месторождений лёгких углеводородов).

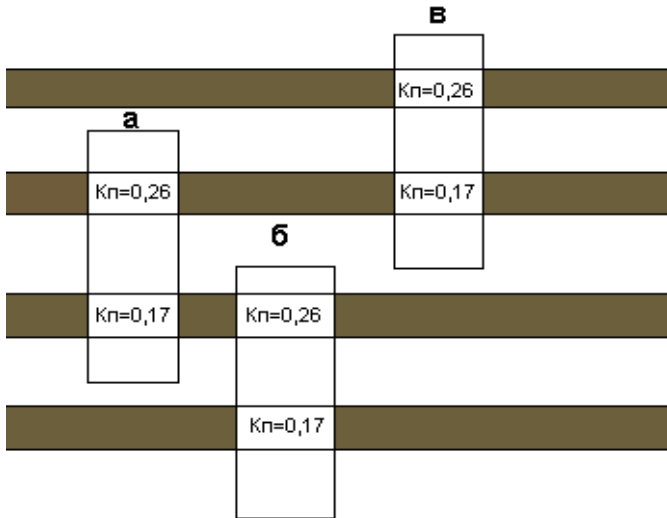


Рис. 4. а – интервал проходки с отбором керна по данным буровой компании; б, в – возможные варианты размещения интерпретатором колонки керна при ошибке определения глубины начала отбора

Все эти типичные проблемы и ошибки привязки керна могут быть решены в дальнейшем после проведения лабораторных исследований и сопоставления параметров, определяемых петрофизическими и геофизическими методами. Однако на практике предпочтительнее привязку керна проводить до проведения лабораторных анализов с целью точной привязки по глубине разреза визуально определяемых нефтенасыщенных интервалов (для отбора образцов) и данных профильных исследований керна.

Влияние неправильной привязки керна на подсчётные параметры

Надёжная привязка керна к разрезу и диаграммам ГИС позволяет установить количество образцов для изучения конкретного продуктивного пласта и повысить достоверность определения средних значений подсчётных параметров в его пределах.

Самым надёжным методом привязки керна является сопоставление диаграммы гамма-каротажа (ГК), зарегистрированной в скважине, и профильного ГК на колонке полноразмерного керна. Принципом ГК является регистрация приборами естественной радиоактивности пород. Учитывая, что из всех видов излучения (α , β , γ) наибольшей проникающей способностью обладает гамма-излучение, оно и представляет практический интерес изучения разрезов скважин. Величина гамма-излучения складывается из активности гамма-излучающих радионуклидов рядов урана (U), тория (Th), изотопа калия-40 (K).

Среди осадочных пород самую высокую радиоактивность имеют глубоководные илы, битуминозные глины, аргиллиты, калийные соли. Низкая радиоактивна характерна для ангидритов, гипсов, песчаников, доломитов. Следовательно, кривая ГК, в общем случае, характеризует разрез скважины от величины глинистости горных пород.

Для выполнения профильного спектрального ГК в петрофизических лабораториях используется специальная установка – спектральный гамма регистратор. В данной работе используются материалы, полученные в результате обработки выходных данных регистратора гамма излучения SPGL-300 компании Core Lab Instruments. Визуализация полученных данных и кривой ГК позволяют сравнивать и увязывать кривую по керну с кривой ГК по ГИС. При увязке двух кривых производится сдвиг кривой профильного ГК на колонке полноразмерного керна по глубине вверх или вниз на заданное число метров, сжатие на участках неконсолидированных пород, установка разрывов в местах неявной стыковки фрагментов колонки керна при его неполном выносе [3].

На рисунке 5 видно, что интервалом отбора по данным бурового предприятия вскрыты два продуктивных пласта. Средние значения пористости по пластам равны 16%, 13%. После привязки интервала отбора по ГК, количество пластов, охарактеризованных керном, увеличилось до трёх. При этом изменились средние значения коэффициента пористости для первых двух пластов, 14% и 16%, соответственно. Абсолютная ошибка при подсчёте геологических запасов первого пласта составляет + 2%, для второго - 3%, т.е. запасы первого пласта были переоценены, а второго – недооценены. Также появилась возможность охарактеризовать третий пласт, при условии его однородности.

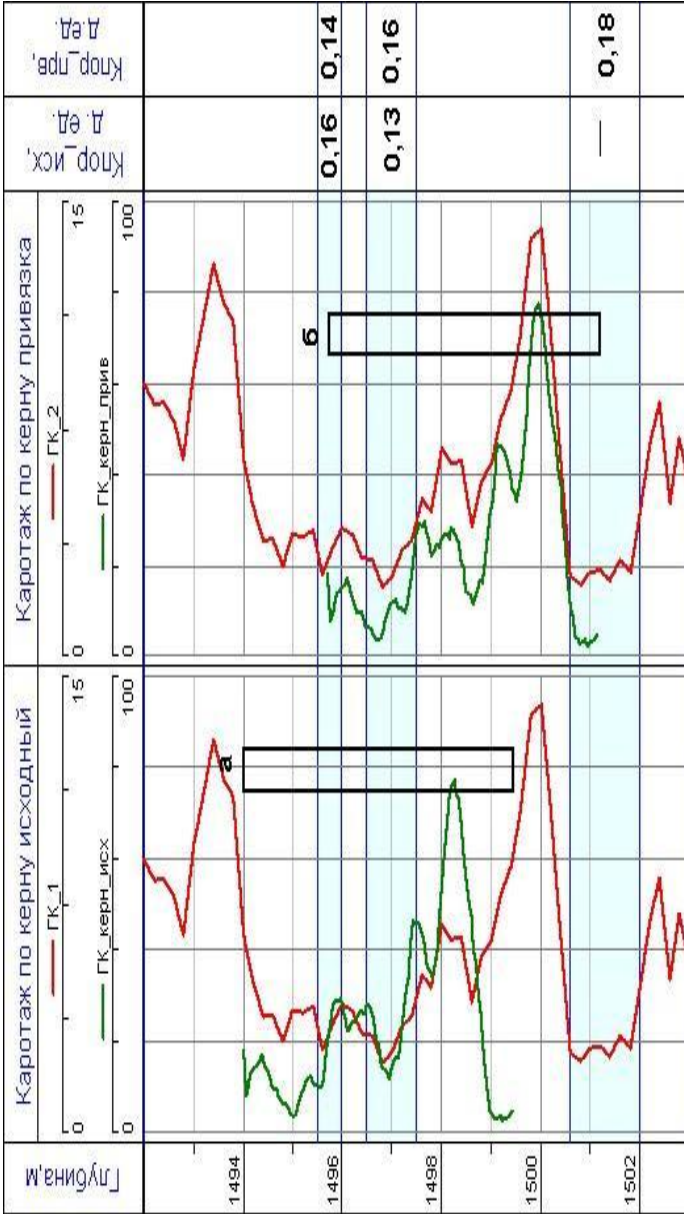


Рис. 5. Влияние неправильной привязки керна на среднее значение пористости продуктивных пластов. а – интервал проходки с отбором керна по данным буровой компании, б – реальная глубина интервала проходки с отбором керна, скорректированная по результатам сопоставления профильного ГК на полноразмерном керна и ГК, зарегистрированного на скважине

Из представленного примера видно, что повышение точности привязки керна повлияло на результаты определения средних значений пористости продуктивных пластов и, как следствие, на подсчёт геологических запасов углеводородов.

Опыт привязки керна на примере скважин Карсовайского месторождения (Удмуртия)

В качестве примера привязки керна по ГК была выбрана скважина 77 Карсовайского месторождения. Регистрация естественной радиоактивности колонки керна производилась на спектральном гамма регистраторе SPGL-300 компании CogeLab с шагом 5 см.

На скважине 77 Карсовайского месторождения привязываемые интервалы относятся к продуктивным отложениям верейского горизонта, представленного преимущественно органогенными известняками и аргиллитами с отдельными прослоями алевролитов и доломитов.

Кривая скважинного гамма-каротажа представлена на рис. 6 красной линией, относительно неё и увязывают профильную кривую ГК (синяя линия). Как видно на примере данной скважины интегральные кривые имеют расхождение по глубине. В качестве опорных точек выбраны максимумы по интенсивности. Им соответствуют пачки аргиллитов мощностью 0,7-3,7 м. Для того, чтобы добиться совпадения кривых величина смещения должна быть принята равной 0,8 м.

Такая погрешность в определении глубины пласта в дальнейшем приводит к искажению результатов интерпретации материалов ГИС, не корректному обоснованию подсчётных параметров.

Перед сравнением подсчётных параметров при правильной и неправильной привязке керна и определения влияния ошибки на величину геологических запасов необходимо для каждого выделенного по ГИС пласта, охарактеризованного керном, определить перечень привязанных к нему образцов, вычислить средние значения коллекторских свойств.

Одним из параметров, характеризующим емкость многопластового резервуара, является пористость. При определении средних коэффициентов пористости в пропластках применяется арифметическое усреднение данных, которое зависит от числа данных и набора усредняемых параметров. Смещение колонки керна на 0,8 м. при привязке привело к изменению как числа образцов, входящих в выделяемые пропластки, так и значений пористости в выборке при определении среднего значения. Сравнительная характеристика подсчётных параметров до и после привязки керна представлена в таблице 1.

В данном случае абсолютная ошибка при определении геологических запасов варьирует в диапазоне от -0,92 до -4,61%. Запасы каждого пропластка были недооценены.

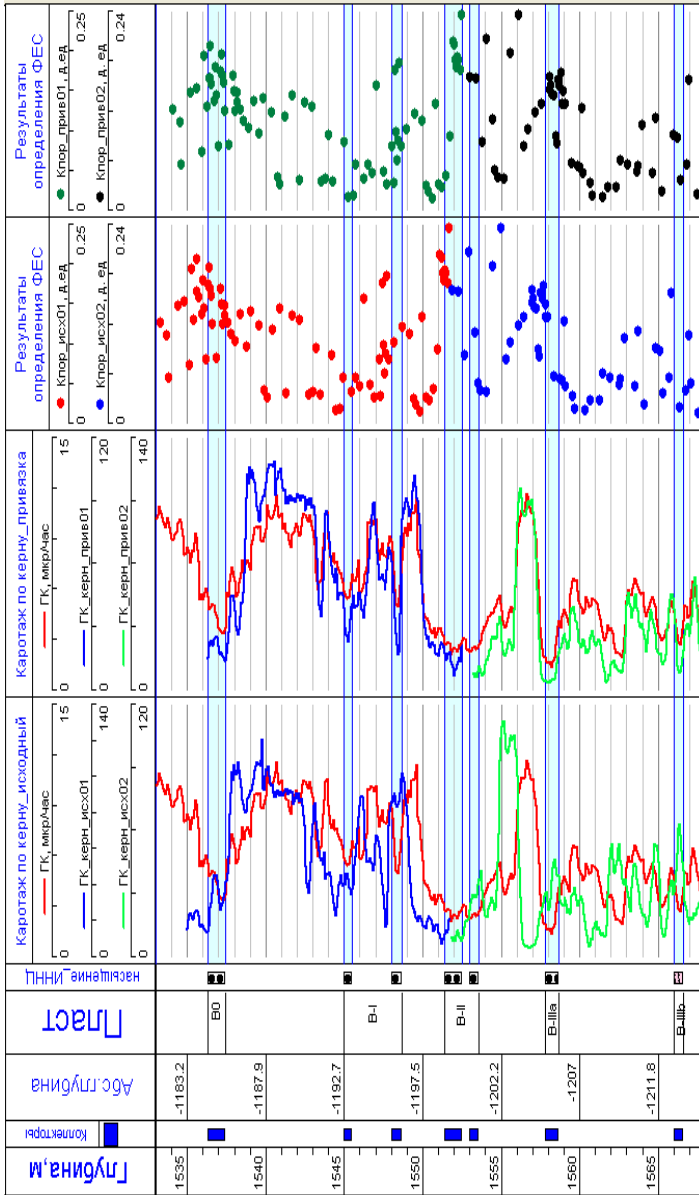


Рис. 6. Сопоставление диаграммы ГК, зарегистрированной в скважине, и профильного замера ГК на колонке полноразмерного керна дообложения №1, 2 скважины 77 Карсовайского месторождения

Таблица 1. Сравнительная характеристика подсчетных параметров

Пласт	Кпор_исх, %	Кпор_прив, %	Абсолютная ошибка при определении геологических запасов, %
В-0	15,15	16,07	-0,92
В-II	15,5	17,76	-2,26
В-IIIa	9,45	14,06	-4,61

Абсолютная ошибка при определении геологических запасов при условии постоянства остальных подсчётных параметров в целом по верейскому горизонту скважины 77 Карсовайского месторождения составляет – 12,36%. Геологические запасы в исходном варианте без применения метода сопоставления диаграмм гамма-каротажа были бы недооценены. Неучтённые запасы составляют 512 тыс. т. категории запасов В+С1, т.е. на дату оценки - 2015 г., в денежном эквиваленте при утверждённом КИН=0,216 финансовые потери составят до 0,5 млрд. руб.

Надёжность подсчёта геологических запасов во многом зависит от точности и количества анализов свойств горных пород, определяемых на образцах керн в петрофизических лабораториях, и от правильной привязки их по разрезу скважины. Первая проблема решается совершенствованием системы метрологического обеспечения лабораторных петрофизических исследований, а точность привязки керн обеспечивается наиболее надёжным методом сопоставления диаграммы ГК, зарегистрированной в скважине, и профильно-го замера ГК на колонке полноразмерного керн.

Выводы

1. Результаты лабораторных исследований керн и пластовых флюидов, испытания пластов, данные опытно-промышленной эксплуатации, материалы ГИС служат главным источником информации, позволяющим осуществить подсчёт запасов углеводородов, проектирование разработки залежей.
2. Методики количественной интерпретации данных ГИС, основанные на сопоставлении результатов исследований образцов горных пород и кривых каротажа, обладают достаточной достоверностью только при использовании данных по керну и ГИС, принадлежащих интерпретируемому геологическому телу. При обосновании подсчётных параметров необходимо увязать по глубине ФЕС, определённые на керне, с параметрами, измеренными геофизическими методами. Решение этой задачи зависит как от квалификации исполнителя, так и от технологий извлечения и транспортировки керн, проведения комплекса ГИС. В конечном итоге, ошибочная привязка керн неизбежно приведёт к неправильному определению геологических запасов. Запасы могут быть, как недооценены, так и переоценены.

3. Современные методы лабораторных исследований керна позволяют осуществить надёжную привязку интервала отбора. Замер профильного ГК на колонке полноразмерного керна и увязка его с диаграммой ГК, зарегистрированной на скважине, дают возможность привязать керн с точностью до 10 см, что позволяет установить количество образцов для изучения конкретного продуктивного пласта и повысить достоверность определения средних значений подсчётных параметров по керну в его пределах.
4. Следует учитывать, что при повышении неоднородности изучаемых геологических тел возрастает необходимость в расширении видов лабораторных исследований и увеличении количества образцов горных пород и проб пластовых и поверхностных жидкостей и газов.

Список литературы

1. Гудок Н. С., Богданович Н. Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
2. Кобрунов А. И., Кулешов В. Е., Могутов А. С., Художилова А. Н. Метод нечётких петрофизических композиций при прогнозировании петрофизических параметров // Вестник Института геологии Коми научного центра УрО РАН, 2011. №9. с. 18-23.
3. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов/ Под редакцией Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козяра, Г. Г. Яценко. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990
4. Методические рекомендации по подсчёту запасов нефти и газа объёмным методом. Под редакцией В. И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
5. Обухова Л. В., Харченко С. И. Повышение достоверности подсчёта запасов нефти за счёт улучшения качества лабораторных исследований керна // НТВ «Каротажник» Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 4. с. 26-31.
6. Савельев В. А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.

Дмитриев Алексей Петрович, инженер отдела ФиПИ
Миронычев Вадим Геннадьевич, начальник отдела ФиПИ
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: fngp@udsu.ru

Aleksei P. Dmitriev

Engineer of Fundamental and Applied Researches (FAR) Department

Vadim G. Mironychev

Head of Fundamental and Applied Researches (FAR) Department

Udmurt State University

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

426034, Russia, Izhevsk, Str. University, 1, Bldg. 7,

e-mail: fngp@udsu.ru

ПРИМЕНЕНИЕ ВИРТУАЛЬНОГО ПРОГРАММНО-ТРЕНАЖЕРА ДЛЯ ЭВМ «СЛАЙД МАСТЕР 1.18» ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИМ НАВЫКАМ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАБОЙНЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Исмаков Р.А., Рахматуллин Д.В., Мухаметгалиев И.Д.

ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Рассмотрено программное обеспечение (ПО), как инструмент для проверки квалификации при приеме в штат кандидатов в организации осуществляющих сервис при бурении нефтяных и газовых скважин (НГС) с применением забойной телеметрической системы и непосредственно буровых предприятий, а так же проблемы обучения принципам и порядку проводки наклонно-направленных скважин в Учебно-Образовательных Учреждениях. Особое внимание уделено вопросу внедрения ПО в соответствующие области применения технологии проводки наклонно-направленной скважины: основные требования, актуальность настоящего ПО и соответствие работы условиям в практике. Рассмотрен совершенно новый метод преподавания в Учебно-Образовательных учреждениях принципам и порядку инженерного сопровождения при бурении наклонно-направленных скважин с применением забойной телеметрической системы. Действительная эффективность применения достигается путем симуляции процесса бурения наклонно-направленной скважины в виртуальной среде посредством ЭВМ, где испытуемому предстоит произвести буровые работы с выстраиванием трех- или пятиинтервального профиля скважины.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, программное обеспечение, симуляция процесса, параметры кривизны, Слайд Мастер, реактивный момент, круг допуска, имитатор процесса бурения, Тренажер "КНБК", Тренажер "Мера инструмента", Тренажер "Бурение ННС", Тренажер "Бурение ННС. Выбор профиля".

USING SLIDE MASTER 1.18 ON-LINE SIMULATOR FOR HANDS-ON TRAINING IN OIL AND GAS WELL DRILLING USING LWD SYSTEMS

R.A. Ismakov, D.V. Rakhmatullin, I.D. Mukhametgaliev

Ufa State Oil Technical University

The paper describes dedicated software to assess proficiency of applicants for positions in drilling enterprises and companies providing services related to oil and gas wells drilling using LWD systems. Matters related to training in principles and procedures of directional drilling in educational institutions are addressed. Special

focus is given to integration of the software into the directional drilling technology: requirements, importance of the software, and meeting actual working conditions. A whole new method of training in principles and procedures of engineering supervision while drilling using LWD systems is discussed. A high effectiveness of the method is attained through on-line simulation of the directional drilling process. An applicant must drill a well comprising three or five well course sections in a virtual environment.

Keywords: directional drilling, software, process simulation, hole curvature parameters, Slide Master, counter torque, target area, Drilling Process simulator, BHA simulator, Tool Measure simulator, Directional Drilling simulator, selection of well course sections

Низкое качество траектории ствола наклонно-направленной скважины в большинстве случаев имеет причину работы недостаточно квалифицированного персонала. Проблема обучения персонала в специализированных учреждениях, как видно из практики, ограничивается преподаванием отдельных сегментов наклонно-направленного бурения (ННБ), которые включают: устройство забойного оборудования и методы его эффективного и безопасного применения, особенности наземного оборудования для работы в совокупности с забойным и дальнейшие теоретические основы ННБ (расчет профиля, параметров кривизны и их обработка). Проблема обучения практическим навыкам бурения в учебных заведениях высшего профессионального образования подробно представлена в работах [1, 2, 3].

Возникновение дефектов профиля есть не только малограмотное применение полученных теоретических знания персоналом, но к тому же еще и недостаток практических навыков, частичное или полное отсутствие у инженеров представления принципов ННБ и возникновения возможных осложнений. Испытание себя в условиях кризиса инженер имеет возможность только при возникновении соответствующих условия.

Создание идентичных условий бурения ННС в виртуальной среде и стало ключевой целью создания принципиально индивидуальной программы ЭВМ, так как главное требование к ПО для обучения специалистов такого узко специализированного профиля это максимальное соответствие к условиям в практике. Востребованность ПО «Слайд Мастер 1.18» создают условия выполнения работы в нем, которые включают: технологическое соответствие производимых операций условиям в практике, идентичность нормативности работы, анимационное сопровождение, условия возникновения аварийных ситуации, последовательность выполнения работы. Высокую степень идентичности работы виртуального тренажера и условиям в практике удалось достичь благодаря специфике работы инженера по ННБ, которая выполняется главным образом с применением ЭВМ. Таким образом, создание

связующего инструмента «практика – теория» оказалась возможной без искажения от главной идеи создания тренировочного инструмента.

Наклонно-Направленное Бурение преподается в каждом ВУЗе и даже в некоторых ССУЗах, направленных на выпуск специалистов в области бурения нефтяных и газовых скважин. Способ преподавания, по анализу производителей «Слайд Мастер 1.18» (Далее – Создатели) является совершенно различным: где-то расчет траектории ствола скважины, а где то дополнительно и знакомство забойным телеметрическим оборудованием. Общим недостатком создатели увидели то, что обучению работы человека занимаемого должность инженера по наклонно-направленному бурению нет. Полное моделирование должностной деятельности инженера ННБ в виртуальной среде позволяет обучить студентов учебно-образовательного учреждения порядку, принципам, особенностям этого вида деятельности. Моделирование удалось произвести для таких функции, как:

- реактивный момент в зависимости от интервала бурения;
- полнофункциональный инструмент по обработке данных статического замера;
- интенсивность изменения азимута относительно интервала бурения;
- негативная тенденция при бурении вращением с учетом которого необходимо будет производить слайд;
- возможность проведения операции по ликвидации прихватов вследствие нарушения технологии бурения;
- вспомогательные работы при бурении скважин: расхаживание, наращивание, остановке и запуске насоса и бурения при различных режимах;
- проведение съема промежуточных статических данных в процессе бурения;
- выбор языка интерфейса: русский или английский
- доступно для визуального сопровождения: графические проекции профиля, мера инструмента индивидуально под длину КНБК, проектная инклинометрия и расчетное положение скважины относительно проектного профиля.

Общая совокупность таковых функции в условиях тренировки претендента на должность инженера по бурению: улучшают способности инженера, определяют его практические возможности при приеме в штат в производственных организациях, обучают его.

Эффективность в работе достигается путем симуляции процесса бурения наклонно-направленной скважины в виртуальной среде посредством ЭВМ. Испытуемый в комплексе тренажеров проходит все этапы от комплектования забойной компоновки низа бурильной колонны и его спуска с рас-

четным количеством бурильного инструмента до бурения наклонно-направленной скважины и завершения бурения скважины с соблюдением всей требуемой технологии: соответствие вертикальной глубины, положение окончательного забоя относительно цели Т1, достижение проектных значений отклонения от устья, недопущения отклонения от проектных значений параметров кривизны с соблюдением длины скважины, без выхода за пределы толщи продуктивного пласта, с достаточно высокой механической скоростью проходки.

Полный цикл строительства ствола скважины приведен не в виде видео игры, а дан, как полноценный имитатор процесса бурения с учетом специфики должностных обязанностей инженера.

Комплекс виртуальных тренажеров «Слайд Мастер 1.18» состоит из 4 симуляторов процессов применяемых в ходе подготовки к бурению и непосредственно бурения:

- Тренажер КНБК.
- Тренажер Мера Инструмента.
- Тренажер Бурение ННС (согласно варианту).
- Тренажер Бурение ННС выбор профиля.

Тренажер «КНБК» предназначен для выработки и укрепления навыков по составлению документа обозначающего наименование элементов КНБК, их порядок и таких параметров, как внешний диаметр, тип и размер резьбы и длину (рис. 1). Начиная работу, уже в первом из тренажеров Тренируемый учится относительно профиля (S или J-образный) и вида ствола скважины (основной или боковой), из возможных 20 вариантов проектной инклинометрии на скважину подбирать правильные параметры КНБК. При составлении конструкции КНБК определением наименования формируется дизайн самого КНБК под соответствующей колонкой.

Тренажер «Мера инструмента» предназначен для выработки и укрепления навыков по работе с документом, занесенным измеренной фактической длины бурильного инструмента, называемым «Мера инструмента» (рис. 2). Интерфейс Тренажера Мера Инструмента является типовым для документа «Мера инструмента», что способно помочь ориентироваться Тренируемому при выполнении подобных работ в реальных условиях находясь на буровой. Так же в нижней части интерфейса располагается блок для обучения и проверки на предмет работоспособности с документом «Мера Инструмента». Полученные навыки при выполнении Тренажера способны предотвратить аварии с бурильной колонной в процессе проведения ряда работ на буровой.

Тренажер «Бурение ННС» это завершающий из тройки симулятор, в котором Тренируемый по подготовленным работам производит бурение ствола скважины длиной примерно 500 м. в интервале от 2000 м. до 2500 м. по стволу скважины естественно с учетом цели на вертикальной глубине, в ре-

зультате чего ствол скважины удлинится (рис. 3). Тренируемый производит проводку наклонно – направленного ствола скважины с искусственным искривлением ствола скважины. Искусственное отклонение скважин подразделяется на наклонное, горизонтальное, многозайное (разветвленно-наклонное, разветленно-горизонтальное) и многоствольное (кустовое) бурение. Бурение этих скважин ускоряет освоение новых нефтяных и газовых месторождений, увеличивает нефтегазоотдачу пластов, снижает капиталовложения и уменьшает затраты дефицитных материалов [4]. В настоящем виртуальном симуляторе рассматриваются скважины типом профиля J-образный (трехинтервальный) и S-образный (пятиинтервальный) и по виду ствола скважины: боковой ствол и основной ствол. На тренируемого возлагается ответственность за выбор интервала бурения в различных режимах: вращение и слайд.

Дата: 2015.09.14 Время: 0:0:27 Иванов И.И. Ойл Сервис Проверка ОК

Тренажер «КНБК»

Соберите КНБК в соответствии с заданным профилем.

Выберите элемент КНБК Выберите внешний диаметр Выберите тип и размер резьбы Выберите длину Эскиз

Переводник	Диаметр	Резьба	Длина
Обратный клапан	Диаметр	Резьба	Длина
Долото	Диаметр	Резьба	Длина
ВЗД (1°51')	Диаметр	Резьба	Длина
СБТ	Диаметр	Резьба	Длина
Телесистема	Диаметр	Резьба	Длина

Общая длина КНБК составляет: _____ м

Проектная инклинометрия на скважину

Профиль скважины: S-образный, основной ствол

Длина по стволу скважины, метр	Зенитный угол, градус	Азимут, градус	Смещение, метр	Вертикальная глубина, метр	Интенсивность по зенитному углу, градус/10м	Пространственная интенсивность, градус/10м
0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	2000	0	0
2050	10	18	4,14	2049,81	2	2
2100	20	11	16,67	2098,11	2	2,03
2150	33	9	38,64	2142,85	2,6	2,61
2200	44	5	69,54	2181,98	2,2	2,25
2250	44	5	104,14	2217,95	0	0
2300	38	344	136,79	2255,69	-1,2	2,99
2350	25	346	162,03	2298,32	-2,6	2,61
2400	12	348	177,48	2345,73	-2,6	2,6
2450	6	354	185,21	2395,12	-1,2	1,21
2500	0	0	187,82	2445,05	-1,2	1,2

Рис. 1. Рабочий интерфейс тренажера «КНБК»

В ходе бурения в ПО «Слайд Мастер» происходит выстраивание проекции оси скважины на вертикальную плоскость, проходящую через устье и проектную точку забоя, которая называется профилем, а так же на горизонтальную плоскость, называемой планом скважины. В практике если скважину предполагается бурить без изменения азимута, форма оси скважины совпадает с профилем, который в данном случае считается плоским. Профиль

скважины должен обеспечивать эксплуатацию скважины всеми современными методами и оборудованием достаточно долго и безаварийно. Причем забой скважины должен находиться в так называемом «круге допуска» [5]. В применяемом тренажере рост или уменьшение зенитного угла происходит совместно с изменением азимута, что увеличивает степень сложности выполнения работы в программе.



Рис. 2. Рабочий интерфейс тренажера «Мера Инструмента»

Тренажер «Бурение ННС выбор профиля» это по функциональности тот же симулятор, что и «Бурение ННС», но без выполнения тренажеров «КНБК» и «Мера Инструмента», а так же без выбора определенного варианта работ (рис. 4). Выбор профиля будет производиться с помощью диалогового окна.

Необходимо так же отметить, что при начале работы в тренажере необходимо произвести привязки имеющихся параметров искривления к получаемым в ходе буровых работ. Ввод новых данных статического замера производится к «точке привязки»: точка привязки является точкой отсчета для всех последующих вычислений замеров, которую задает представитель заказчика. Точку привязки необходимо ввести в программу в начале работы.

Системные требования для работы ПО:

- процессор с тактовой частотой 1800 МГц или более;
- оперативная память 512 Мб или больше;

Ввод данных Бурение ННС

Введите свои данные:

ФИО:

Компания:

Выберите вид ствола:

Основной

Боковой

Выберите профиль скважины:

Трехинтервальный - J-образный

Пятиинтервальный - S-образный

Способ передачи вращательного момента:

ВСП

РОТОР

Вы уверены, что хотите начать бурение ННС без проведения подготовительных работ?

Закреть ОК

Рис. 4. Интерфейс тренажера «Бурение ННС выбор профиля». Окно выбора вида ствола, профиля и способа передачи вращательного момента БК

Требуется особая аккуратность при расчете, а далее и при работе в набором параметров кривизны: зенитным углом и азимутом. Траектория ствола скважины может быть задана системой аналитических уравнений или массивом данных, включающим в себя координаты точек. В практике бурения распространение получил второй способ, что обусловлено дискретностью измерений при строительстве скважин. Координаты каждой точки определяются глубиной по стволу скважины, зенитным углом («угол между касательной к оси ствол в точке замера и проекцией касательной на вертикальную плоскость» [6]) и азимутальным углом («угол между направлением начала отчета и проекцией на горизонтальную плоскость касательной к оси ствола в точке замера» [6]).

Итоговая оценка будет зависеть от того, каким коэффициентом принял работу «Заказчик». К примеру, если коэффициент работы составил 0.91, то соответственно работа оценена на 4 балла из 5.

Каждый из критериев оценивается не по системе баллов, а по системе коэффициента, как и фактически заказчик работ. Также предусмотрена вероятность признания «Заказчиком» работы, как брак с выводом комментария «Скважина не принята, перебуривание осуществляется за Ваш счет!» для тех случаев, когда не достигнута цель, превышено количество аварийных ситуаций, превышен лимит суммарной длительности пауз, удлинение ствола скважины более чем в 60 м.

Возможность бурения «пробных» скважин в данный момент может появиться у каждого. Теперь отсутствует необходимость обязательного выезда учебных групп на объекты, чтобы наблюдать за ходом работы, с изобретением данного программного продукта появился реальный способ участвовать в процессе бурения, как горизонтальных скважин, так и боковых стволов. Участвовать не только, как активный слушатель, а самому прокладывать сложные участки траектории, в чем и состоит суть создания программы. Полученные навыки при работе с «Слайд Мастер 1.18» в 100% объеме пригодятся при бурении наклонно-направленных скважин.

Список литературы

1. Оптимизация сроков проведения ремонта подземного оборудования. Исмаков Р.А., Смородов Е.А., Деев В.Г. Нефтяное хозяйство. 2001. № 2. С. 60-63.
2. Способ определения статистических характеристик коэффициента бокового распора пласта пористой горной породы. Попов А.Н., Головкина Н.Н., Исмаков Р.А., Попов М.А. Патент на изобретение RUS 2184232 02.06.2000
3. Методы экспресс-оценки качества фонда нефтедобывающих скважин Деев В.Г., Смородов Е.А., Исмаков Р.А. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2001. № 1. С. 40-45.
4. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. - М.: Недра, 1997. – 648с.
5. Бурение нефтяных и газовых скважин. Раздел «Искривление скважин. Наклонное и горизонтальное бурение»/Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Исмаков Р.А., Комлева С.Ф., Конесев Г.В., Левинсон Л.М., Попов А.Н., Сакаев Р.М., Санников Р.Х., Соловьев А.Я., Трушкин Б.Н., Чукуртуров Г.К., Янгиров Ф.Н. под общ. ред. А.М. Шаммазова.- С Пб.: Недра, 2012.-428 с.
6. Естественное и искусственное искривление скважин. Калинин, А. Г., Кульчицкий В. В. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.

Исмаков Рустэм Адипович, д.т.н., профессор, проректор по научной и инновационной работе, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация

E-mail: ismakovrustem@gmail.com

Рахматуллин Дамир Валерьевич, к.т.н., доцент кафедры Бурение нефтяных и газовых скважин, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация

E-mail: Rdv14@yandex.ru

Мухаметгалиев Ильмир Дамирович, аспирант, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация

E-mail: ilmir8787@mail.ru

R.A. Ismakov, Dr.Sc., Professor, Pro-rector for Research and Innovation at Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russia

E-mail: ismakovrustem@gmail.com

D.V. Rakhmatullin, PhD, Assistant Professor of Well Drilling Chair at Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russia

E-mail: Rdv14@yandex.ru

I.D. Mukhametgaliev, PhD candidate, Well Drilling Chair at Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russia

E mail: ilmir8787@mail.ru

СТРУКТУРНО-ФАЦИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ТУРНЕЙСКИХ РУСЛОВЫХ ПЕСЧАНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТИИ

Истомина Н.Г.

Институт нефти и газа им. М.С. Гутериева

В статье рассмотрены особенности строения и распространения русловых песчаников малевско-упинского горизонта турнейского яруса нижнего карбона. Представлена уточненная схема положения питающего русла и подводного конуса выноса. Дана оценка перспективных участков возможной локализации углеводородов.

Ключевые слова: Камско-Кинельская система впадин, Можгинская впадина, малевско-упинский горизонт, песчаник, пласт.

THE STRUCTURAL AND FACIAL COMPLEX OF TOURNAISIAN STREAM CHANNEL SANDSTONES IN THE UDMURTIA TERRITORY

N.G. Istomina

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

Tournaisian stream channel sandstones characteristic are considered in the article. The position of the feeding stream and underwater cone out scheme is submitted. The perspective site of possible localization of hydrocarbons is given.

Keywords: Kamsko-Kinelsky system of paleo-flexure, Mozhginsky flexure, malevsko-upinsky horizon, sandstone, layer.

В позднедевонско-турнейское время, одновременно с образованием нескольких крупных структурно-фациальных комплексов Уральской рифтовой зоны, на территории Удмуртии формировались две системы впадин: Камско-Волжская и относительно глубоководная Камско-Кинельская. Морфологически, палеовпадины являлись погруженными участками, через которые с Сысольско-Коми-Пермяцкой палеосуши поступал обломочный материал в восточном направлении, в сторону более глубоководной части морского бассейна.

По мнению многих авторов [1, 2, 3], впадины Камско-Кинельской системы являлись важной зоной и основным очагом генерации углеводородов в Волго-Уральской провинции. Во внутренней глубоководной зоне палеовпадин ККСВ в франско-фаменское время отлагались известковые осадки доломитового типа и битуминозно-глинистые илы. Некомпенсированная Камско-Кинельская система имела дифференцированный рельеф дна бассейна, на

отдельных участках которого, испытывавших замедленные тектонические движения, формировались рифогенные массивы [4]. Локальные структуры, связанные с разновозрастными франско-фаменско-турнейскими органогенно-карбонатными массивами и одиночными органогенными постройками, являются установленными зонами аккумуляции УВ.

В начале турнейского времени существенное значение приобрели процессы компенсации ККСВ: в первую половину малевско-упинского времени – глинистой толщей; во вторую - накоплением преимущественно карбонатных отложений. Циклическое изменение режима седиментации в турнейское время выражается в виде клиноформ с чередованием слоев известняков и аргиллитов, картируемых по данным сейсморазведки в центральной и южной частях Удмуртии.

В северной части Можгинской впадины ККСВ известково-аргиллитовый тип разреза малевско-упинского возраста фациально замещается песчано-алевролитовыми породами мощностью до 120-160 м. Данный объект, отнесенный к самостоятельному структурно-фациальному комплексу [1], закартирован от западной границы Удмуртии в виде линзовидного тела протяженностью около 150 км и шириной до 40 км. Предполагается, что его западная часть, не изученная к настоящему времени, расположена на территории Кировской области.

Песчаный пласт выделяется в нижней и средней части терригенной пачки малевско-упинского возраста, в основном подстилается и перекрывается турнейскими аргиллитами, но на западе Удмуртии залегает непосредственно на карбонатах фаменского яруса и имеет маломощную глинистую покрывку. Русловые песчаники турнейского яруса, в связи с незначительным количеством вскрывших их скважин, наименее изучены, но обладают хорошими коллекторскими свойствами и являются нефтеперспективными. Несмотря на установленную нефтеносность комплекса (промышленный приток нефти из песчаников получен в скважинах 397 и 775 Якшур-Бодьинского месторождения и скважине 796 Есенеяского месторождения [3]), условия его формирования и особенности внутрифациального строения до настоящего времени не изучались.

Относительно чистый пласт песчаников прослеживается в разрезах единичных скважин Аксеновцевской, Ягульской, Сушинской и Есенеяской площадей, расположенных вблизи осевой части палеорусла. В скважине 492-Аксеновцевская пласт песчаника залегает непосредственно на карбонатах фаменского яруса (Рис. 1). Учитывая, что в ближайших расположенных скважинах турнейский разрез представлен органогенными известняками относительно мелководного шельфа, предполагается наличие в районе скважины 492 участка транспортировки обломочного материала (питающего русла), также выражающееся в эрозии подстилающих отложений. Транспортировка

песчаного материала происходила с запада (Вожгальско-Колобовское палеоплато) через Аксеновцевский палеопроток, разделяющий Сюмсинское и Валамазское палеоплато.

В восточном направлении, по мере удаления от источника сноса, в разрезе скважин сокращается мощность пачки песчаников, возрастает расчлененность, пласт замещается аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов и глинистых песчаников. Соотношение песчаных и глинистых слоев в пласте, а также наличие увеличивающейся пачки аргиллитов в основании малевско-упинского горизонта в разрезе скважин Есенейской, Ягульской, Косоевской, Вязовский и Июльской площадей предполагает вынос песчаника непосредственно в палеовпадину с существовавшим относительно глубоководным морским режимом осадконакопления. Такой процесс аналогичен происходящим в современной геологии на внешних границах шельфа и зафиксированным дистанционными средствами зондирования.

Из корреляции разрезов скважин и характера каротажных кривых также очевидно затухание энергии переноса обломочного материала в восточном направлении, что выражается в сокращении доли песчаных пород в разрезе пласта и возрастающем преобладании глубоководных глин (рис. 1, табл. 1).

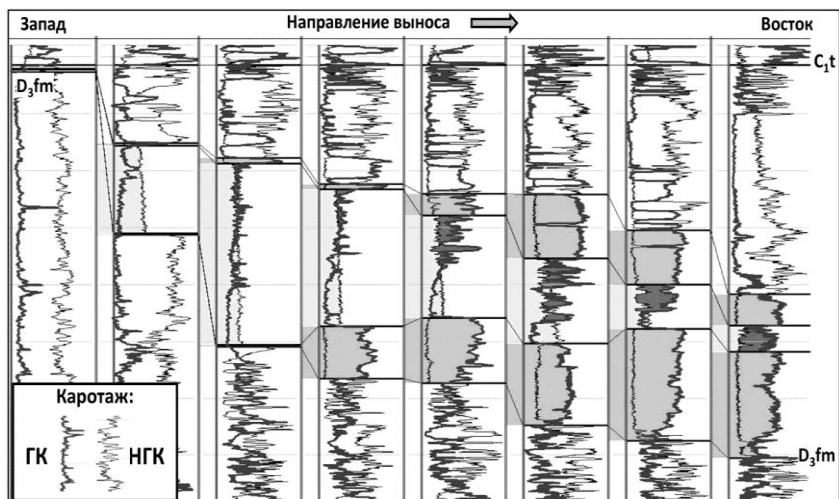
При корреляции разрезов скважин в субмеридиональном направлении, вкрест выделяемого руслового тела, выделяется шлейф тонкозернистого песчаного материала, прослеживающийся в скважинах Косоевской и Вязовской площадей. Толщина пачки глинистых песчаников и алевролитов сокращается в южном направлении по мере удаления от основного русла до единиц метров (табл. 1). Внешний конус выноса ассиметричен, простирается до 50 км в южном направлении и на 3-5 км в северном, где в разрезе скважин начинают преобладать карбонатные отложения.

Конфигурация областей распространения песчаного материала в терригенной толще турнейского яруса, преимущественное расположение пачки относительно чистого песчаника в начале цикла (песчаник выделяется в основании песчано-алевролитовой пачки), предполагает наличие интенсивного потока. Это объясняет тот факт, что протяженность питающего русла составляет более 120 км только на территории Удмуртии и продолжается в Кировской области.

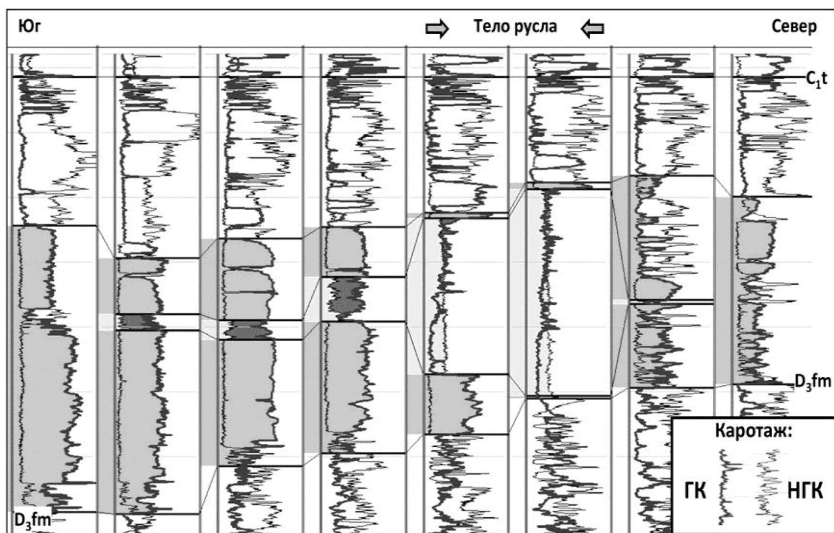
Также не исключено, что в процессе относительно быстрого нивелирования Камско-Вятской системы палеовпадин (за счет близкого расположения к области эрозии), часть обломочного материала попадала через палеопротоки в Камско-Кинельскую систему, в дальнейшем заполнявшуюся мелкообломочным материалом с богатой органикой [2].

Во второй половине турнейского века вынос песчаника с запада прекратился, что связано с изменением режима седиментации, трансгрессией моря и установлением в пределах Сюмсинского и Валамазского палеоплато относи-

тельно мелководного шельфа, в условиях которого накапливались преимущественно карбонатные отложения.



А) Корреляция по линии скважин с запада на восток



Б) Корреляция по линии скважин с юга на север

Рис. 1. Схема межскважинной корреляции отложений турнейского яруса

Таблица 1. Соотношение литотипов в терригенной толще малевско-упинского горизонта

Скважина	Толщина терригенной толщи малевско-упинского горизонта, м	Суммарная толщина песчано-алевролитовой пачки, м	Толщина пачки руслового песчаника, м
Субширотное направление			
492-Аксеновцевская	81	79	79
745-Есенойская	167	162	159
796-Есенойская	194	169	119
24-Кекоранская	190	165	58
397-Ягульская	173	49	27
365-Ягульская	197	43	17
1096-Вязовская	191	21	0
Субмеридиональное направление			
1558-Косоевская	198	0	0
1583-Косоевская	162	12	0
1236-Косоевская	158	33	0
1290-Вязовская	201	84	29
852-Сектырская	110	52	0
327-Сектырская	45	0	0

Проведенный анализ каротажного материала в комплексе с результатами предыдущих исследований [1, 2, 3, 4] позволил уточнить существующую схему строения палеошельфа и выделить две фациальные зоны распространения русловых отложений малевско-упинского горизонта (рис. 2). Питающее русло (зона распространения относительно «чистого» песчаника) вдоль Аксеновцевского палеопротока пересекает Вавожский борт и северную часть Можгинской палеовпадины ККСВ и вблизи восточного борта разветвляется на несколько потоков, достигая Мишкинско-Гремихинскую зону. Ширина питающего русла составляет первые единицы километров, на западе Удмуртии достигая 17-24 км у основания. Внешний конус выноса, сложенный преимущественно глинистыми песчаниками и алевролитами, прослеживается от Вавожского борта Можгинской палеовпадины до западной границы Сарапульской палеовпадины ККСВ. Площадь распространения алевролитовой пачки значительно обширнее основного русла и в поперечном сечении достигает 50-60км.

Относительно вмещающей терригенной толщи турнейского яруса, палеорусло малевско-упинского горизонта является изолированным объектом, имеет глинистую покрывку в области конуса выноса и глинисто-

карбонатную в центральной части питающего русла. На западе Удмуртии покрывка песчаного тела практически отсутствует, пласт перекрывают органические известняки малевско-упинского горизонта, не обладающие достаточно выдержанными изолирующими свойствами.

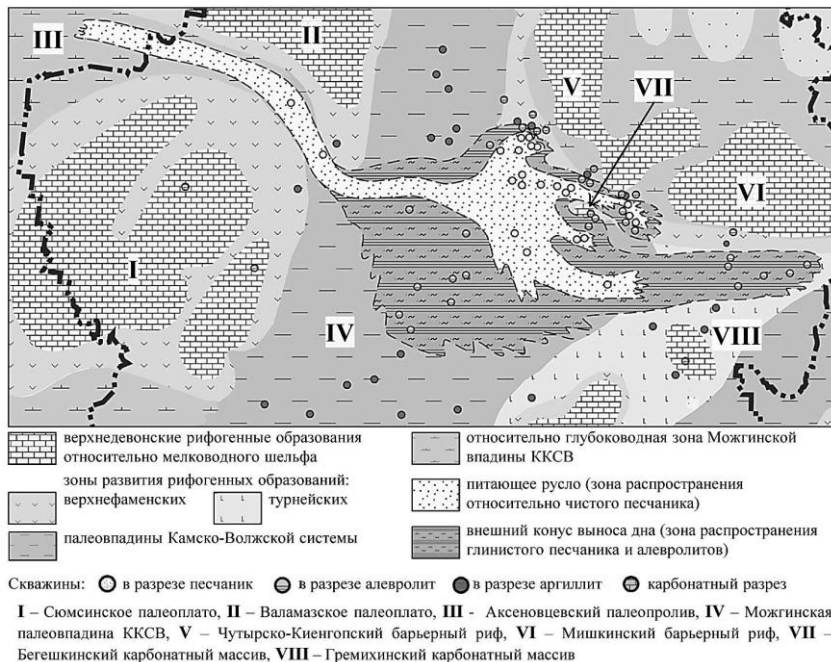


Рис. 2. Схема фациальных зон русловых отложений малевско-упинского горизонта (основа – «Схема строения верхнедевонско-турнейского палеошельфа», В.М. Проворов [5])

Внутреннее строение питающего русла достаточно выдержано, представлено песчаниками с характерным для русловых отложений сокращением размеров зерен и повышением глинизации вверх по разрезу. Крупнозернистый песчаник располагается в нижней части песчано-алевролитовой пачки, его мощность сокращается по мере удаления от источника выноса. Суммарная эффективная толщина коллектора русловых отложений изменяется от первых единиц метров до 159 м в скважине 745-Есенейская. Открытая пористость песчаника относительно стабильна и составляет 0,19-0,23 д.ед, сокращаясь до 0,17-0,19 д.ед в глинистых коллекторах. Значительная толщина песчаного пласта и литологическая неоднородность в зоне конуса выноса создает несколько типов структур, которые могут контролировать залежи нефти:

1. Антиклинальные безкорневые – в границах питающего русла, образованных различиями в постседиментационном уплотнении песчаников, глинистых пород и вмещающих преимущественно аргиллитовых отложений. Наиболее вероятный тип залежи – массивный неполнопластовый.

2. Антиклинальные унаследованные – в осевой части и вблизи границ питающего русла, в области погребения одиночных органогенных построек. Наиболее вероятный тип залежи – пластовый сводовый.

3. Неантиклинальные – в зонах выклинивания песчано-алевролитовой пачки внутри тела, так и в районах примыкания к карбонатным массивам в прибортовых частях. Наиболее вероятный тип залежи – литологически экранированный, стратиграфически экранированный. К перспективным также относятся и козырьки выклинивания линзы песчаника [1].

Как уже отмечено выше, нефтяные залежи в пласте русловых песчаных отложений малевско-упинского горизонта открыты в скважинах Есенеяского и Якшур-Бодьинского месторождений. Сравнение характеристик турнейских нефтей на месторождениях, расположенных вблизи русловых отложений, представлено в таблице 2.

Таблица 2. Сравнение качественной характеристики нефтей турнейского яруса

Месторождение	плотность, г/см ³	вязкость в пластовых условиях, мПа·с	содержание, %			температура пластовая, °С
			серы	парафина	смола и асфальтенов	
Якшур-Бодьинское	0,909	42,1	3,1	5,8	27,5	34
Патраковское	0,913	51,5	3,1	5,5	28,3	-
Ошворцевско-Дмитриевское	0,878	10,1	1,9	3,8	19,4	33
Южно-Киенгопское	0,837	2,32	1,7	3,2	9,9	35
Лудошурское	0,897	28,2	2,5	8,2	11,7	30

Нефти относятся к высокопарафинистым, сернистым, содержат мало легких фракций (до 15%), поэтому отличается значительным удельным весом, приближающимся к удельному весу воды. Интересным фактом являются близкие по свойствам турнейские нефти карбонатного коллектора Патраковского месторождения и терригенного коллектора Якшур-Бодьинского месторождения. Хотя статистических данных явно недостаточно, но факты косвенно указывают на то, что существует вероятность генерации углеводородов непосредственно в богатой органикой глинистой толще с последую-

щей миграцией из глубоководной (южной) части Можгинской впадины в северном направлении.

С этой позиции, наиболее перспективными в плане обнаружения залежей нефти в терригенной пачке малевско-упинского горизонта являются участки палеошельфа с локальными тектоно-седиментационными структурами, расположенные вблизи данных миграционных путей. К такому участку можно отнести северо-восточный борт Можгинской палеовпадины: район Удмуртии по линии Якшур-Бодья – Ижевск. К наиболее перспективным землям в данном районе относятся западный склон Бегешкинского карбонатного массива (область распространения верхнефаменских органогенных построек), северо-западный склон Июльского вала (зона развития турнейских органогенных построек) и область развития верхнефаменских рифогенных сооружений, примыкающую с юго-запада к Киенгопскому карбонатному массиву.

Список литературы

1. Проворов В.М., Чалов Б.Я., Шаронова В.Н., Шварев В.Н. Малевско-упинский горизонт – новый нефтеносный объект на севере Урало-Поволжья. Нефтегазовая геология и геофизика, 1981, вып. 12, с. 18-20.
2. Проворов В.М. Особенности строения и нефтегазоносности верхнедевонско-турнейского палеошельфа северных и западных районов Урало-Поволжья. Геология нефти и газа, 1992, № 7, с. 16-19.
3. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. Москва-Ижевск, 2003.
4. Павлова Т.Ю., Коркин К.М., Пуртова Т.Н., Проворов В.М. и др. Современные представления о геологии и нефтеносности Удмуртии. Ижевск, 2002. Удмуртгеолфонд. Ф. 1152.
5. Проворов В.М. Особенности геологического строения верхнедевонско-турнейского палеошельфа и нефтеносности территории Западного Прикамья. Технологии ТЭК, октябрь 2003, ИД «Нефть и Капитал».

Истомина Наталья Григорьевна,
старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа,
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»,
Институт нефти и газа им. М.С. Гутериева,
426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
E-mail: Istomina.N.G@gmail.com

Natalya G. Istomina
Department of geology oil and gas, senior lecturer
Udmurt State University
Oil and Gas Institute of M.S. Gutseriev
426034, Russia, Izhevsk, Str. University, 1, Bldg. 7
E-mail: Istomina.N.G@gmail.com

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Лунаев А.А.

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Лунаев С.А.

Институт геофизики УрО РАН, г. Екатеринбург

Потенциальные мировые ресурсы тяжелых высоковязких нефтей (ТВВН) и природных битумов (ПБ) превышают запасы так называемых «легких» нефтей.

По способам извлечения тяжелой нефти все существующие методы разработки тяжелых нефтей (ТН) и ПБ можно принципиально разделить на две большие группы: очистные и (условно) фильтрационные или дренажные.

При освоении запасов ТН и ПБ следует ставить вопрос об их комплексном использовании;

Наиболее полное извлечение всех полезных ископаемых (компонентов) обеспечивают только комплексные технологии, охватывающие процессы добычи и переработки сырья.

Необходимы исследования эффективности методов добычи и переработки ТН и ПБ.

Ключевые слова: Нефть, битум, тепловые методы, сверхвязкие нефти, методы разработки.

PROBLEMS OF RESERVES OF HEAVY HYDROCARBONS

A.A. Lipaev,

Almetyevsk state oil Institute

S.A. Lipaev

Institute of Geophysics UB RAS, Yekaterinburg

Potential resources of the world of heavy high-viscosity oils and natural bitumen exceed those of the so-called "light" crudes.

By means of extracting heavy oil all the existing methods and the development of heavy oil and natural bitumen can essentially be divided into two groups: treatment and (conditionally) filtration and drainage.

With the development of stocks of heavy oil and natural bitumen should raise the question of their integrated use;

The most complete extraction of mineral resources (components) only provide integrated technology, covering the extraction and processing of raw materials processes.

Studies are needed efficiency of production methods and processing heavy oil and natural bitumen.

Keywords: oil, bitumen, thermal methods, heavy oil, development methods.

Потенциальные мировые ресурсы тяжелых высоковязких нефтей (ТВВН) и природных битумов (ПБ) превышают запасы так называемых «легких» нефтей. Причем удельный вес ТН и ПБ в структуре углеводородного сырья неуклонно увеличивается [1].

Относясь к категории трудноизвлекаемого сырья, ТВВН и ПБ отличаются от обычных нефтей: повышенной вязкостью и многокомпонентным составом. Вследствие последнего они рассматриваются не только как энергетический источник, но и как комплексное сырьё XXI века.

Из ТН и ПБ получают: серу; сульфоксиды; сульфоны; кокс с высоким содержанием ванадия; ванадий; нефтяные кислоты; высококачественные смазочные и лакокрасочные материалы; битумы дорожные и строительные; низкотемпературные моторные топлива и др.

Понятия ТВВН и ПБ на сегодня не имеют в литературе однозначного толкования. Это затрудняет анализ материалов по нефтяной тематике, полученных в различных источниках.

Понятие «битум» имеет химико-аналитическое, генетическое и техническое значения:

- *химико-аналитическое* понятие обозначает вещества, извлекаемые органическими растворителями из горных пород – «битумоиды» (битумоподобные);

- в *генетическом* понимании – это каустобиолиты нефти (горючие ископаемые в твердом, пластичном или жидком состоянии);

- в *техническом* значении эти вещества могут быть как природными, так и искусственными (получаемые из остатков от перегонки нефти, крекинга и очистки масел).

Природные битумы и содержащие их породы (пески, песчаники, известняки и доломиты) обычно объединяют в понятие битумного сырья. Породы при этом могут рассматриваться как полезное ископаемое в целом (битумосодержащие) или как носители природных битумов (битумоносные).

В работе Б.А.Клубова, И.Е.Шаргородского различают шесть основных классов природных битумов: мальты; асфальты; асфальтиты; кериты; антраксолиты; озокериты.

Тяжелая нефть (heavy oil, heavy crude) часто встречается с битумами. Первая называется обычно высоковязкой и представляет собой переходное звено от лёгких и средних нефтей к природным битумам.

Тяжелые высокосмолистые нефти рассматриваются в качестве единого с вязкими мальтами типа полезного ископаемого. Залежи этих углеводородов

во многих районах мира пространственно совмещены с битумными скоплениями и считаются как генетически единые зоны битумоаккумуляции.

Ряд исследователей в связи с отсутствием четких границ между мазутой и тяжелой нефтью считают их одним классом углеводородов и используют термины «супертяжелые нефти», «экстратяжелые нефти».

Для определения границ между тяжелой нефтью и природным битумом, часто используют такие характеристики как: плотность и вязкость.

Общие мировые запасы ТН и ПБ, оценивают в 9-13 трл.т., что в 2,5 – 3 раза превышает запасы обычных нефтей. Крупнейшими запасами тяжелых углеводородов располагает Канада (Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн).

В Российской Федерации геологические запасы ТН составляют от 7,2 до 8,8 млрд.т., а природных битумов – от 30 до 70 млрд.т. Они могут возрасти за счет открытия новых месторождений в арктических зонах Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Абсолютное большинство ТН (более 77%) находится на глубине до 2000 м. Природные битумы залегают на самых разных глубинах от 15-25 м до 80-90 м и от 90-100 м до 450-500 м и более.

Наибольшие запасы ТН (более 60%) находятся в Волго-Уральском бассейне, далее идут Западно-Сибирский и Северо-Кавказский бассейны.

На территории Самарской области на ТН приходится 18% от извлекаемых запасов углеводородов. Залежи ТН сосредоточены в терригенных и карбонатных коллекторах нижне- и среднекаменноугольных отложений, в карбонатных коллекторах отложений верхнего девона. Высоковязкие, высокосмолистые нефти области представляют промышленную ценность как источник ванадия, никеля и других элементов.

Ресурсы сверхвязких нефтей и ПБ в РФ наиболее достоверно определены для Волго-Уральской провинции и менее изучены в Сибири, где находятся самые крупные по запасам месторождения природных битумов на территории России – Силигир Мархинское (2 млрд.т) и Оленекское (1,3 млрд.т).

Тяжелые высоковязкие нефти и ПБ – ценное многокомпонентое сырье.

Они имеют общие специфические особенности:

- повышенные плотность и вязкость;
- низкое содержание (вплоть до полного отсутствия) дистиллятных фракций,
- малая подвижность в условиях залегания;
- значительное содержание смолисто-асфальтеновых компонентов, серы, парафинов, металлов и т.д.

В них входят свыше 60 химических элементов, в том числе редкие, редкоземельные (группа из 17 элементов, включающая лантан, скандий, иттрий и лантаноиды. Все эти элементы - металлы серебристо-белого цвета, при том

все имеют сходные химические свойства) и ценные металлы в кондиционных концентрациях (ванадий, никель, титан и др). Выход бензиновых фракций из СВН и Пб не выше 10%, а светлых нефтепродуктов – не превышает 25% массы.

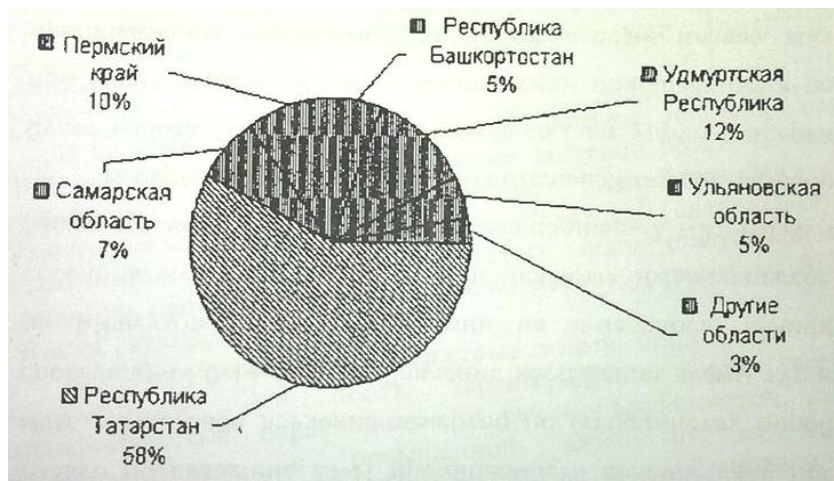


Рис. 1.1 Распределение извлекаемых запасов ТН по регионам Волго-Уральской НГП

В связи с этими особенностями, необходимостью сохранения ценных попутных компонентов разработка и переработка ТВВН и ПБ требует применения специальных технологий. Для их создания необходимо изучение физико-химических характеристик и состава углеводородного сырья, а также вмещающих его пород.

Метод добычи существенно влияет на свойства углеводородов и на сохранение попутных компонентов. В результате применения метода внутрипластового горения происходит безвозвратная потеря металлов в добываемой нефти.

Среднее содержание ванадия и никеля (в % от исходного) в нефти при осуществлении ВВГ в зоне: сильного воздействия 39,5 и 38,6; среднего 64,24-77,2; слабого - 81,5 и 91,7; без воздействия 100 и 100.

При реализации метода ПТВ на пласт потери попутных компонентов не превышают 10-15%.

Тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы – ценное многокомпонентное сырье, которое применяется для производства высококачественных дорожных, строительных и специальных битумов, моторных топлив, смазочных масел, специальных антикоррозионных покрытий для нефтяной промыш-

ленности, пластификаторов полиэфирных смол, гликолей, ароматических кислот, сульфидов, сульфосуксидов.

Большой интерес представляет возможность использования битумных пород (доломитов) для производства офлюсованных окатышей и окускования железорудных концентратов в металлургической промышленности.

Битумосодержащие породы подразделяют на сорта в зависимости о количества (точнее массы) в них битума: с малым содержанием битума – менее 4%, средним – 4-14%, повышенным – 14-25% и высоким – более 25%.

Первые два сорта используются для дорожного строительства, которое является основной областью применения твердых битумовмещающих пород. Так, битумное сырье (песчаники) месторождения Атабаска является основным материалом для асфальтобетонных дорог в Канаде.

Третий и четвертый сорта являются источниками для производства синтетической нефти.

Важнейшим фактором, обеспечивающим успешное решение проблемы повышения рентабельности добычи тяжелых углеводородов, является их комплексное освоение, которое предполагает утилизацию ценных попутных компонентов.

В сравнении с другими металлами повышенные концентрации имеют ванадий и никель. Их концентрации вполне сопоставимы с содержанием металлов в рудах, а получение ванадия из нефти является вполне рентабельным и экономически обоснованным.

Ванадий широко используется для производства стали и сплавов, являясь одним из важнейших легирующих элементов. Реагируя с углеродом и азотом он образует твердые тугоплавкие карбиды, нитриды и карбонитриды, вследствие чего сталь приобретает мелкозернистую структуру. Последнее повышает прочность, упругость и износостойкость при одновременном сохранении ее пластичности и способности к сварке.

Ванадий повышает также ударную вязкость металла при пониженной температуре, снижает склонность к старению и чувствительность к перегреву. Из-за отмеченного его применяют для легирования широкого спектра марок сталей, часто в комбинации с хромом, никелем, молибденом и вольфрамом.

Около 70% ванадия в мире извлекается из шламов, получаемых при переработке ТВВН и ПБ битуминозных песков. Наиболее развитые страны (Канада, Япония) полностью получают ванадий из тяжелых высоковязких нефтей.

В России при кондиционных концентрациях ванадия в нефти его добыча из нефти не налажена и возможностью извлечения такого ценного стратегического материала пренебрегается, хотя получение металлов из нефти могло бы дать существенную прибыль нефтедобытчикам.

Сейчас ванадий и никель теряются при сжигании нефтепродуктов, нанося большой ущерб окружающей среде и в целом российской экономике.

ПБ и ТВВН имеют такие уникальные компоненты, как нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры. Эти компоненты могут быть извлечены при специальной переработке. Удельный вес стоимости отмеченных компонентов в объеме товарной продукции может значительно превышать долю выручки от реализации нефтепродуктов.

Таким образом, природные битумы и тяжелые высоковязкие нефти являются ценным многокомпонентным сырьем. Эффективность его добычи и переработки зависит от изучения товарной продукции и конъюнктуры рынка.

В процессе нефтепереработки ванадий и никель, как и другие тяжелые металлы, переходят в тяжелые высокотемпературные фракции, прежде всего в мазут, в котором их концентрация возрастает в десятки раз.

Следует отметить, что растворимые и пылевые формы ванадия, содержащиеся в отходах и промежуточных продуктах ванадиевого и ряда других производств, представляют серьезную экологическую опасность. Соединения ванадия токсичны: они могут поражать органы дыхания, пищеварения, кровеносную и нервную системы, а также вызывать воспалительные и аллергические заболевания кожи.

Существуют три основных способа извлечения ванадия: пирометаллургический; гидрометаллургический; гидрохимический.

Структура ресурсов ванадия в нашей стране определяется наличием больших запасов ванадийсодержащих титаномагнетитовых руд. Стала актуальной задача разработки технологий и создания производства по выпуску ванадиевой продукции из техногенного сырья, содержащего ванадий.

К ванадиевым ресурсам техногенного происхождения относятся золы и шлаки тепловых электростанций, отработанные катализаторы сернокислотного производства, шламы титанового и глиноземного производства, попутные продукты и вторичные материалы ванадиевого и феррованадиевого производств.

Один из видов такого сырья – материалы, образующиеся в котлоагрегатах ТЭС, сжигающих ванадийсодержащие мазуты и нефтяводяные эмульсии. В результате оксидные соединения ванадия концентрируются в зольных остатках, оседающих на поверхностях нагрева, или в шламах, образующихся в обмывочных растворах.

В Канаде, США и Венесуэле ванадий, а также никель получают не только из нефти и битума, но из ВЗШО, полученных в результате сжигания на ТЭС нефтепродуктов. Наиболее развито применение техногенного ванадийсодержащего сырья в Японии.

В России переработка ВЗШО ТЭС в промышленных масштабах до сих пор не освоена.

Если учесть все золоотходы, полученные при сжигании органического топлива за последние два-три десятилетия, то количество техногенного сырья окажется достаточным для производства около 100 тыс. тонн металлического ванадия. Количество этого сырья с каждым годом возрастает, несмотря на то, что практически все ТЭС в России не оборудованы системами пылеулавливания и до 90% ванадия теряется в виде выбросов в атмосферу.

Учитывая истощение сырьевой базы и совершенствование технологии техногенного сырья, а также то, что затраты на производство V_2O_5 с использованием вторсырья приближаются к стоимости производства по традиционным технологиям, можно утверждать, что структура производства ванадия будет изменяться в сторону использования техногенных материалов.

Промышленное освоение месторождений тяжелых нефтей и природных битумов, как правило, требует специальных технологий добычи, транспортировки и переработки, которые учитывают особенности их геолого-физического строения, состава и свойств, а также использования их конечных продуктов.

Накопленный в мире опыт в решении проблемы освоения запасов тяжелой нефти и природных битумов показывает, что для их разработки применимы не только скважинные, но и открытые (карьерные), а также, шахтные методы.

По способам ее извлечения все существующие методы разработки ТН и ПБ можно принципиально разделить на две большие группы: очистные и (условно) фильтрационные или дренажные.

В первом случае производится выемка на поверхность из недр нефтесодержащих пород и последующее отделение углеводородов в заводских условиях.

Во втором – извлечение нефти из пласта проводится путем его дренирования без выемки пород на поверхность. При этом реализуются как естественные режимы, так и системы разработки с воздействием на пласт.

К основным тепловым методам разработки нефтяных месторождений относятся:

- внутрипластовое горение;
- закачка в пласт теплоносителей;
- электро- или электромагнитный прогрев пласта;
- осуществление в пласте экзотермической реакции.

Большой и ценный опыт по подземной разработке месторождений тяжелых нефтей накоплен на Ярегском месторождении Республики Коми.

В.П.Табаков, А.Т.Горбунов утверждают, что себестоимость добычи нефти термощахтным способом на Яреге почти в два раза ниже себестоимости добычи через скважины паротепловым воздействием с поверхности зем-

ли (удельный расход пара при этом в 2,75 раза меньше, а нефтеизвлечение в 1,5 – 1,6 раза больше).

Авторы отмечают, что первоочередными объектами для применения термошахтной технологии являются залежи высоковязких нефтей и природных битумов с глубиной залегания пластов до 700 м.

В 1973 году на Ярегской нефтешахте был создан опытный участок с выемкой нефтеносного песка и сопутствующих ценных компонентов. Извлечение остаточной нефти составило около 70% от первоначального содержания. При этом себестоимость нефти оказалась достаточно высокой из-за дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат.

Канада имеет самые большие в мире запасы тяжелых нефтей и природных битумов и существенно продвинулась в их освоении.

Общая площадь, занятая в Западно-Канадском нефтегазоносном бассейне (НГБ) битумоносными песками (смесь глины, песка, воды и нефтяных битумов) составляет около 77 тыс.кв.км. На этой площади находятся, по различным оценкам, 65-71 % мировых доказанных и перспективных геологических запасов нефти в битумоносных породах.

Общие запасы битумоносных песков Западно-Канадского НГБ оцениваются в 337-397 млрд.куб.м. На многих участках пески выходят на дневную поверхность, 20 % этих пород, залегающих на глубине до 80 м, можно при нынешних технологиях рентабельно обрабатывать открытым способом.

Для извлечения нефти из более глубоких горизонтов (а залежи битумоносных песков прослеживаются до глубины 800 м) необходимы специальные технологии. Месторождение Атабаска расположено в 400 км от городка Форт-Мак-Марри, занимает площадь более 42 тыс.кв.км. и приурочено к зоне выклинивания тонкозернистых кварцевых песков раннемелового возраста на склонах Канадского щита.

Геологические запасы битумов этого уникального месторождения оцениваются в 100-138 млрд.куб.м, из них около 12 млрд.куб.м. залегают на глубинах до 45 м. Из битумов Атабаски можно получить не менее 36 млрд.т. нефти. Это уникальное месторождение сравнимо по величине с подтвержденными нефтяными богатствами Саудовской Аравии.

Материнскими породами для сверхтяжелых нефтей Атабаски считаются исключительно богатые органикой меловые сланцы, выходы которых известны на юге НГБ. Битумоносные пески залегают на глубине от 150 до 800 м, а плотность флюидов ниже, чем на Атабаске: 979 – 994 кг/м³.

Сверхтяжелая нефть, извлеченная из этих песков, перерабатывается в обычную легкую нефть, которую в Канаде называют «синтетической», а иногда по торговой марке – Syncrude Sweet Blend и SSB. Эта нефть в стране считается высококачественным экологически чистым продуктом.

В Канаде накоплен значительный опыт открытой разработки сверхтяжелой нефти и природных битумов. Карьерным способом добываются более 60 % запасов тяжелой нефти, остальное приходится на подземную добычу.

Добыча битумоносных песчаников производится двумя уступами с помощью роторных экскаваторов. Транспортировка битумоносных песчаников от роторного экскаватора до завода осуществляется системой конвейеров.

Для разработки изолированных мелких залежей битумоносных песчаников применяют также небольшие роторные экскаваторы. При этом порода непосредственно грузится на автосамосвалы и доставляется до магистрального конвейера. Кроме того, на карьере используются колесные бульдозеры для вспомогательных работ и саморазгружающиеся скреперы для очистки кровли и подошвы пласта, тракторы, для перемещения и рыхления больших кусков битумоносных песчаников.

Кроме открытых и шахтных методов разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов в Канаде активно совершенствуются и скважинные методы добычи.

К критериям выбора метода разработки месторождений ТН и ПБ можно отнести [1]:

- тип углеводородов (их вязкость или текучесть);
- проницаемость коллекторов;
- глубину залегания залежи.

Они определяют техническую возможность и экономическую эффективность реализации.

Очистные рудничные методы предпочтительны:

- в условиях малой текучести нефти или ее отсутствия у битумов;
- низкой проницаемости коллекторов.

Они обеспечивают:

- в 2 раза более высокий коэффициент нефтеизвлечения чем дренажные методы;
- сохранение полезных попутных компонентов;
- возможность использования самих нефтесодержащих пород;
- повышенную рентабельность разработки с учетом комплексной переработки сырья.

В таблице 1 приведены методы разработки и их геолого-физические и технологические показатели.

Карьерные методы разработки:

- имеют приоритет для приповерхностных и неглубоко залегающих залежей (до 60 м);
- позволяют в значительно большей степени, чем скважинные способы, использовать запасы углеводородного и вмещающего сырья;
- более экономически эффективны, чем шахтные методы.

Таблица 1.

Методы разработки	Очистные			Фильтрационные				
	Карьерный	Шахтный	Скважинная гидродобыча (СГД)	Термошахтный	Скважинные			
					Воздействие паром (ПТВ)	Воздействие горячей водой ВГВ	Внутрипластовое горение (ВГ)	Хол. скв. мет.
Глубина, м	0-60	60-500	100	60-500	60-1000 (1500)	60-1000 (1500)	150-2000 (3000)	-
Тип углеводородов	Мальты, асфальты, озокериты			Тяжелые высоковязкие нефти, мальты				
Вязкость, мПа с	>10000	>10000	-	10000-100000	50-50000	50-50000	150-100000	<80
Плотность, кг/м ³	>950	>950	-	>950	934-1000	934-1000	825-1000	-
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	Коэф-т вскрыши 3-3,5	5	-	>5	>6 (4,5)	-	>6(3)	-
Тип коллектора	-	-	Рыхлые битумоносные песчаники	Терригенные, карбонатные	Терригенные, карбонатные	Терригенные карбонатные	Терригенные	Терригенные
Проницаемость, мкм ²	-	-	-	75	>50	>50	>50	-
Пористость, %	-	-	-	>0,20	0,18(0,15)	0,18(0,15)	>0,20(0,15)	-
Коэффициент извлечения нефти	0,7-0,8	0,5-0,6	>0,2	0,3-0,4	0,1-0,3	-	0,2-0,5	-
Потери полезных компонентов нефти, %	-	-	-	-	10-15	-	36-75	"

Шахтный метод:

- меньше зависит от климатических условий;
- не требует таких больших затрат для охраны окружающей среды;
- имеет существенно более высокий коэффициент нефтеизвлечения по сравнению со скважинными системами.

Условия применения шахтной разработки:

- 1) устойчивость пород, в которых располагаются горные выработки;

- 2) низкий газовый фактор для взрывобезопасности в шахте ($<10 \text{ м}^3/\text{т}$);
- 2) температура пласта для соблюдения условий гигиены труда ($< 26 \text{ }^\circ\text{C}$);
- 3) толщина не менее 5-10 метров;
- 4) содержание в нефти попутных редких металлов.

Фильтрационные методы добычи применимы при относительно высокой проницаемости и пористости коллекторов в широком диапазоне вязкости нефти.

Для уменьшения вязкости нефти используются методы:

- тепловые (ПТВ, ВГВ, ВГ);
- «холодные» (с помощью растворителей);
- комбинированные.

При тепловых способах нефтеизвлечения:

- чем тяжелее нефть, тем значительно уменьшается ее вязкость при нагревании до определенной температуры;
- верхний предел плотности обуславливается возможностью пластовой нефти фильтроваться на непрогретых участках пласта (при ВГ);
- нижний предел плотности определяется при ВГ наличием твердого остатка в нефти, а при ПТВ незначительностью уменьшения вязкости при данном изменении температуры.

При глубинах залегания от 60 до 1000 м предпочтительнее паротепловой метод, так как он является более щадящим к извлекаемой нефти, чем внутрипластовое горение.

В тех случаях, когда нагнетание пара неприемлемо (если в пласте присутствует глина, разбухающая в пресной воде, или при разработке глубокозалегающих пластов, когда теплоноситель должен подаваться под большим давлением), рекомендуется процесс термозаводнения сточной водой.

При больших глубинах (до 2000-3000 м) технически возможным (пожалуй, даже единственным) является метод внутрипластового горения и его разновидности: ВВГ и СВВГ.

Основные достоинства метода ВГ:

- поддержание в течение длительного времени и продвижение в пласте высокотемпературной зоны;
- возможность организации горения на больших глубинах и разработки пластов малой толщины.

Недостатки метода ВГ:

- трудная управляемость и регулируемость процесса;
- деструкция битума, и ухудшение его товарных качеств;
- проблема охраны окружающей среды от вредных продуктов сгорания нефти.

Анализ показывает широкую гамму методов разработки ТН и ПБ.

Выбор того или иного метода должен быть обусловлен требованиями:

- технико-технологического;
- экономического;
- экологического характера.

Для предварительной подготовки к транспортировке с целью снижения вязкости нефти применяется:

- разбавление нефти маловязкими флюидами;
- получение синтетической нефти;
- использование водонефтяных эмульсий.

ВНИГРИ предлагает строительство на промыслах установок термоконтатного крекинга (УТКК) по переработке добываемого сырья.

В процессе доработки отдельных фракций получают нефтепродукты:

- бензин,
- дизельное и моторное топливо,
- нефтекокс, который практически полностью концентрирует металлы.

Способ обеспечивает переработку высоковязкой нефти более 80%, а в процессах с газификацией кокса - более 90%.

Совмещение добычи и переработки ТН снимает дорогостоящую проблему транспортировки сырья от промысла до нефтеперерабатывающего завода. Часть углеводородных фракций и газ, получаемых на установке, могут быть использованы для теплового воздействия на пласт, без которого их добыча, как правило, невозможна. Достигается коэффициент нефтеотдачи не менее 40%. Способ обеспечивает практически полное извлечение попутных компонентов, деасфальтизацию и деметаллизацию получаемых нефтяных фракций. Нефтекокс, содержащий ванадий и никель, является также товарным продуктом, т.к. используется в металлургии.

Повышение рентабельности освоения и использования ресурсов ТН достигается за счет суммарного экономического эффекта от:

- повышения степени извлечения ТН из недр;
- увеличения глубины переработки ТН;
- извлечения металлов и других ценных попутных компонентов;
- снижения затрат на подготовку и транспортировку ТН; предотвращения части затрат на охрану окружающей среды в результате сокращения вредных выбросов;
- рациональной структуры предприятия.

Сооружение УТКК рентабельно при минимальных годовых объемах перерабатываемого сырья 100-200 тысяч тонн. Для средних месторождений такие мощности оптимальны как с позиций обеспеченности сырьем, так и с точки зрения объемов инвестиций.

Сроки окупаемости установок мощностью 100-200 тысяч тонн в год находятся в пределах 6-7 лет, мощностью 400-500 тысяч тонн - в пределах 4-5 лет, а крупнотоннажные установки мощностью 1000 тысяч тонн в год могут окупиться в течение 2-3 лет.

Эффективность комплексного освоения мелких месторождений углеводородов зависят от следующих факторов:

- запасы, добыча и продукция переработки, производимая на их основе, должны быть востребованы местной инфраструктурой; эти запасы должны быть достаточны для удовлетворения потребностей местной инфраструктуры в углеводородном сырье и продуктах его переработки;

- добыча и переработка углеводородного сырья должны быть обеспечены технологиями и техническими средствами, позволяющими получить требуемые (по ассортименту и качеству) местным потребителям сырье, энергию или товарную продукцию;

- в регионе должна быть система транспортировки углеводородного сырья и продукции его переработки.

Для экономической оценки месторождений и проектов их освоения необходимы всесторонние маркетинговые исследования востребованности на рынке получаемого из ТН и ПБ сырья и продуктов его переработки по количеству, качеству и цене.

Пути повышения экономической эффективности освоения месторождений ТН и ПБ:

- повышение степени извлечения тяжелых углеводородов из недр;
- увеличение глубины переработки ТН и ПБ;
- извлечение металлов и других попутных компонентов;
- снижение затрат на подготовку и транспортировку тяжелых нефтей и природных битумов;
- предотвращение части затрат на охрану окружающей среды в результате сокращения вредных выбросов;
- рационализации структуры и оптимизации добывающего и перерабатывающего комплекса.

В заключении хотелось бы отметить, что:

1. При освоении запасов ТН и ПБ следует ставить вопрос об их комплексном использовании;
2. Наиболее полное извлечение всех полезных ископаемых (компонентов) обеспечивают только комплексные технологии, охватывающие процессы добычи и переработки сырья.
3. Необходимы исследования эффективности методов добычи и переработки ТН и ПБ.

4. Актуальна подготовка специалистов по направлению «Освоение запасов сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ)».

Список литературы

1. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов.– М.– Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013.– 484 с.

Липаев Александр Анатольевич, д.т.н., профессор кафедры РиЭНГМ Альметьевского государственного нефтяного института. Татарстан, г.Альметьевск, ул. Ленина 2. Эл. почта lipaevagni@yandex.ru

Липаев Сергей Александрович, к.г.-м.н., старший инженер лаборатории геодинамики Института геофизики УрО РАН, г.Екатеринбург, ул. Амундсена 100. Эл. почта lipaev@rambler.ru

Lipaev Alexander A., Doctor of Technical Sciences., professor of RiENGM Almeteyevsk State Oil Institute. Tatarstan, Almeteyevsk, ul. 2. Lenin El. mail lipaevagni@yandex.ru

Lipaev Sergey, candidate of geological-mineralogical sciences., senior engineer of the lab of geodynamics of the Institute of Geophysics, UB RAS, Ekaterinburg, st. 100. E Amundsen. mail lipaev@rambler.ru

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ АДАПТИВНЫХ СИСТЕМ НЕЧЕТКОГО ВЫВОДА И НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Лялин В.Е.

ФГБОУ ВО «Ижевский государственный технический университет имени М.Т.
Калашникова»

Развит новый, активно формирующийся класс интеллектуальных систем автоматического управления интерпретацией геофизических исследований скважин, построенных на технологии обработки знаний с позиции эффективного применения при решении задач управления в условиях неопределённости. В качестве приоритетного теоретического базиса для проектирования и исследования таких систем обосновано применение технологии нечёткой логики, и предложена методика синтеза нечётких алгоритмов управления.

Предложены алгоритмы предварительной обработки каротажных диаграмм, разработаны модели нечеткой логики для выделения нефтенасыщенных коллекторов, определены способы оценки качества результатов литологического расчленения разреза по данным геофизических исследований скважин на основе алгоритмов нечеткого вывода.

Представлены системы, в которых целесообразно использование технологий экспертных систем и нейроинформационных структур. Разработаны алгоритмы применения нейросетевых методов для определения литологического состава разреза скважины по данным каротажа путем обучения на основе анализа соответствия каротажных диаграмм имеющемуся экспертному заключению. Разработаны специализированные алгоритмы обработки результатов работы сети для увеличения информативности сигнала, выдаваемого нейронной сетью, и повышения надежности распознавания.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, ГИС, интерпретация ГИС, нечеткая логика, нейронные сети, нефтеносный пласт, каротажные диаграммы.

INTERPRETATION OF THE RESULTS OF WELL LOGGING BASED ON THE APPLICATION OF ADAPTIVE FUZZY INFERENCE SYSTEMS AND NEURAL NETWORKS

V.E. Lyalin

Izhevsk state technical University named after M. T. Kalashnikov

The development of new, emerging class of active intelligent automatic control

systems, interpretation of geophysical researches of wells, built on knowledge processing technology from the perspective of effective use in solving management problems under uncertainty. As a priority the theoretical basis for the design and study of such systems is justified use of fuzzy logic technology, and proposed a method of synthesis of fuzzy control algorithms.

Algorithms pretreatment logs, developed a model of fuzzy logic to highlight the oil-saturated reservoirs, defined methods for evaluating the quality of the results of lithological section according to well logging based on fuzzy inference algorithms.

A system in which it is advisable to use technologies of expert systems and neuro-information structures. Algorithms use of neural network techniques to determine the composition of the well section lithological log data through learning based on correspondence analysis logs available expert opinion. Developed specialized algorithms for processing the results of the network to increase the information content of a signal output by the neural network, and increase the reliability of detection.

Keywords: well logging, interpretation, fuzzy logic, neural networks, oil-bearing formation, logs.

Проведено исследование возможности интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС) на основе применения адаптивных систем нечеткого вывода (НЛ). Процесс построения системы нечеткого вывода состоит из двух этапов: структурной и параметрической адаптации. На этапе параметрической адаптации минимизируется сумма квадратов разностей между фактическим и спрогнозированным значениями переменной вывода нечеткой системы. Дополнительно накладываются ограничения на границы термов.

Для обучения нечеткой системы применен разработанный гибридный алгоритм. В работе рассмотрен алгоритм точечной оценки. Функции принадлежности имели трапецидальную форму, которую можно описать с помощью координат угловых точек трапеций для каждого термина. Дефазификация осуществлялась с помощью центроидной точечной оценки [1].

Итогом работы алгоритма точечной оценки является результат, зависящий от правил и параметров функций принадлежности. Для обучения определена целевая функция, минимизация которой дает оптимальные значения параметров нечеткой системы. Оптимальные функции принадлежности, полученные в результате обучения на правилах и соответствующие рассматриваемым геофизическим методам, используются далее для прогнозирования и идентификации литологических типов пластов на новых скважинах.

Объектом исследования являлись скважины Вятской площади Арланского месторождения. Каротажные диаграммы (КД) представлены в числовом виде, а их интерпретация была осуществлена специалистами ОАО «Башнефтегеофизика» без использования автоматизированных систем интерпретации.

Исследовано 25 скважин с номерами из интервала 13015–13622, на которых снимался набор из пяти методов каротажа (гамма-каротаж (*GR*), нейтронный гамма-каротаж (*NGR*), *BK*, акустический каротаж (*DT*) и каверномеретрия (*DS*)). Рассмотрению подлежали интервалы глубин.

На каждую скважину пришлось порядка 900 отсчетов. Обучающую выборку составили 5 скважин с номерами 13090, 13115, 13438, 13499, 13582; остальные 20 использовались на этапе экзамена. Для создания нечеткой системы принимались во внимание такие литологические типы как нефтеносный коллектор, водоносный коллектор и неколлектор.

Использование метода среднего максимума в качестве метода дефазификации позволило сопоставить четким значениям переменной вывода следующую смысловую нагрузку: 0 – «нет насыщения», 1 – «вода», 2 – «вода+нефть», 3 – «нефть».

Так как идентификация литологической структуры разреза ориентирована на нахождение нефтеносных слоев, сначала осуществлялось выявление доли нефтеносных участков, определенных как нефтеносные, а только после этого вычислялась ошибка распознавания литологического состава по всему разрезу скважины [2].

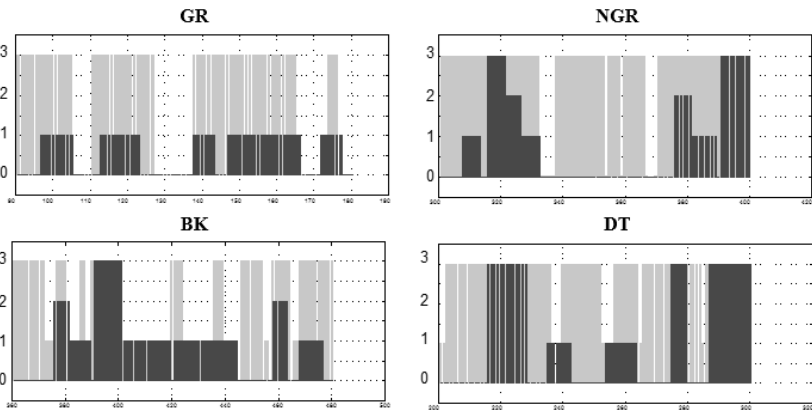


Рис.1. Результаты интерпретации (темный цвет – экспертная оценка, светлый – результат интерпретации)

Модель НЛ считалась адекватной при 100% совпадении нефтеносных участков. При этом часть слоев, не являющихся нефтеносными, могли быть определены как нефтеносные, но не наоборот. Результаты распознавания структуры разреза при помощи системы НЛ по различным методам каротажа приведены на рис. 1. Экспериментально установлено, что наилучшие оценки при полном комплексе ГИС (10 методов), в отличие от случая отсутствия весовых коэффициентов, дает разбиение пластов на 5 классов [3].

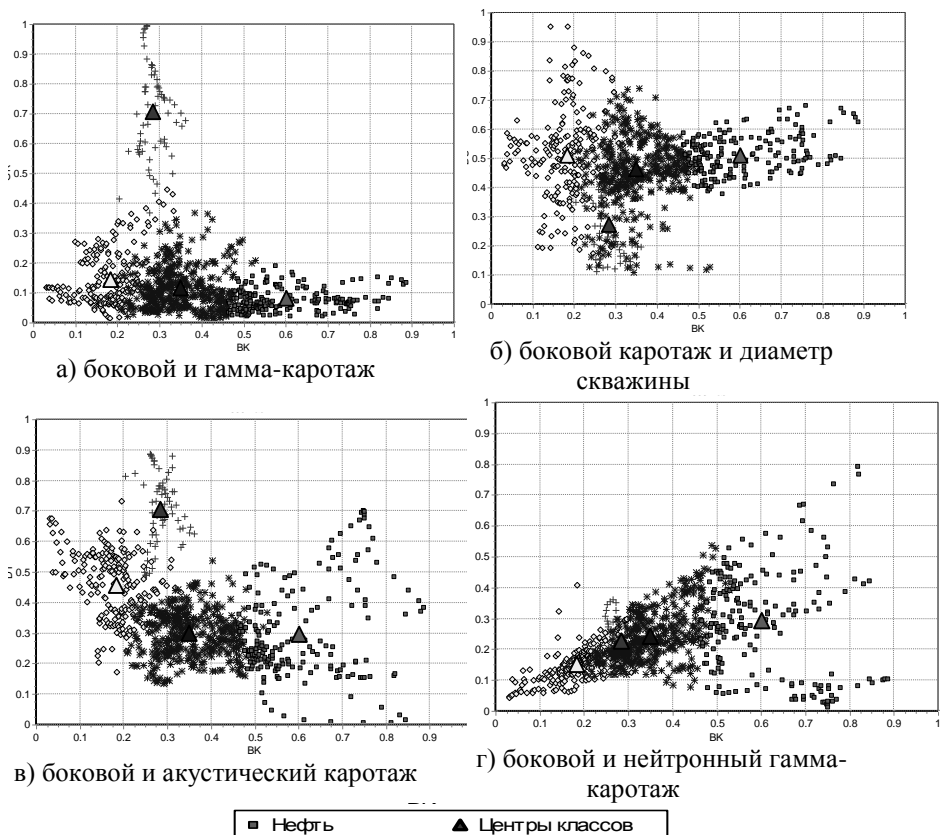


Рис. 2. Кросс-плоты при разбиении на 4 класса по 5 методам

При наличии только стандартного комплекса измерений (5 методов) наибольший эффект проявляется при разбиении на 4 класса. Кроме этого можно сделать вывод о том, что введение дополнительных методов не дает заметного прироста эффективности, и их можно считать избыточными. Для визуальной оценки качества классификации использовались кросс-плоты и гистограммы распределения значений методов по классам. Кросс-плоты распределения значений методов ГИС для одной из скважин приведены на рис. 2. По результатам эксперимента можно сделать выводы о состоятельности подхода к задаче распознавания литологического состава разреза скважины при помощи обучения моделей НЛ. Наблюдается тенденция повышения качества распознавания при увеличении количества методов каротажа, участвующих в работе модели НЛ. Оценки литологического состава разреза скважины, полу-

ченные при помощи моделей НЛ, могут служить оценкой сверху наличия нефтеносных участков в разрезе.

Проведено исследование применимости трех типов нейронных сетей (НС) для решения задач интерпретации ГИС: многослойная однонаправленная сеть; радиальная сеть (RBF), нечеткая сеть (TSK) [4].

Объединение принципов нечеткого логического вывода и нейросетевой структуры привело к созданию нечетких НС. В исследовании применялся один из вариантов НС – нечеткая НС Такаги-Сугено-Канга (TSK). Для обучения использовалась система данных, представляющая собой набор наблюдаемых точек. Система данных делится на две выборки: обучающую и проверочную. Незвестные коэффициенты нужно подобрать таким образом, чтобы они обеспечили минимальное отклонение рассчитываемых в сети значений от имеющихся, т.е. давали бы минимум целевой функции оптимизации. Рассмотренные НС применялись для прогнозирования коэффициента пористости выделенного пласта-коллектора. На входы сети подавались КД выделенных пластов-коллекторов, выходной сигнал соответствовал значению пористости для всего пласта. В эксперименте участвовало 8 разведочных скважин Вятской площади, к которым прилагались расшифровки геофизиков-интерпретаторов с указанием глубин скважин, соответствующих коллекторам, коэффициента общей пористости K_p ($\text{м}^3/\text{м}^3$, %) и типа насыщения. Для нефтенасыщенных коллекторов дополнительно указывался коэффициент нефтенасыщения K_H . На вход сети подавались показания 7 методов: BK, SP (собственные потенциалы), PZ (потенциал-зонд), GR, NGR, DT, IK (индукционный каротаж).

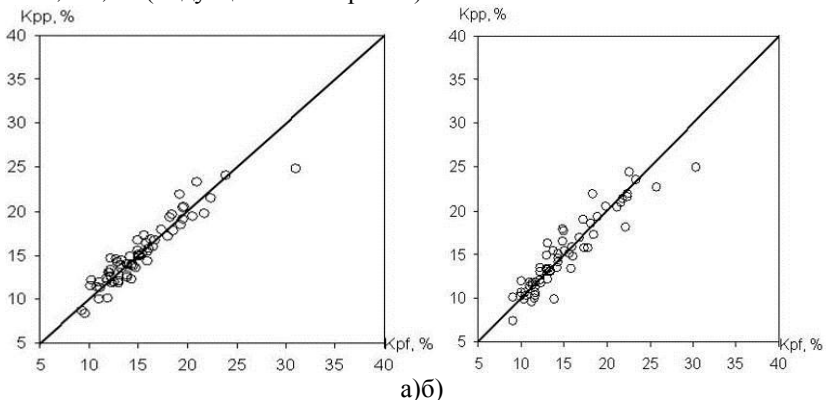


Рис. 3. График выходов НС TSK, определяющей пористость:
а) обучающее множество; б) тестовое множество

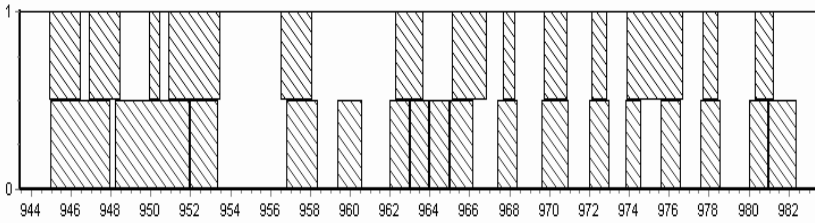
Общее количество обучающих примеров составило 200, половина из кото-

рых использовалась для обучения, остальные – для тестирования НС. Для синтеза архитектуры и обучения многослойной НС применялся генетический алгоритм *BGA*. Модель многослойного персептрона удовлетворительно справляется с прогнозированием пористости по данным комплекса геофизических методов. Определено, что задача определения коэффициента пористости лучше решалась сетью *TSK*. Среднеквадратичная ошибка прогнозирования на тестовом множестве данных для многослойного персептрона $\sigma = 1,9\%$, для сети *TSK* – $\sigma = 1,6\%$. На рис. 3 изображены графики зависимостей коэффициента K_{pp} , выданного НС, от эталонного коэффициента пористости K_{pf} .

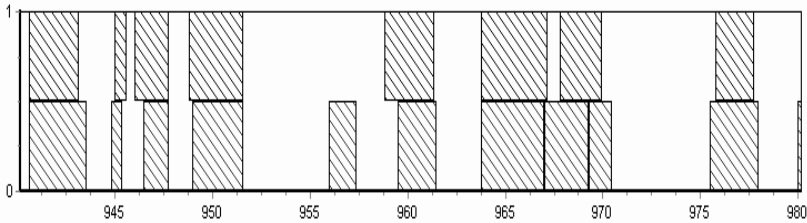
Нейросетевые методы также применялись для разделения разреза на пласты-коллекторы. Методика выделения коллекторов по КД основывается на следующих характерных признаках коллекторов: проницаемость; пониженное содержание поверхностно-активной пластичной составляющей твердой фазы; повышенная пористость. На входы сети подавались показания геофизических методов в каждой точке скважины. На выходе фиксировались одно из двух значений – 1 (пласт есть) и 0 (пласт отсутствует). Более высокого качества разбиения, с учетом того, что границы пластов-коллекторов являются размытыми, удалось добиться с помощью кодирования выходных сигналов НС. Для этого в пласт вписывается функция, заданная параболой.

Таким образом, в середине пласта-коллектора выходное значение сети максимально и равно 1. При исследовании эффективности метода для обучения НС были взяты геофизические данные для скважин Вятской площади с известными расшифровками границ пластов. Обучающая выборка содержала около 2000 точек. После обучения процент распознанных точек достиг 80. Проверка проводилась также на других скважинах. Ниже показано разделение разреза на пласты по указанной методике для двух скважин №13022 (рис. 4, *a*) и №13416 (рис. 4, *б*). Спрогнозированные пласты показаны верхними прямоугольниками. Нижние прямоугольники соответствуют данным расшифровки КД для соответствующих скважин.

Используя полученную от геофизика информацию о выделенных коллекторах из нескольких скважин, выявлены закономерности между показаниями каротажей и наличием или отсутствием коллектора. Задачи выделения коллекторов решались с применением всех рассмотренных типов НС. На рис. 5 показан результат аппроксимации радиальной сетью *RBF* части сигнала, представленного в обучающей скважине на глубине от 900 до 930 м. Метод нейросетевого выделения пластов геофизических скважин показал высокую скорость обработки новых скважин и независимость от условий измерений [5, 6].

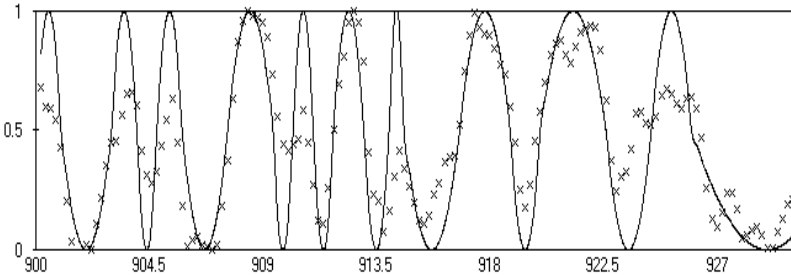


а)



б)

**Рис. 4. Разделение пластов нейросетевым методом:
а) скважина №13022; б) скважина №13416**



**Рис. 5. Результат работы сети *RBF* на скважине
при выделении коллекторов (сплошная линия – обучающий сигнал,
маркеры – аппроксимация *RBF*)**

Проведены экспериментальные исследования на оцифрованном материале скважин Вятской площади. Перед обработкой КД нормировались. В эксперименте участвовало 400 интерпретированных скважин, которые разделялись на обучающее (30%) и тестовое (70%) множества. Целью исследования являлась проверка применимости многослойной НС для литологического расчленения разреза скважины и оценка качества интерпретации. Эксперимент был разделен на пять частей: обучение НС без окна данных по группе методов; обучение НС с окном данных по группе методов; обучение НС без

окна данных по каждому методу отдельно; обучение НС с окном данных по каждому методу отдельно; переход к точным оценкам и повышение надежности распознавания [7].

В каждой части эксперимента кроме перехода к точным оценкам, производилось выделение пластов-коллекторов и нефте-, водо-, нефтеводонасыщенных пластов без предварительного выделения коллекторов.

В качестве входных данных были выбраны следующие каротажные методы: ВК, диаметр скважины (DS), DT , GR , NGR . Это объясняется тем, что данные методы представлены на всех скважинах в имеющемся наборе каротажных методов. Размерность входного слоя НС составила 5 нейронов. В ходе эксперимента было построено и обучено по несколько НС на каждый вариант формализации задачи, а затем из полученного множества была выбрана одна, наиболее точно строящая заданное отображение.

Использование окна данных позволяет НС анализировать не только текущее значения каротажных методов, но и характер поведения кривой в окрестности оцениваемой глубины. В ходе эксперимента применялись окна размером в 3 и 5 отсчетов глубины. Размерность входных слоев НС составила 15 и 25 нейронов соответственно. Результаты эксперимента по одной скважине при выделении пластов-коллекторов без использования окна данных представлен на рис. 6. Для определения типа насыщения результат обучения сети без окна данных представлен на рис. 7.

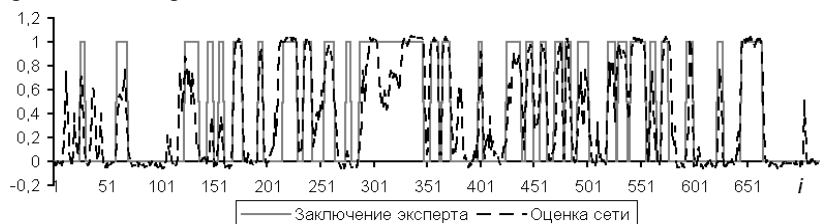


Рис. 6. Результаты обучения сети при выделении пластов-коллекторов

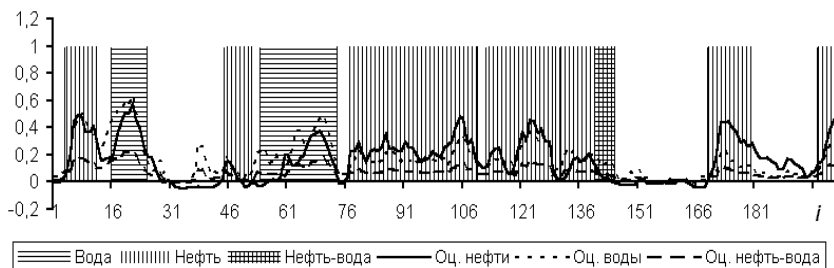


Рис. 7. Результаты обучения сети при определении типа насыщения

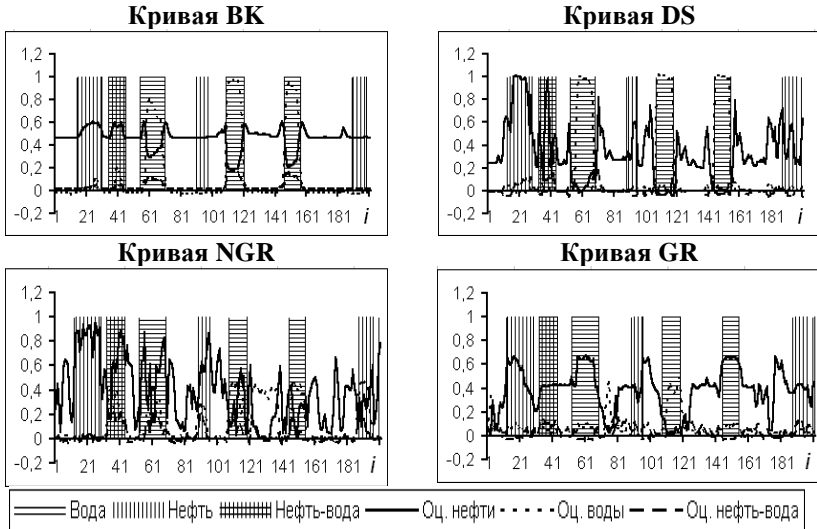


Рис. 8. Определение типа насыщения по отдельным методам

Установлено, что качество интерпретации при использовании окна данных возрастает. Но при этом возрастает размерность интерпретирующей НС и, как следствие, время ее обучения. При проведении эксперимента с разделением каротажных методов в качестве входных данных были выбраны *BK, DS, DT, GR, NGR, IK, PZ, SP*. Результаты эксперимента по одной скважине (определение характера насыщения) с окном данных в пять отсчетов приведены на рис. 8.

Для проверки точности данного подхода были интерпретированы скважины по полному набору методов и по части методов, а именно: *BK, GR, NGR, DS*.

Результаты выделения пластов-коллекторов при полном наборе методов каротажа представлены на рис. 9. Для приведения оценок НС к точным значениям применялось два метода: введение порога округления и использование нечеткой системы.

При решении данной задачи предполагалось, что коэффициенты в петрофизических уравнениях известны. Для их определения необходимо иметь обучающую выборку.

Решены задачи повышения информативности моделей интерпретации данных ГИС. Обозначим свойства разреза вектором $\mathbf{X} \in R^m$. В качестве таких свойств обычно выступают коэффициент пористости k_p , коэффициент глинистости k_g , коэффициент водонасыщенности k_w , коэффициент нефтенасыщенности k_n и т.д. Для проведения ГИС применялись несколько мето-

дов: электрометрические, акустические, радиометрические, термометрические и др. Для каждого метода фиксировался сигнал $\mathbf{Y} \in R^n$, определяющий физические характеристики (электрическое сопротивление, скорость распространения звуковой волны, уровень радиоактивного излучения), связанные со свойствами разреза.

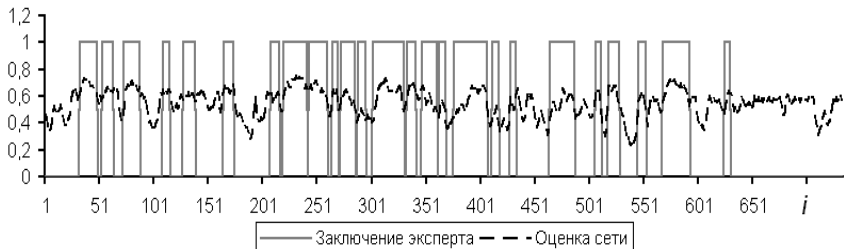


Рис. 9. Результат выделения коллекторов без окна по 8 методам

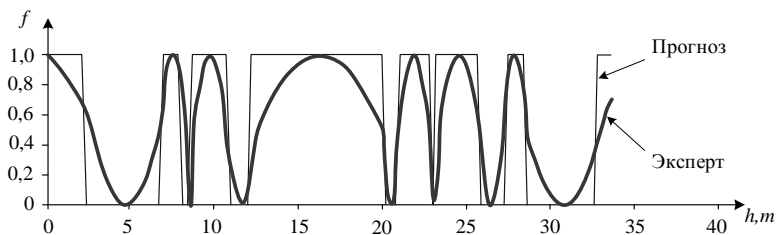


Рис. 10. Результаты интерпретации фрагмента сигнала по разделению пластов с применением составной сети $\mathbf{x} \rightarrow PCA \rightarrow \mathbf{y} \rightarrow TSK \rightarrow f$

Повышение качества интерпретации ГИС достигается также снижением размерности системы данных. Методы снижения размерности предназначены для представления системы, характеризующейся переменными $\mathbf{x} \in R^n$, в координатном пространстве меньшей размерности $\mathbf{y} \in R^m$, причем $m < n$. Для этого можно использовать либо нелинейные методы (многомерное шкалирование), либо линейные (метод главных компонент). В методе главных компонент PCA каждая координатная ось является линейной комбинацией исходных переменных системы $\mathbf{x} \in R^n$. Преобразование по методу главных компонент определяет корреляцию между переменными, образующими входное множество. Если переменные коррелируют между собой, то для определения всех данных достаточно взять меньшее число переменных.

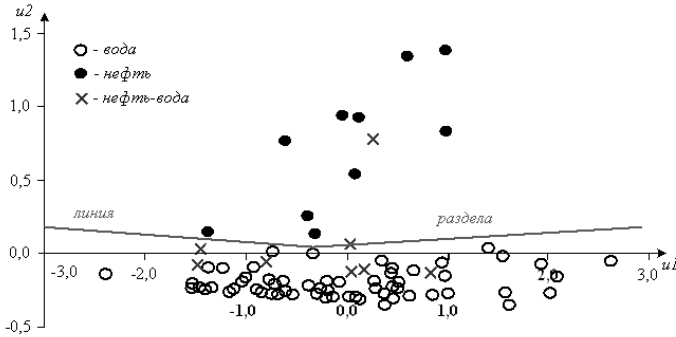


Рис. 11. Результаты двухмерного шкалирования

На представленной выборке определялась матрица преобразования сигналов в значения главных компонент для пяти методов. Значения y подавались на вход нечеткой сети TSK вместо сигналов x . Фактически, это означает, что конструируется сеть вида:

$$\mathbf{x} \rightarrow PCA \rightarrow \mathbf{y} \rightarrow TSK \rightarrow f.$$

Результаты экспертной интерпретации и расчета показаны на рис. 10.

Проведено исследование применения методов классификации пластов нефтяных скважин, основанных на алгоритмах обучения без учителя, для задач интерпретации ГИС с целью получения дополнительной информации о структуре разреза. Рассмотрены следующие алгоритмы: самоорганизующиеся карты Кохонена; метод многомерного шкалирования; метод главных компонент PCA. Указанные алгоритмы дали примерно одинаковые результаты.

Например, для случая двухмерного шкалирования имеем отображение многомерного пространства признаков на плоскость в системе измерений u_1 , u_2 , показанное на рис. 11 с известными результатами расшифровок для них. Из рис. 11 следует, что все пласты расположились двумя компактными группами. Одна группа занимает область $u_2 > 0$ и соответствует продуктивным пластам. Другую группу $u_2 < 0$ образуют водоносные пласты. Смешанные пласты занимают промежуточное положение.

После добавления к рассмотренным объектам группы пластов еще для трех скважин с неизвестными заранее литологическими свойствами все продуктивные пласты оказались выше линии раздела, а все водоносные – ниже (рис. 12). Таким образом, разделение на продуктивные и непродуктивные пласты данным методом является стопроцентным.

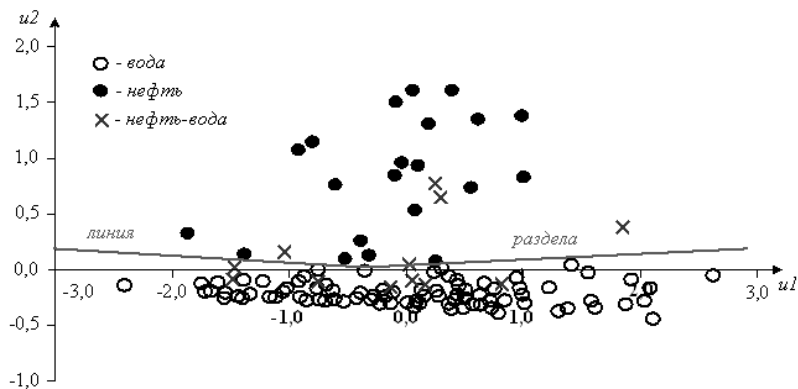


Рис. 12. Двухмерное шкалирование для группы пластов с неизвестными литологическими характеристиками

Выводы

Разработан способ определения информативности методов каротажа при распознавании литологической структуры моделью НЛ. Проведенные оценки выявили показатели информативности методов каротажа при интерпретации результатов ГИС на основе алгоритмов НЛ. Наибольшую информативность при использовании пяти методов имеет метод GR – 26, следующий BK – 22.3, затем DS – 19.6, DT – 14.9 и NGR – 9.6.

Проведен комплексный эксперимент по обучению НС, заключающийся в выделении пластов-коллекторов и нефтенасыщенных, водонасыщенных, нефтеводонасыщенных пластов. Получены экспериментальные зависимости между правилами формализации задачи и конечными результатами распознавания литологической структуры разреза скважины с помощью аппарата искусственных НС. Это позволило сделать вывод о применимости многослойной НС для качественной экспресс-интерпретации данных ГИС. Среди рассмотренных нейросетевых алгоритмов (многослойный перцептрон, радиальная сеть, нечеткая сеть) наилучшую эффективность (погрешность аппроксимации) обеспечивает нечеткая сеть TSK с обучением на основе псевдоинверсии и гибридного алгоритма.

Применение алгоритмов обработки выхода НС позволило получить до 85% совпадений оценок сети с эталонными данными при использовании порога округления и до 93% при использовании аппарата нечеткой логики. Иными словами, точность выделения литологических пластов в разрезе скважины с помощью НС может быть выше указанной. Среднеквадратичная ошибка прогнозиро-

вания на тестовом множестве данных составила для многослойного персептрона $\sigma = 1,9\%$, для сети TSK $\sigma = 1,6\%$.

Список литературы

1. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. – М.: Наука, 1994. – 462 с.
2. Сенилов М.А., Лялин В.Е. Построение модели разреза геологоразведочной скважины // Вестник МАРТИТ– М., 2004. – № 12. – С. 49-55.
3. Лялин В.Е., Сенилов М.А. Математическое моделирование процесса интерпретации данных ГИС // Вестник МАРТИТ. 2004. № 11. С. 108.
4. Круглов В.В., Борисов В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика. – 2-е изд., стереотип. – М.: Горячая линия – Телеком, 2002. – 382 с.: ил.
5. Лялин В.Е. Интеллектуальные информационно-измерительные технологии и управляющие системы для интерпретации геофизических исследований скважин. Екатеринбург: РИО УрО РАН, 2013. 396 с.
6. Лялин В.Е., Сенилов М.А. Нейросетевая модель поточечной интерпретации геофизических данных // Вестник Нижегородского гос. унив-та им. Н.И. Лобачевского, 2005. – С. 215-221.
7. Лялин В.Е., Гурьянов А.В., Нистюк А.И. Комплекс программ для оперативной предварительной обработки каротажных сигналов // Вестник ИжГТУ им. М.Т. Калашникова. 2002. № 3. С. 15.

Лялин Вадим Евгеньевич

доктор технических наук, доктор геолого-минералогических наук, профессор,
декан факультета информатики и вычислительной техники
ФГБОУ ВО «Ижевский государственный технический университет имени М.Т.
Калашникова»
426069, г. Ижевск, ул. Студенческая, 7
Email: velyalin@mail.ru

Vadim E. Lyalin

Doctor of Technical Sciences, doctor of geological-mineralogical sciences, professor,
Dean of the Faculty of Computer Science
FGBOU IN "Kalashniko Izhevsk State Technical University"
426069, Izhevsk, Studentcheskaya st., 7
Email: velyalin@mail.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Матюшин А.В., Борхович С.Ю., Кудинов В.И., Колесова С.Б.
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

Технология паротеплового воздействия на пласт актуальный вопрос на данный момент для извлечения нефтей повышенной и высокой вязкости. В данной статье рассмотрен анализ мирового опыта применения технологий теплового воздействия на пласт, приведены некоторые характеристики Русского месторождения, рассмотрены результаты выполненных опытно-промышленных работ и экспериментальных исследований данного месторождения. Рассказано про некоторые технологии разработки месторождения с учетом применения паротеплового воздействия на пласт и показана их краткая технико-экономическая эффективность. Высокая вязкость насыщающей пласты нефти Русского месторождения приводит к заключению о целесообразности применения технологий теплового воздействия на пласт. Вместе с тем, проведенные к настоящему времени исследования и промысловый опыт свидетельствуют о наличии проблем, с которыми можно столкнуться при применении широко распространенных, «стандартных» технологий.

Ключевые слова: паротепловое воздействие, паротепловая обработка скважин, коэффициент извлечения нефтеотдачи, парогенераторные установки, теплоизолированные НКТ, паро-нагнетательные скважины.

PROSPECTS OF THE EMPLOYMENT OF THE THERMAL-STREAM TREATMENT TECHNOLOGY IN THE RUSSKOYE OIL AND GAS FIELD

Matyushin A.V., Borkhovitch S.Y., Kudinov V.I., Kolesova S.B.
Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

Thermal-stream treatment technology is currently considered an urgent issue for the sphere of oil recovery of both high and higher than average oil viscosity. The article analyses the world experience as far as employment of thermal-stream treatment technology is concerned. The paper also introduces some major features of the Russkoye oil and gas field and deals with some results following the pilot projects and experimental research within the field under discussion. The author reviews reservoir and production engineering taking into account the employment of thermal-stream treatment technologies and reveals their technical and economic efficiency. High oil viscosity of the Russkoye oil and gas field leads to the conclu-

sion that thermal treatment should be regarded as a viable option. Along with that both the range of research presented so far and the field experience reveal some challenges one can face while employing widespread and standard technologies.

Keywords: thermal-stream treatment, well steam treatment, oil recovery index, steam units, heat-insulated oil-well tubing, steam-injection wells.

Русское нефтегазовое месторождение является уникальным во многих отношениях объектом. Географическое положение, удаленность от регионов с развитой инфраструктурой, природно-климатические условия предопределяют сложность освоения богатств месторождения. Геолого-физические характеристики, строение месторождения, его масштабы также уникальны и вызывают необходимость применения нетривиальных подходов к его разработке.

Высокая вязкость насыщающей пласты нефти приводит к заключению о целесообразности применения здесь технологий теплового воздействия на пласт. Вместе с тем, проведенные к настоящему времени исследования и промысловый опыт свидетельствуют о наличии проблем, с которыми можно столкнуться при применении широко распространенных, «стандартных» технологий. Целью настоящей работы является обобщение и анализ мирового опыта применения технологий теплового воздействия на пласт с акцентом по мере наличия информации на учет опыта решения проблем, специфичных для Русского месторождения и разработка рекомендаций как по направлениям исследования технологий, так и по практическому осуществлению технологий.

Термин «тепловое воздействие на пласт» объединяет в себе несколько технологий [1]. Одной из первых и простейших является технология закачки в пласт горячей воды. Идея такой технологии достаточно проста и понятна: нагревая нефть, мы получаем снижение ее вязкости и улучшение вытеснения. Теория технологии развита в работах целого ряда ученых еще в середине прошлого века.

Развитие идей привело к рождению технологии паротеплового воздействия (ПТВ) на пласт. Эта технология стала общепризнанной и самой распространенной технологией, которую применяют во всем мире для разработки залежей нефтей высокой вязкости. Было признано, что паротепловое воздействие на пласт существенно более эффективно, чем закачка горячей воды.

Результаты достижения ПТВ в реальных промысловых условиях [6] увеличили нефтеотдачу до 73 % на месторождениях Керн Ривер (Калифорния, США), Чарко-Редондо (о. Куба), до 63 % на отдельном участке месторождения Керн Ривер, до 65 % на месторождении Мидуэй-Сансет (Калифорния, США).

Анализ данных свидетельствует о том, что основной объем работ по ПТВ в США сегодня сконцентрирован на залежах нефтей с вязкостью от тысячи до нескольких тысяч мПа·с, а в Канаде этим методом в основном разрабатывают залежи битумов. Тем не менее, в мире насчитывается значительное число активных проектов разработки нефтяных месторождений с применением пара на залежах нефти вязкостью 500 мПа·с и менее. По состоянию на январь 2012 года активное число проектов в мире составляет [6]: США – 5; Бразилия – 1; Германия – 8; Индонезия – 2; Тринидад – 6; Венесуэла – 7. По всем проектам Венесуэлы, причем достаточно масштабным, декларируется технико-экономический успех.

При закачке пара существует хорошо известная проблема, заключающаяся в том, что невозможно существенно повысить дебиты добывающих скважин только организацией закачки вытесняющего агента в нагнетательные скважины, поэтому необходимо понизить вязкость нефти в окрестности добывающих скважин с целью снижения фильтрационных сопротивлений. Так, вероятно, и родилась идея тепловых обработок добывающих скважин (ПТОС) [2]. ПТОС является важнейшим элементом системы разработки. Мировой опыт свидетельствует о том, что именно с применения паротепловых обработок скважин и следует начинать разработку пластов паротепловым методом [6]. Успешное применение ПТОС при разработке было реализовано в мире на 12 месторождениях, из них в США – 8; Венесуэла – 3; Германия – 1.

Выводом является то, что ПТВ является основным методом разработки залежей высоковязких нефтей, получившим наибольшее распространение в мире. При благоприятных геолого-физических условиях и надлежащем инженерном сопровождении проекты ПТВ обеспечивают экономический успех и достижение высоких уровней нефтеотдачи (до 60...70 %).

Технологию ПТОС [2] можно было бы рекомендовать в первую очередь достаточно уверенно, если бы не целый ряд «но»: значительные капвложения и операционные затраты, целый ряд возможных технологических осложнений, начиная от возможного растепления вечномерзлых пород и сломов колонн, и заканчивая проблемами потери приемистости, или, наоборот, излишних утечек пара в газовую шапку/подошвенную воду и борьбы с эмульсиями.

Закачка воздуха после ПТВ (ПТОС). Генерирование тепла производится не на поверхности, а в самом пласте, причем зона генерирования тепла движется по пласту к скважинам и тепловая эффективность процесса возрастает. Однако испытания данной технологии были кратковременными, а результаты не были опубликованы. Успешное применения технологии закачки воздуха после осуществления ПТОС компанией BP Canada было применено на месторождении Wolf Lake (Канада).

Технология гравитационного дренирования при закачке пара (SAGD). Технология SAGD в какой-то мере напоминает технологию ПТОС (по крайней мере, ее односкважинная модификация). Для технологии SAGD называют различные толщины пласта, при которых технология является эффективной – от 20 м до 40 м. Если принять эту точку зрения, она будет малоприменима для условий Русского месторождения. Но не следует полностью снимать эту технологию из списка потенциально возможных, необходимо исследовать и изучить возможность применения модификаций технологии SAGD в зонах больших толщин.

ПТОС с парогазом. Представляется, что сегодня обсуждать вопрос применения ПТОС с парогазом не стоит. Технология ПТОС значительно усложняется. Если использовать природный газ для закачки в пласт вместе с паром (горячей водой), потребуются специальный газовый компрессор высокого давления, что потребует существенных затрат. Необходимо вначале испытать и освоить «обычную» технологию ПТОС, определить ее эффективность.

ПТОС с закачкой ненагретой воды. Применение технологии чередования закачки пара и ненагретой воды (как и известная технология WAG - Water Alternate Gas) может оказаться весьма полезной и эффективной для Русского месторождения, но по другим причинам и механизмам действия. Пар, обладая высокой подвижностью, несмотря на довольно высокую стабильность и устойчивость тепловых фронтов, тем не менее, часто прорывается по высокопроницаемым каналам, особенно, если они расположены в кровле пласта. Технология WAG направлена на преодоление прорывов газа, точно также, чередующаяся закачка пара и ненагретой воды будет способствовать ограничению прорывов пара. Таким образом, за счет более рационального использования введенного в пласт тепла новая технология ПТОС обеспечивает повышение эффективности технологии. Технология с успехом применена в промысловых условиях и обеспечила сокращение проблем прорыва пара.

На кернах Русского месторождения проведено значительное количество исследований по определению коэффициентов вытеснения нефти различными агентами и снятию кривых фазовых проницаемостей. По результатам опытов на образцах керна с максимально сохранённой структурой порового пространства было отмечено существенное снижение проницаемости по нефти с ростом температуры: «Особое внимание обращено к относительному падению проницаемости по нефти при температурах +100°C и +140°C, где относительные значения проницаемости составляют 53,5% и 10% от начальной и базовой проницаемости, соответственно».

По имеющимся материалам исследований на керне Ван-Еганского месторождения наблюдалось полное прекращение фильтрации при закачке пара: «Разборка модели пласта показала, что порода пласта в результате взаи-

модействия с деминерализованной водой превращается в вязкую кашеобразную смесь, т.е. теряет коллекторские свойства». На керне Русского месторождения таких резко негативных результатов не получено. Тем не менее отмечено: «В целом, испытания и их результаты показали, что пластовая и пресная вода, при отсутствии в поровом пространстве других фаз (нефти и газа), фильтруется через коллектор с падением проницаемости (*температура опытов менялась от 22 до 140 °С*). Значение уменьшения проницаемости значимо, но не столь катастрофично. Во время движения и взаимодействия воды с цементом скелета коллектора, в фильтруемом пространстве, вероятно, происходит раздробление крупных частиц на более мелкие (диспергирование), отрыв и движение глинистых, алевроитовых частиц, что сказывается на динамике проницаемости при смене режимов».

Опыты по вытеснению нефти паром проводились на насыпной модели пласта и было отмечено: «Дистиллированная вода при пластовой температуре позволяет получить высокие коэффициенты вытеснения нефти из моделей пласта, но вытеснение нефти сопровождается значительным снижением проницаемости пористой среды для воды.

С ростом температуры проницаемость пористой среды для воды продолжает постепенно снижаться и высокопроницаемая пористая среда превращается в «неколлектор» с проницаемостью менее $0,005 \text{ мкм}^2$ ».

В 2014 году были проведены экспериментальные исследования по вытеснению на породе Русского месторождения. Эксперименты проводились с целью определения коэффициента вытеснения нефти, и уточнения перспектив создания эффективной и рациональной технологии воздействия на трудноизвлекаемые запасы нефти Русского месторождения.

В экспериментах использовалась изовязкозная модель нефти, приготовленная на основе дегазированной обезвоженной нефти Русского месторождения с добавлением 7% керосина, вязкостью при пластовых условиях равной $217 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Определение газопроницаемости моделей пласта осуществлялось на основе ГОСТ 26450.2-85, коэффициент вытеснения определялся согласно ОСТ 39-195-86. Исследования проведены на автоматизированной фильтрационной установке УИК-6 (изготовитель ООО «Гло-Бел Нефтесервис»), оснащенной ультразвуковым сепаратором-измерителем объемов выходящей продукции. Для предотвращения выноса мелкодисперсных частиц ядерного материала на входе и выходе моделей были установлены конусообразные металлические сетчатые фильтры с размером ячейки $0,1 \text{ мм}$, которые забивались хлопчатобумажной тканью.

При проведении экспериментов вытесняющая вода подавалась в нефтенасыщенную модель с расходом $0,1 \text{ см}^3/\text{мин}$, что соответствует линейной скорости вытеснения в среднем около $2,6 \text{ м/сутки}$.

Прорыв воды определялся по увеличению показаний объема вытесненной «тяжелой» компоненты в ультразвуковой сепаратор-измеритель, отображенной на экране персонального компьютера установки УИК. Коэффициенты вытеснения нефти водой составили 0,534, 0,382 и 0,338 для 1-ой, 2-ой и 3-ей моделей соответственно.

На следующих этапах экспериментального исследования производилось довытеснение нефти из модели пласта при ступенчатом повышении температуры до 40, 60, 80, 100 и 140°C, моделируя тем самым процесс закачки в пласт горячей воды.

На следующем этапе осуществлялось довытеснение нефти паром как в изотермическом режиме (2 модели), так и с постепенным прогревом пористой среды от 140°C до 305°C (1 модель).

В эксперименте по довытеснению нефти паром при постепенном прогревании пористой среды до 140°C на третьей модели конечный коэффициент вытеснения составил 0,505 при прокачке пара в количестве более 2 объемов пор, превысив таковой при закачке горячей воды с температурой 140°C всего на 0,012.

Основные результаты, полученные в ходе проведенных экспериментов сводятся к следующему:

1. Практически во всех экспериментах наблюдался вынос из модели пласта мелкодисперсной твердой фазы, представленной глиной, алевроитом и тонкопесчаной фракцией. Это может привести к сужению поровых каналов и в конечном счете к кольтации.
2. Проницаемость по пластовой воде при текущей остаточной нефтенасыщенности уменьшается с повышением температуры пласта.
3. При закачке пара наблюдается резкое снижение проницаемости на первых двух моделях в 79 и 73 раза (глинистость 2 и 1%), а на третьей модели в 148 раз (глинистость 7%).

Русское газонефтяное месторождение открыто в 1968 г. в северной части Пур-Тазовского междуречья Западно-Сибирской равнины. Горно-геологические и природно-климатические условия на Русском месторождении имеют существенные отличия от аналогичных условий на других месторождениях, разрабатываемых термическими методами.

В качестве источников теплоснабжения при тепловом воздействии на пласт используются [1]:

- ✓ парогенераторные установки производительностью 5 - 60 т/ч, вырабатывающие влажный водяной пар с давлением 6 - 16 МПа с температурами 274 – 347°C и сухостью $X=0,7 - 0,8$;
- ✓ водонагревательные установки производительностью до 150 м³/ч обеспечивающие приготовление горячей воды с температурой до 150°C и давлением 2,5 - 6 МПа;
- ✓ парогазогенераторные и термогазогенераторные установки производи-

тельностью 2 - 10 т/ч, вырабатывающие парогазовый теплоноситель (смесь продуктов сгорания топлива с паром) и термогаз (продукты сгорания топлива) давлением до 16 МПа с температурами 250 – 350°С.

Перечисленные установки изготавливаются блочными, транспортабельными с полным комплектом оборудования для подготовки и подачи воды, топлива и воздуха необходимых параметров [5].

Паро-нагнетательные комплексы, независимо от их назначения (тепловая обработка призабойной зоны скважин, нагнетание пара) и размеров состоят из трех основных систем:

- системы генерации пара;
- системы транспорта пара к скважинам;
- паро-нагнетательных скважин.

Установки первой категории, как правило, имеют большую теплопроизводительность а, следовательно, и большую мощность. Для установок второй категории важны мобильность, транспортабельность, максимальная автономность, что связано с циклическим характером паротепловой обработки скважин (т.е. работой установки на одной скважине в течение 10-15 суток). Теплопроизводительность и размеры установок третьей и четвертой категорий небольшие, что дает кратковременный характер работы этих установок (в течение нескольких часов) определяет полную автономность и повышенную мобильность. Эти установки, как правило, размещают на самоходных транспортных средствах (грузовых автомобилях, полуприцепах и т.д.).

В зависимости от применяемого топлива установки оборудуют топливной системой, обеспечивающей работу на природном или попутном газе, дизельном топливе, нефти или на комбинированном топливе - газ и нефть. Вид и состав топлива значительно влияют на систему подготовки и подачи топлива, а также на конструктивное исполнение топливной системы.

Вода в нефтепромысловых парогенераторных установках используется только один раз - подается в нефтяной пласт в виде пара или горячей воды. Поэтому способ подготовки воды, качество которой удовлетворяло бы условиям эксплуатации парогенераторов, является одним из факторов, характеризующих экономичность использования котельных агрегатов в нефтедобывающей промышленности. По качеству исходной питательной воды выбирают и способ ее обработки, определяющий принципиальную схему водоподготовки и ее конструктивное исполнение. Весь комплекс нефтепромысловой парогенераторной установки по технологическому признаку можно разделить на блоки: водоподготовки; деаэрации; насосный; парогенератор; КИП и автоматики; вспомогательное оборудование.

Основной элемент парогенераторных установок — горизонтальный прямоточный котел, который может быть выполнен с прямоточной или противоточной схемой. С целью упрощения схем водоподготовки и обеспечения без-

накипной работы парового котла для промышленных парогенераторов средняя сухость пара составляет 80%. Для применения на Русском месторождении можно рассмотреть парогенераторы фирмы AMELIN, работающей в России.

Применение теплоизолированных насосно-компрессорных труб (НКТ) является обязательным элементом технологии закачки пара, особенно с увеличением глубины залегания пласта [5]. Применение теплоизолированных НКТ необходимо не только для снижения теплотерь при закачке пара, но также и для снижения температуры обсадной колонны и, таким образом, предотвращения аварий обсадных колонн. Источники водоснабжения при реализации ПТВ могут быть различными, однако от состава используемых вод будет зависеть оборудование водоподготовки. Для генерации пара требуется вода с общим содержанием не более 1000 мг/л. Наиболее простой и дешевый вариант водоснабжения для работ по закачке пара – использование пресных вод. Транспортировка пара от источника к скважинам производится по разветвленным и лучевым системам. В разветвленных системах пар от парогенераторов подается в общий коллектор, от которого отходят «Главные паропроводы», проходящие по всей площади месторождения. От «Главного паропровода» пар по ветвям подается к нагнетательным рядам и затем по скважинным паропроводам к нагнетательным скважинам.

При строительстве паро-нагнетательных скважин (ПНС) необходимо производить перед креплением предварительную натяжку колонны и иметь оборудование для удержания колонны до затвердевания цемента [5]. Рекомендуется использовать колонны с трапецидальной резьбой в муфтовом соединении, как более прочной по сравнению с резьбой треугольного профиля. При кустовом бурении во избежание пересечения стволов глубины зарезки стволов двух соседних скважин должны отличаться не менее чем на 20 - 25 м.

Подъем нефти на поверхность при паротепловом воздействии также имеет специфические трудности и их необходимо учитывать при определении способа подъема жидкости с забоя скважин. На Русском месторождении желателен способ, при котором возможна периодическая кратковременная закачка пара в пласт и последующая добыча продукции без необходимости проведения подземного ремонта с извлечением из скважины колонны НКТ.

Добычу нефти с применением ПТВ намечается начать в 2016 году. Одним из существенных осложняющих факторов является возможное снижение проницаемости пласта при закачке пара на Русском месторождении. Анализ экспериментов на трубных моделях пласта определил размер снижения проницаемости пласта при закачке пара в диапазоне 77% - 90%. В связи с этим была проведена технологическо-экономическая оценка.

Достижение высокого коэффициента извлечения нефтеотдачи (КИН) при паротепловом воздействии возможно только при условии сохранения исходной проницаемости пласта, поэтому необходимы экспериментальные

исследования и промысловые испытания технологий, обеспечивающих сохранение исходной проницаемости пласта при закачке пара (например, путем добавки в пар определенных солей) [3].

При снижении исходной проницаемости на 77% и на 90%, в соответствии с лабораторными экспериментами, паротепловое воздействие не позволяет обеспечить необходимый КИН. Различие КИН и удельных затрат закачиваемых агентов обусловлено различием геолого-физических характеристик секторов месторождения, в особенности неоднородности по проницаемости [4].

Анализ чувствительности подтвердил высокие риски применения паротеплового воздействия на Русском месторождении. Экономическая оценка целесообразности применения паротеплового воздействия на пласт проведена на основе анализа технологических вариантов, расчеты которой показала, что при принятых условиях в рамках действующей налоговой системы, закачка пара, с учетом данных лабораторных исследований по снижению проницаемости, является неэффективной. Но на основании проведенных исследований применение технологии ПТОС с закачкой ненагретой воды позволяет повысить технико-экономическую эффективность метода ПТВ. В зависимости от количества закачиваемого пара увеличение дополнительно добытой нефти составит от 10,2 до 43,2%, уменьшение паронефтяного фактора - от 9,1 до 21,7%, а увеличение чистого дисконтированного дохода - от 23,1 до 62,8%. Также, как показала практика, применение паронагнетательных установок средней производительности (10-20 т/ч), которые используются как для нагнетания пара, так и для проведения ПТОС будут считаться экономически выгодными.

Подходы к разработке Русского месторождения сегодня находятся в стадии формирования. По-видимому, нельзя предложить одну, единую технологию разработки для всего месторождения. В безгазовых зонах может применяться одна технология, в подгазовой, возможно, та же, но с существенными модификациями, в зонах высоких нефтенасыщенных толщин – третья технология, а в подгазовых зонах с тонкой оторочкой – четвертая. Русское месторождение, благодаря большим запасам нефти и газа, заслуживает значительных усилий, как в области исследования технологий, так и организации опытно-промышленных работ.

Список литературы

1. Байбаков Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев. - М.: «Недра». - 1988. - 343 с.
2. Антониади Д.Г. Пароциклические обработки призабойных зон в нефтяных скважинах / Д.Г. Антониади. - Краснодар: "Совет. Кубань". - 2005. - 272 с.
3. Грим Р. Минералогия и практическое использование глин. - М.: Мир, 1967.

4. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глинодержащими коллекторами /Ю.В. Желтов, В.Е. Ступоченко, А.Я. Хавкин и др. //Нефт. хоз-во. - 1981. - № 7. - С. 42-47.
5. Гарушев А.Р. Термическое воздействие на пласт при разработке месторождений высоковязких нефтей / А.Р. Гарушев // сер. «Добыча», М.: ВНИИОЭНГ. - 1973. - 88 с.
6. Oil and Gas Journal, 2012, v.110, № 4, p. 57-69

Матюшин Александр Валерьевич, магистрант, супервайзер-инженер ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: avmatushin11@mail.ru)

Matyushin Aleksandr Valeryevich, Master's student, engineering supervisor SPC «GeoSeisControl», Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Institute of Oil and Gas, Izhevsk, Russian Federation (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: avmatushin11@mail.ru)

Борхович Сергей Юрьевич, кандидат технических наук, заведующий кафедрой, ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Borkhovitch Sergey Yuryevich, Candidate of science (Engineering), Head of Department, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Institute of Oil and Gas, Izhevsk, Russian Federation (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Кудинов Валентин Иванович, доктор технических наук, профессор кафедры, академик РАЕН, ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1)

Kudinov Valentin Ivanovich, Doctor of science (Engineering), Professor, member of the Russian Academy of Natural Sciences, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Institute of Oil and Gas, Izhevsk, Russian Federation (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1)

Колесова Светлана Борисовна, кандидат экономических наук, директор института, ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гучериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: SBKolesova@udsu.ru)

Kolesova Svetlana Borisovna, Candidate of science (Economy), Director of the Institute of Oil and Gas, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Institute of Oil and Gas, Izhevsk, Russian Federation (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: SBKolesova@udsu.ru)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Мерзлякова А.В., Подкопаева Т.А.
ОАО «Удмуртнефть»

Выполненное исследование позволило оценить перспективы нефтегазоносности докембрийских отложений на территории Удмуртской Республики. Было осуществлено решение ряда поставленных задач: оценка степени изученности осадочных докембрийских отложений на территории Удмуртии; рассмотрение случаев доказанной нефтегазоносности данных отложений на примере Предпатомского прогиба Сибирской платформы и Камско-Бельского авлакогена на территории Пермской области. В результате комплексного анализа к потенциально нефтегазоносным на территории Удмуртской Республики отнесены терригенные отложения вендского комплекса. Даны рекомендации по изучению данных отложений и осуществлена оценка ресурсного потенциала углеводородов нефтегазоперспективных зон в пределах республики, определена рекомендуемая площадь для проведения 3D-сейсморазведки и выявления антиклинальных и тектонически экранированных ловушек нефти верхневендского комплекса, выявлен ресурсный потенциал оцененных залежей вендских терригенных отложений на территории Удмуртии.

Ключевые слова: Удмуртская Республика, докембрийские отложения, вендский комплекс, ресурсы, нефть.

THE PROSPECTS OF PETROLIUM POTENTIAL OF PRECAMBRIAN SEDIMENTS ON THE TERRITORY OF UDMURT REPUBLIC

Merzlyakova A. V., Podkopaeva T. A.

Performed study let estimate the prospects of petroleum potential of Precambrian sediments on the territory of Udmurt Republic. The solving of some problems was made: assessment of the degree of scrutiny of Precambrian sediments on the territory of Udmurt Republic; consideration of examples of proven petroleum potential of these sediments in Predpatomsky deflection of Siberian platform and Kamsk-Belsk aulacogen on the territory of Perm region. As a result of comprehensive analysis Vendian terrigenous sediments are a potential oil and gas reservoir in Udmurt Republic. Recommendations for the survey of these sediments are made and assessment of the resource potential of hydrocarbons of oil and gas zones in our republic is evaluated, the recommended area for 3D seismic survey is determined to identify anticlinal and tectonically screened traps in Vendian sediments, a re-

source potential of oil reservoir of Vendian terrigenous sediments is identified on the territory of Udmurt Republic.

Keywords: Udmurt Republic, Precambrian sediments, Vendian complex, resource, oil.

В настоящее время известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в докембрийских отложениях 54 нефтегазоносных бассейнов мира [1].

На территории акватории Республики Вьетнам находится одно из уникальных и самых знаменитых на текущий момент месторождений – Белый Тигр, открытое в 1988 году, при испытании скважины с глубины 3150 м был получен фонтан дебитом 2830 тонн в сутки [1].

Фундамент этого месторождения сложен мезозойскими породами и представляет собой крупное горстантиклинальное поднятие сложного строения. Структура разбита серией разломов. Большинство скважин высокодебитные (начальные дебиты более 1000 тонн в сутки). Нефтедержащими являются трещиновато-кавернозные коллектора мезозойских гранитоидов, пустотность которых представлена макро- и микротрещинами, кавернами и пустотами матрицы.

На территории Российской Федерации также есть перспективные районы для образований залежей нефти и газа в породах докембрия. На примере древней дорифейской Сибирской платформы по результатам исследований шлифов и керна в пробуренных до кристаллического фундамента скважинах в районе Предпатомского прогиба П.Н. Колосовым в 2011 году было произведено описание литологического разреза в пяти районах: на Уринском поднятии, в южной части Березовской впадины, на правом берегу р. Токко, на Вилуйско-Джербинском нефтегазовом месторождении и в низовьях р. Витим [2].

Обобщая данные по литологии верхнерифеских и нижнерифеских отложений, можно сделать вывод о том, что перспективными являются отложения:

- нижнего кембрия нохтуйской свиты, представленные известняками и доломитами с выделениями битума;
- верхнего венда тинновской свиты, представленные песчаниками и доломитами, насыщенные битумом;
- нижнего венда джербинской свиты, представленные нефтенасыщенными песчаниками;
- верхнего рифея средненеченчинской подсвиты, верхненеченчинской подсвиты, представленные известняками, доломитами с выделениями битума.

На территории соседнего с Удмуртской Республикой региона – Пермской области – в пределах Камско-Бельского авлакогена, также обнаружены

залежи нефти в докембрийских отложениях. Осадочные отложения здесь в это время сформировались в тех же геологических условиях, что и отложения Предпатомского прогиба, следовательно, предполагается наличие коллекторов в отложениях верхнего венда. Перспективными являются районы Верхнекамской впадины, Пермского и Башкирского сводов [3].

Кроме того, на месторождениях Пермского края были получены притоки тяжелой нефти от 0,5 до 4 м³ в сутки на Сивинском, Соколовском, Верешигинском месторождениях на глубинах 2600-2800 м, интенсивные нефтепроявления были получены также на Бедряжском и Таныпском месторождениях [3].

Таким образом, сопоставляя данные о наличии и насыщению коллекторов докембрийских отложений двух районов: Предпатомского прогиба Сибирской платформы и Западной части Пермского края Русской платформы, приуроченной к Камско-Бельскому авлакогену, можно сделать вывод о нефтеносности нижнего венда Предпатомского прогиба, но размытого на территории Пермского края, и верхнего венда, отложения которого прослеживаются на обеих рассматриваемых территориях.

Отложения вендского комплекса на территории Удмуртской Республики

Камско-Бельский авлакоген, продолжающийся на территории Удмуртии, занимает восточную ее часть. Следовательно, также могут проследиться возможные промышленные залежи нефти верхневендского комплекса, который представлен алевролитами, аргиллитами и песчаниками (в нижней части конгломератами) бородулинской серии. Пласты-коллекторы V_{IV}-V_{VI} представлены терригенными верхневендскими песчаниками с прослоями алевролитов, породы разбиты глубинными разломами, частично не унаследованными в девонской системе. Толщина пластов-коллекторов достигает 40 м, пористость до 19,8%, проницаемость до 1,235 мкм² [4]. Покрышками служат аргиллиты эмского яруса нижнего девона и алевролиты, аргиллиты верхней части верхнего венда. Подстилающими горными породами в зависимости от полноты разреза является архейский кристаллический фундамент на севере республики, терригенные отложения прикамской подсерии на северо-востоке Удмуртии и карбонатные отложения калтасинской свиты в восточной части республики, перекрытые со стратиграфическим несогласием породами верхнего венда.

Венд сейсмикой картирован на всей части Камско-Бельского авлакогена, находящейся на территории Удмуртской Республики. На региональном сейсмологическом разрезе, проходящем по территории северо-восточной части Удмуртии от Лиственского до Кулигинского месторождения отчетливо выделяется вендский комплекс, также отмечается резкое несогласие венда с отложением палеозоя и рифея, породы разбиты глубинными разломами,

частично не унаследованными в девонской системе. Залежи вендской нефти были выделены и поставлены на баланс на Шарканском и Тыловайском месторождениях.

Так как вендские отложения залегают на размытом рифее и несогласно палеозойским отложениям, следовательно, методика поиска оптимальной изогипсы венда неприменима, в связи с тем, что высокие точки могут оказаться неколлекторами по причине размытости отложений. Рассмотрим данные отложения подробнее: на литолого-фациальной карте рифейско-вендского комплекса на территории Камско-Бельского авлакогена представлен песчаный, глинисто-песчаный и глинисто-песчано-доломитовый тип разрезов докембрийских отложений [4]. На тектонической карте в пределах выделенной зоны отметим структуры второго порядка – валы – потенциальные зоны антиклинальных ловушек нефти верхневендского комплекса.

По результатам опробования, анализа кернa и интерпретации ГИС на рассматриваемой территории были получены нефть (Кулигинское, Смольниковское Лозюлко-Зуриинское, Дебесское, Шарканское месторождения), нефть с водой (скважины Поломского и Дебесского месторождений), вода (Лозюлко-Зуриинское, Красногорское, Киенгопское, Мишкинское, Бегешкинское месторождения) и в ряде скважин отсутствие притока (северо-восточная часть Шарканского месторождения) [4].

Для выделения перспективных структур комплексируем структурную карту кровли рифейского комплекса, структурную карту кровли вендского комплекса, схему распространения наиболее полного и неполного разрезов вендского комплекса, зоны распространения валов на тектонической карте Удмуртской Республики и результаты опробования глубоких скважин (рис. 1).

В результате получаем следующие критерии выделения участков распространения нефтяных залежей вендского комплекса:

1. оптимальный «коридор» формирования отложений: R_1 а.о. ниже -2375 м, V_2 а.о. ниже -2050 м;
2. территория наиболее полного разреза вендского комплекса;
3. наличие тектонических валов;
4. при несоблюдении вышеизложенных условий – вблизи рифейско-вендского разлома.

Таким образом, выделено пять участков, в пределах которых возможны промышленные скопления углеводородов в коллекторах вендского комплекса (рис.1).

Для оценки ресурсов данных участков применима формула объемного метода подсчета запасов. Эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициент пористости и коэффициент нефтенасыщенности взяты как средневзвешенные по площади Шарканского и Тыловайского месторождений, плотность нефти и КИН приняты по аналогии с Шарканским месторождением.

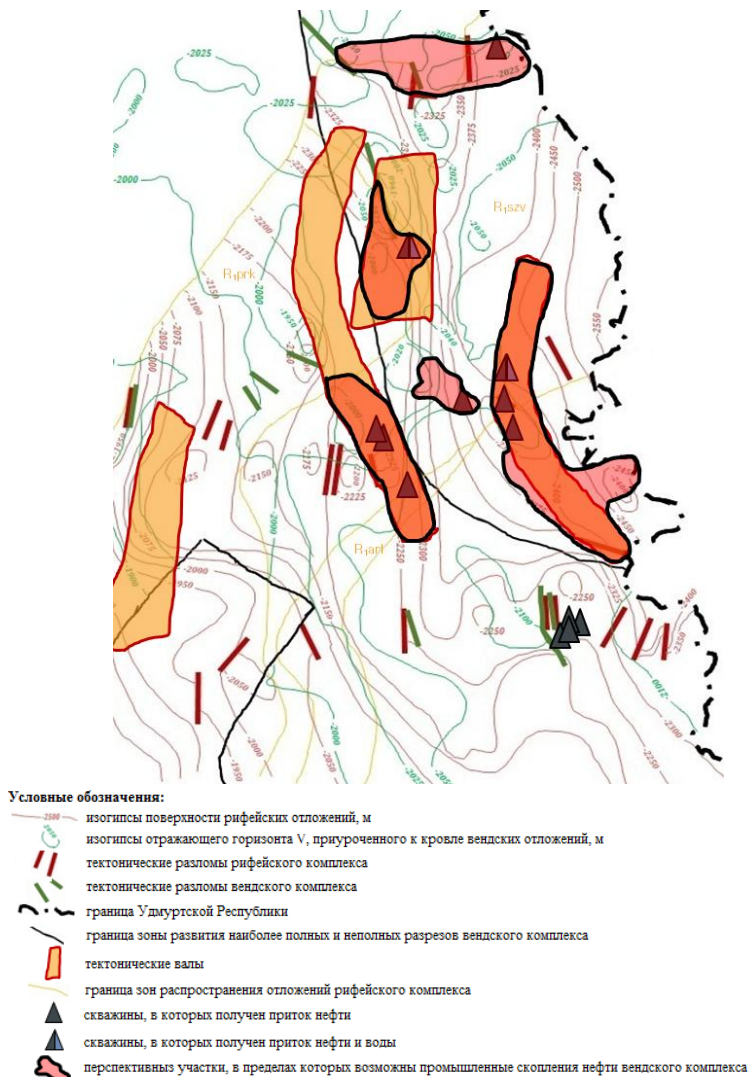


Рис. 1. Комплексирование структурной карты рифейского комплекса, структурной карты вендского комплекса, схемы распространения вендских отложений и тектонической карты Удмуртии

Извлекаемые ресурсы с учетом рисков на всех выявленных пяти участках составили 18,3 млн. усл. ед. нефти.

При принятии на баланс ресурсов растет капитализация компании. Прирост в 1 усл. ед. ресурсов равен 875,5 усл. ед. Основные затраты – на проведение и интерпретацию данных 3D-сейсморазведки. Так как технология добычи вендской нефти несовершенна, перспективы ее добычи не просчитываются при принятии на баланс. Таким образом, с учетом затрат капитализация компании вырастет на 14,8 млрд. усл. ед.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Перспективы прироста запасов углеводородного сырья связаны с зонами распространения наиболее полного разреза вендского комплекса при благоприятных структурных обстоятельствах.
2. Промышленные скопления нефти связаны с антиклинальными и тектонически экранированными ловушками.
3. Рекомендуемая площадь для проведения 3D-сейсморазведки составила 1 342,1 км².
4. Ресурсный потенциал оцененных залежей вендских терригенных отложений на территории Удмуртии составляет 18,3 млн. усл. ед. нефти.

Следовательно, капитализация компании увеличится 14,8 млрд. усл. ед. с учетом затрат.

В связи с этим можно смело заявить, что существуют реальные перспективы увеличения ресурсной базы Удмуртской Республики за счет вендской нефти.

Список литературы

1. Халимов Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – №4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/58_2012.pdf (дата обращения: 15.01.2016).
2. Колосов П.Н. Органогенные породы и потенциальные коллекторы нефти и газа в неопротерозое Предпатомского прогиба // Отечественная геология. – 2011. – №5. URL: <http://www.diamond.ysn.ru/content/07-2011.pdf> (дата обращения: 21.09.2015).
3. Никитина М.В. Особенности геологического строения и пространственного размещения промышленной нефтегазоносности основных продуктивных комплексов рифей-вендского возраста на территории Пермского края // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – №10. – С. 18-29.
4. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 288 с.

Мерзлякова Александра Викторовна, специалист отдела геологического сопровождения бурения скважин, ОАО «Удмуртнефть», Российская Федерация, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Советская, д. 15а, AVMerzlyakova01@udmurtneft.ru

Подкопаева Татьяна Алексеевна, ведущий инженер отдела мониторинга разработки, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», 426057, Российская Федерация, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Свободы, д. 175, ТАPodkopaeva@udmurtneft.ru

Merzlyakova Alexandra Viktorovna, specialist of department of geological control of drilling of wells, JSC «Udmurtneft», Russian Federation, Udmurt Republic, Izhevsk, Sovetskaya Str., 15a, AVMerzlyakova01@udmurtneft.ru

Podkopaeva Tatyana Alexeevna, lead engineer of department of monitoring of mining, JSC «Oil research centre of Izhevsk », 426057, Russian Federation, Udmurt Republic, Izhevsk, Svobodi Str., 175, ТАPodkopaeva@udmurtneft.ru

РОЛЬ СОЛЯНОГО ТЕКТОГЕНЕЗА ПРИКАСПИЙСКОГО МЕГАБАССЕЙНА В НАКОПЛЕНИИ, ОБРАЗОВАНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (МЕСТОРОЖДЕНИЙ) И РАССОЛОВ

Мязина Н.Г.

ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет»

В современной региональной структуре Прикаспийской мегавпадины наблюдается четкая зональность в морфологии соленосных отложений кунгура. Для участков впадины, сопряженных с бортовым уступом, в целом характерна линейная выраженность соляных гряд и разделяющих их прогибов практически на всем протяжении западного и северного бортов Прикаспийской впадины. К востоку от нее во внутренней части Прикаспийской впадины наблюдается мозаичный характер распределения соляных тел и мульд, составляющих зону ячеистых межкупольных мульд и типичных куполов соляно-купольных поднятий. Для этой зоны характерно развитие обособленных куполов изометрической формы, разделенных между собой глубокими межкупольными бессолевыми мульдами. В зоне линейных соляных гряд (массивов) и прогибов открыты и эксплуатируются месторождения в подсолевых поднятиях. В зоне ячеистых межкупольных мульд и типичных куполов встречаются месторождения как в подсолевых так и в надсолевых структурах. В Астраханском Заволжье промышленные запасы имеют Верблюжье и Вязовское месторождения УВ. В подсолевом этаже на юге впадины эксплуатируется гигантское Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ). Основные перспективы нефтегазоносности связываются с подсолевыми поднятиями на всей территории впадины. В надсолевом бассейне встречаются хлоридные натриевые, натриево-кальциевые и кальциево-натриевые рассолы Cl-Na и Cl-Ca (Шб) типа с минерализацией до 350 г/дм³. Галогенный солевой (флюидоупорный) этаж представлен хлоридными магниевыми (натриево-магниевыми) реликтовыми маточными рассолами пермских палеобассейнов с величиной минерализации 349-540 г/дм³ Cl-Mg типа (Ша). Отличительной особенностью подсолевого бассейна является наличие хлоридных натриево-кальциевых и кальциево-натриевых рассолов типа Cl-Ca (Шб). Вблизи кристаллического фундамента содержатся опресненные воды с минерализацией от единиц до десятков г/дм³. Минерализация рассолов уменьшается вниз по разрезу от 250-300 г/дм³ до десятков грамм вблизи фундамента. Попутные воды всех нефтяных, газовых, нефтегазовых месторождений перспективны на гидро-минеральное сырье.

Ключевые слова: Прикаспийская мегавпадина, тектоника, осадочный чехол, мульда, купол, соль, рассолы, углеводороды.

THE ROLE OF SALT TECTONISM CASPIAN MEGABASIN IN ACCUMULATION, THE FORMATION OF HYDROCARBON DEPOSITS (DEPOSITS) AND BRINE

Miazina N.G.

Orenburg state University

In the modern regional structure of the When Caspian megadepression there is a clear zonality in morphology of of salt sedimentations of kungurian. For the areas of cavity, attended with a side ledge, on the whole the linear expressed of hydrochloric ridges and dividing them bending is characteristic practically along the whole length of western and north sides of the Caspian cavity. To the east of her in the inside of the Caspian cavity there is tessellated character of distribution of hydrochloric bodies and swallies, making the zone of cellular interdome swallies and typical domes of hydrochloric-dome uplifts. For this zone development of the isolated domes of isometric form, divide inter se deep interdome salt-free swallies, is characteristic. In the zone of linear hydrochloric ridges (arrays) and bending open and deposits are exploited in subsalt uplifts. In the zone of cellular interdome swallies and typical domes there are deposits as in subsalt so in suprasalt structures. In Astrakhan Zavolzhe industrial supplies have Camel and Viazovsky of deposit of УВ. In a subsalt floor on the south of cavity the giant Astrakhan condensate deposit (AGKM) is exploited. The basic prospects of the oil-and-gas bearing associate with subsalt uplifts on all territory of cavity. In a suprasalt pool there are chloride natrium, natrium-calcium and calcium-natrium brines of Cl - Na and Cl - Ca (IIIб) of type with mineralization a to 350 g/ дм³. A halogen salt (confining beds) floor is presented хлоридными by the magnesium (natrium-magnesium) relict fallopian brines of the Perm paleobasins with in size mineralization of a 349-540 g/of дм³ Cl - Mg of type (IIIa). The distinctive feature of subsalt pool is a presence of chloride of natrium-calcium and calcium-natrium brines of type of Cl - Ca (IIIб). Near-by crystalline foundation there are the desalinated waters with mineralization from units to ten of g/ дм³. Mineralization of brines diminishes downward on a cut from 250-300 g/ дм³ to ten gramme near-by foundation. Passing waters of all petroleum, gas, oil and gas deposits are perspective on hydromineral raw material.

Keywords: When Caspian megabasin, tectonics, sedimentary cover, mold, dome, salt, brine, hydrocarbons.

Введение. Изучение солянокупольных областей представляет большой практический интерес, солянокупольная тектоника играет особую важную роль в формировании углеводородных залежей и рассолов Прикаспийской впадины [1, 2, 3]. Впервые предположение о региональной зональности соляно-

купольных структур Прикаспийской впадины было высказано еще Г.Е. Айзешадгом, В.С. Журавлёвым, Н.В. Неволным и другими. Они определяли первую зону как Приволжско-Илекскую, подчеркивая ее выраженность вдоль западной и северной бортовых зон Прикаспийской впадины [4, 5, 6]. Осадочный чехол впадины изучен нефтеразведочными скважинами на отдельных площадях и в основном в бортовых зонах. С введением геофизических методов МОГТ - 2Д в 1975 появилась возможность построения моделей геологического строения и изучения особенно сложных солянокупольных областей. Мощность осадочного чехла мегавпадины достигает 24-25 км во внутренней части уменьшаясь к бортовому уступу и достигая 5-6 км. Солевой этаж делит надсолевую и подсолевую толщу. Максимальная мощность в куполах достигает 6-10 км, в межкупольных мульдах составляет от 10 м и более. Границу развития соляных куполов и верхней кромки пластового залегаения соли традиционно определяет пермский борт Прикаспийской впадины.

В результате проявления соляного тектогенеза своды куполов и массивов, как правило, осложнены грабенами преседания сложной формы, выполненными, в основном, отложениями мела и палеогена. В свою очередь крылья куполов разбиты сбросами, формирующими тектонические блоки различного размера и амплитуды, с которыми могут быть связаны залежи УВ [1]. Часто ядра куполов представлены соляными штоками, размеры которых в плане составляют ~ 3x4 км и более. Для центральных районов синеклизы наблюдается более мозаичный характер распределения соляных масс, при общем увеличении объёма отдельных куполов и массивов. Кунгурская сульфатно-галогенная толща является региональным флюидоупором для подсолевой толщи.

В современной региональной структуре Прикаспийской мегавпадины наблюдается четкая зональность в морфологии соленосных отложений кунгура. Для участков впадины, сопряженных с бортовым уступом, в целом характерна линейная выраженность соляных гряд и разделяющих их прогибов практически на всем протяжении западного и северного бортов Прикаспийской впадины. Ширина развития зоны соляных гряд со всеми их разветвлениями составляет 45-55 км. К востоку от нее во внутренней части Прикаспийской впадины наблюдается мозаичный характер распределения соляных тел и мульд, составляющих зону ячеистых межкупольных мульд и типичных куполов соляно-купольных поднятий. Для этой зоны характерно развитие обособленных куполов изометрической формы, разделенных между собой глубокими межкупольными бессолевыми мульдами. Абсолютная глубина отдельных депрессий достигает 6000 м. Абсолютная глубина сводов соляных куполов колеблется от 250 до 2000 м.

Зона линейных соляных гряд (массивов) и прогибов распространяется и протягивается вдоль всей северной, западной и южной бортовых зон. Ее

часто рассматривают как область типичных соляных куполов Прикаспийской впадины. Таким образом, из соляно-купольной тектоники впадины можно выделить предбортовую или переходную зону, в которой распространены преимущественно линейно вытянутые вдоль борта соляные гряды, или валы, а также зону развития крупных куполов изоморфной структуры, вокруг которых по краям компенсационных депрессий образуются дочерние купола второй, а возможно, и последующих генераций. В связи с чем здесь часто формируются соляные купола, осложненные карнизами.

В зоне линейные соляных гряд (массивов) и прогибов на севере во внутренней бортовой части Прикаспийской впадины в 1979 г. параметрической скв. №10 было открыто Карачаганакское газоконденсатное месторождение, относящееся к подсоловому поднятию, выявленному сейсморазведкой МОВ Уральской геофизической экспедицией и уточненное последующими геофизическими работами МОГГ-2Д. Карачаганакское газоконденсатное месторождение расположено во внутренней бортовой зоне в пределах Карачаганак-Кобландинской зоны нефтегазонакопления Прикаспийской НПП. Оно приурочено к подсоловому поднятию в надсолевой мульде глубиной 4000 м. Структура приурочена к крупному карбонатному рифогенному массиву широтного простирания. Амплитуда тектоно-седиментационного поднятия составляет 1200-1600 м. Вдоль северного и южного склонов поднятия располагаются собственно Карачаганакский и Кончебайский соляные массивы. На территории Волгоградской, Астраханской областей и республики Калмыкии открыты и эксплуатируются следующие месторождения УВ в подсоловом этаже Южно-Кисловское (Волгоградская область), Совхозное, Моктинское, Чкаловское (Калмыкия).

Западная граница между зонами условно проводится по линии, проходящей между Новоузенском (Саратовское Заволжье), Гмелинкой и Паласовкой (северо-восточная часть Волго-градской области), далее через озеро Горь-косолоное (оз. Булухта) и поселок Капустин Яр, затем вдоль Волги (в 30-35 км к западу) пос. Сероглазовки в Казахстане.

Область типичных соляных куполов характеризуется не только резким изменением морфологических особенностей поверхности соли. Она окаймляет зону изменчивой мощности надсолевых отложений на отдельных участках, представленных палеофлексурами или палеопрогибами.

Здесь в надсолевых структурах в межсолевых мульдах в пределах территории, соответствующей области развития типичных соляных куполов, открыты известные месторождения Прикаспийской впадины. В Саратовской области находятся: Куриловское нефтяное, Старшиновское, Спортивное, Лукашовское и Таловское газовые и Узеньское газонефтяное месторождения. В Астраханском Заволжье промышленные запасы имеют Верблюжье и Вязовское месторождения.

В подсолевом этаже на юге впадины эксплуатируется гигантское Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ)

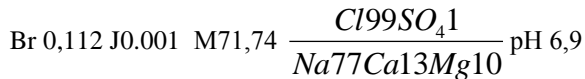
В бессолевых мульдах флюиды могут поступать из подсолевого этажа в надсолевою толщу и образовывать залежи в надсолевых ловушках.

Основные перспективы нефтегазоносности связываются с подсолевыми поднятиями на всей территории впадины и во внешней бортовой зоны. Мощность перспективного на УВ осадочного чехла составляет на Астраханском выступе 10 км, достигает в Центрально-Прикаспийской депрессии 15-16 км.

Большинство депрессионных зон, перспективных на верхнепермско-триасовый комплекс, примыкает к глубинным разломам, которые могут рассматриваться как возможные каналы миграции УВ из подсолевых толщ в надсолевые в верхне-пермский, триасово-юрско-меловой комплексы.

Отличительной особенностью надсолевого бассейна является наличие хлоридных натриевых, натриево-кальциевых и кальциево-натриевых рассолов Cl-Na и Cl-Ca (IIIб) типа. Они развиты в различных по возрасту отложениях, начиная с верхнепермских, мезозойских и кончая кайнозойскими отложениями. Здесь встречаются седиментогенные рассолы с минерализацией от 36 до 350 мг/дм³.

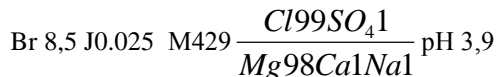
На Паромной площади скв.13 с глубины 1076-1086 м (Волгоградская область) из байосских отложений (J₂b_j) выведены хлоридные натриевые рассолы Cl-Na типа IIIб по Е.В. Посохову В.А. Сулину. Формула химического состава [4]:



Межсолевой этаж представлен сульфатно-галогенными образованиями кунгура и приурочен к соляно-купольным структурам. В ядрах диапиров кунгурские отложения залегают на глубине 150-200 м от поверхности земли и достигают мощности 4819 м.

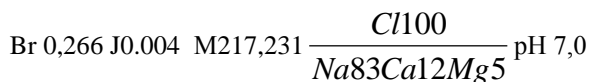
Галогенный солевой (флюидоупорный) этаж представлен хлоридными магниевыми (натриево-магниевыми) реликтовыми маточными рассолами пермских палеобассейнов с величиной минерализации 349-540 г/дм³ Cl-Mg типа (IIIа).

На Челкарском куполе (Республика Казахстан) из кунгурских отложений с глубины 850 м выведены оригинальные хлоридные магниевые рассолы Cl-Mg типа IIIа по Е.В. Посохову В.А. Сулину. Формула химического состава [6]:



Отличительной особенностью подсолевого бассейна является наличие хлоридных натриево-кальциевых и кальциево-натриевых рассолов типа Cl-Ca (Шб). Вблизи кристаллического фундамента содержатся опресненные воды с минерализацией от единиц до десятков г/дм³. Минерализация рассолов уменьшается вниз по разрезу от 250-300 г/дм³ до десятков грамм вблизи фундамента.

На Ерусланской площади скв. 2 с глубины 1875-1905 м (Волгоградская область) из гжелских отложений (С₃gl) выведены хлоридные натриевые рассолы Cl-Na типа Шб по Е.В. Посохову В.А. Сулину. Формула химического состава [5]:



Выводы

Основные перспективы нефтегазоносности связываются с подсолевыми поднятиями на всей территории Прикаспийской впадины. В зоне линейных соляных гряд (массивов) и прогибов открыты и эксплуатируются месторождения в подсолевых поднятиях. В зоне ячеистых межкупольных мульд и типичных куполов встречаются месторождения как в подсолевых так и в надсолевых структурах.

Разломные зоны в верхней коре (до глубин 10-15 км и более) в состоянии закачивать значительные массы флюидов от вод до углеводородов о чем свидетельствуют колебания уровня Каспийского моря с периодом в несколько тысяч и десятков тысяч лет, а также наличие опресненных вод фундамента и относительно более низкой минерализации хлоридных рассолов нижней гидрогеодинамической системы.

Пластовые воды в процессе миграции подтягиваются к скважине с УВ и далее поступают на поверхность. Что приводит к осложнениям в процессе эксплуатации залежей. Их утилизируют и закачивают в водопоглощающие горизонты.

Хлоридные рассолы обогащенные Br, J, H₃BO₃ могут использоваться в бальнеологических целях при разбавлении рассолов до 150 г/дм³.

Рассолы обогащенные галофильными и биофильными элементами и редкими щелочными металлами перспективны на гидроминеральное сырье для использования в различных областях и сферах промышленности, медицины и народного хозяйства. В недрах Прикаспия заключены значительные запасы минеральных промышленных вод различного ионно-солевого состава, содержащие кондиционные количества Br, J, K, B, Sr и т.д. Нередко в рассолах промышленно ценные компоненты присутствуют совместно, что позволяет их рассматривать как поликомпонентное гидроминеральное сырье.

Попутные воды всех нефтяных, газовых, нефтегазовых месторождений представляют гидроминеральный и бальнеологический ресурс. В настоящее время недостаточно внимание уделялось вопросу извлечения ценных компонентов из подземных рассолов. Наиболее экономичный вариант это извлечение ценных компонентов из попутных вод углеводородных месторождений.

Список литературы

1. Мязина Н.Г. Закономерности формирования и распространения минеральных вод в гидрогеологических структурах Волгоградской области [монография];– Волгоград: Изд-во ВолГУ, 2008. -212 с.
2. Мязина Н.Г. Гидрогеохимические особенности рассолов Прикаспийской синеклизы // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: материалы Всероссийской конференции с участием иностранных ученых.-Томск: Изд-во НТЛ, 2012. С.463-466.
3. Мязина Н.Г. Вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод Прикаспийской впадины // Геология, география и глобальная энергия. Астрахань. 2013. №4 (51), С. 59-64.
4. Мязина Н.Г. Гидрогеохимические особенности рассолов надсолевого комплекса Прикаспийской синеклизы // Геология, география и глобальная энергия. Астрахань. 2013. №4 (51), С. 96-100.
5. Мязина Н.Г. Влияние тектогенеза и галогенеза на геохимические особенности рассолов Прикаспийской синеклизы (Северо-Каспийский артезианский бассейн) // Вестник ОГУ. Оренбург. 2014. № 1 (155). С. 136-145.
6. Мязина Н.Г. Внутри и межсолевые рассолы кунгурских отложений Прикаспийской синеклизы // Геология, география и глобальная энергия. Астрахань. 2014. № 2, С. 57-65.
7. Мязина Н.Г. Гидрогеологические и геотектонические особенности надсолевых верхнепалеозойско-мезозойско-кайнозойских палеобассейнов Прикаспийского солянокупольного региона // Вестник ПГУ. Пермь. 2015. № 1(26). С.38-42.
8. Мязина Н.Г. Гидрогеологическое районирование надсолевого этажа Прикаспийской впадины синеклизы // Геология, география и глобальная энергия. Астрахань. 2015. №4 (59), С. 15-24.

BIBLIOGRAPHY

1. VA Zhingel, V.M.Abramov, Y. Gerasimenko, NG Myazina. Estimation of petroleum potential post-salt sediments Volgograd sector of the Caspian Basin // Nedra Volga and the Caspian region. Saratov. 2015. number 2 (81). S. 3-14.
2. Myazina NG Laws of formation and distribution of mineral water in the hydrogeological structures of the Volgograd region [monograph] - Volgograd: Publishing House of Volgograd, 2008. -212 p.

3. Myazina NG Hydrogeochemical especially brines Caspian syncline // Geological evolution of the interaction of water with rocks: Materials of All-Russian conference with foreign uchenyh.-Tomsk: Publishing house of the YTL, 2012. S.463-466.
4. Myazina NG Vertical zonation of hydrogeochemical groundwater Caspian depression // Geology, geography and global energy. Astrakhan. 2013. №4 (51), pp 59-64.
5. Myazina NG Hydrogeochemical especially post-salt brines complex Caspian syncline // Geology, geography and global energy. Astrakhan. 2013. №4 (51), pp 96-100.
6. Myazina NG Influence orogeny and halogenesis on geochemical characteristics of brines Caspian syncline (North Caspian artesian basin) // Vestnik of OSU. Orenburg. 2014. number 1 (155). Pp 136-145.
7. Myazina NG Inside and intersalt brines Kungurian Caspian syncline sediments // Geology, geography and global energy. Astrakhan. 2014. number 2, pp 57-65.
8. Myazina NG Hydro-geological and geotectonic features of post-salt-Upper Mesozoic-Cenozoic paleobasins salt dome Caspian region // PSU Bulletin. Permian. Number 1, 2015. (26). S.38-42 111.
9. Myazina NG Hydrogeological zoning of the Caspian Basin post-salt floor syncline // Geology, geography and global energy. Astrakhan. 2015. №4 (59), pp 15-24.

Мязина Наталья Григорьевна, к.г.-м.н, доцент, старший научный сотрудник геологического музея кафедры геологии ФГБОУ ВО Оренбургский государственный университет.

460018. г. Оренбург, пр. Победы 13, кафедра геологии; 460052 г. Оренбург, ул. Терешковой 134/1 кв. 109,
miazinanatalia@rambler.ru

Myazina Natalia G., k.g PhD, Associate Professor, Senior Researcher of the Department of Geology of the geological museum FGOU Orenburg State University. 460018. Orenburg, pr. Pobedy 13, Department of Geology, 460052 Orenburg, str. Tereshkova 134/1 square. 109

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УЛУЧШЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

Насыров А.М., Борхович С.Ю., Барданова О.Н.

Институт нефти и газа им. М.С. Гусериева

Структура сырьевой базы такова, что традиционный ввод месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в разработку при разбуривании обычными вертикальными скважинами (ВС) может быть экономически нецелесообразен, а иногда невозможен, вследствие чего значительный объем запасов окажется невовлеченным в промышленную разработку.

В этих условиях наиболее рациональное направление улучшения использования трудноизвлекаемых запасов – переход на принципиально новые системы разработки месторождений с применением многофункциональных скважин, работающие одновременно с разными объектами разработки для выполнения идентичных или различных целей, а также работающие с одним объектом для выполнения разных задач.

Ключевые слова: многофункциональная скважина, объект разработки, одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ), одновременно-раздельная закачка и добыча (ОРЗиД), внутрискважинная перекачка (ВСП), одновременно-раздельная закачка (ОРЗ), нефтеотдача, рентабельность эксплуатации.

THE USE OF MULTI-FUNCTIONAL WELLS TO INCREASE PROFITABILITY AND IMPROVE OPERATING PERFORMANCE DEVELOPMENT

A.M. Nasyrov, S.Y. Borhovich, O.N. Bardanova

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

The structure of the raw material base is such that traditional input of fields with low-permeability reservoirs in development may be economically impractical for drilling with conventional vertical wells (VW), and sometimes impossible, resulting in a significant amount of reserves would be uninvolved in industrial development.

Under these conditions, the most rational direction of improving the use of hard-extractive reserves is the transition to a fundamentally new mining system with multi-function wells working simultaneously with different development objects to perform the same or different purposes, as well as working with a single object to perform various tasks.

Keywords: multi-function well (MFW), the development object, dual completion (DC), Dual injection and extraction (DI&E), downhole pumping (DHP), Dual injection (DI), oil recovery, operating profitability.

В настоящее время большинство вновь вводимых месторождений имеет маломощные и малопродуктивные пласты. В этих условиях на первый план встает вопрос обеспечения высокой рентабельности эксплуатации скважин. Один из способов заключается в применении многофункциональных скважин. Под многофункциональными надо понимать скважины, работающие одновременно с разными объектами разработки для выполнения идентичных или различных целей, а также работающие с одним объектом для выполнения разных задач [1].

Основные практически используемые разновидности многофункциональных скважин в настоящее время следующие:

- одновременно-раздельная добыча из двух объектов разработки;
- одновременно-раздельная закачка в два объекта;
- одновременно-раздельная закачка и добыча в одной скважине;
- добыча нефти и внутрискважинная перекачка пластовой воды;
- добыча нефти и закачка барьерных жидкостей;
- добыча нефти и захоронение жидких отходов;
- добыча нефти и закачка вытесняющих агентов для повышения нефтеотдачи и т.д.

Кроме применения многофункциональных скважин классической конструкции предполагается также бурение специальных многофункциональных и многоствольных скважин. Так, например, имеются значительные сложности при разработке нефтяной оторочки Чаяндинского газового месторождения. В программе строительства и ввода в эксплуатацию объектов обустройства нефтяной оторочки ботуобинского горизонта Чаяндинского месторождения на период ОПР предложено строительство многофункциональных четырехствольных скважин для закачки азота и полимера для создания барьера и добычи нефти [2]. В данном случае имеет место, заранее запланированное целевое строительство многофункциональных скважин. В обычных условиях при бурении малопродуктивных пластов разных объектов разработки может быть предусмотрено увеличение диаметра скважин с целью применения ОРЭ, ОРЗид и других разновидностей многофункциональных скважин.

В настоящее время нефтедобывающие предприятия в большинстве случаев под многофункциональные скважины используют существующий старый фонд скважин, подбирая для этого соответствующее оборудование.

В области внедрения многофункциональных скважин наиболее успешные работы вели такие компании, как ОАО «Татнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Роснефть» [1].

В процесс разработки и внедрения технических средств для ОРЭ задействованы десятки машиностроительных, сервисных предприятий. Наибольший вклад в разработку и внедрение оборудования ОРЭ внесли СП «Барс», ООО «Техпроект», ООО НПФ «Пакер», ООО «Элкам», ОАО «Новомет» и другие. Только за последние 10 лет разработаны и внедрены в промышленных масштабах десятки модификаций насосного, пакерно-якорного оборудования и средств КИП и А. Накоплен опыт эксплуатации самых различных типов оборудования для ОРЭ. Опробованы и внедрены сотни новых, иногда уникальных, технических решений в стадии опытно-промышленных работ и уже применяемых технологий. Получено множество патентов на изобретения и на полезную модель.

Говоря о достигнутых успехах, следует обозначить и задачи, требующие решения по совершенствованию и развития технологии ОРЭ. Рассмотрим некоторые из них:

1. Технологически необходимая раздельная эксплуатация.

Этот вариант продиктован значительным различием условий эксплуатации двух объектов с разными свойствами нефти. Например, залежи башкирского яруса и девонского горизонта невозможно эксплуатировать одним насосом в оптимальном режиме. В данном случае требуется ОРЭ двумя насосами с раздельным учетом параметров. Одновременная эксплуатация двух насосов в одной скважине значительно сложнее и имеет невысокий уровень МРП. Здесь необходимо совершенствовать технику и технологию ОРЭ, поскольку достигнутая технология ОРЭ не всегда удовлетворяет поставленным задачам.

2. Раздельная эксплуатация, вызванная необходимостью раздельного замера и учета параметров эксплуатации скважин согласно требованиям правил разработки залежей нефти. Например, в залежи верейского и башкирского объектов, разница в глубинах которых всего в пределах 100-200м, свойства нефти идентичны. В данном случае залежи можно эксплуатировать одним насосом в режиме, близким к оптимальному. При этом требуется индивидуальный замер всех параметров работы пластов и обводненности продукции этих пластов по этой скважине согласно требованиям правил разработки. Для такого варианта необходимо применять высококачественные и надежные приборы замера дебита жидкости, обводненности продукции, забойного давления, которые удовлетворяют надзорные органы. Такой вариант значительно выгоднее нефтедобывающим предприятиям в экономическом и техническом плане. В этом варианте неоспоримое преимущество имеют аппаратно-измерительные комплексы типа «Спрут» и другие, которые значительно повысили ресурс работы, достоверность и надежность своих приборов.

3. Одновременно-раздельная закачка (ОРЗ).

В настоящее время ОРЗ пытаются организовать с одного водовода без дифференциации давления закачки. При этом по сути достигается только

ограничение закачки по высокопроницаемым пластам, а малопроницаемые пласты как не принимали так и не принимают закачиваемую воду, поскольку давление в линии практически не поднимается из-за распределения по всей системе нагнетания. Поэтому для эффективной ОРЗ необходимо применять гидротрансформаторы или повышающие насосы для дифференциации давления закачки по пластам. В данном вопросе пока существенных продвижений не видно.

4. Одновременно-раздельная закачка воды и добыча нефти в одной скважине. ОРЗид осуществляется сегодня по технологии спуска параллельно двух колонн НКТ и по технологии ООО «Техпроект», применяя коаксиальные НКТ. У каждого проекта есть свои преимущества и недостатки, обе технологии нуждаются в развитии и совершенствовании, поскольку система ОРЗид, на наш взгляд, имеет в перспективе более широкое применение, чем одновременная эксплуатация двух объектов разработки. При благоприятных условиях ее можно применять для увеличения нефтеотдачи пласта (рисунки 1, 2, 3).

*30-50% перфорированных пластов не принимают воду;
20-40% запасов не вовлечены в разработку*

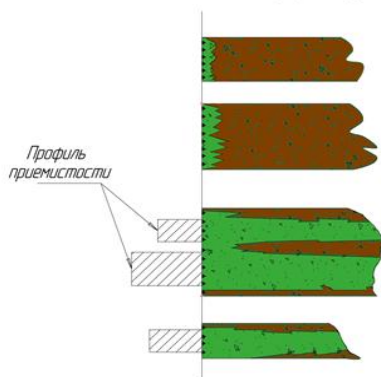


Рис. 1. Значительная часть пластов не принимают воду

5. Разукрупнение объектов разработки путем разделения пластов на отдельные пропластки (в зависимости от их проницаемости). Эта технология направлена на повышение охвата пластов процессом разработки и увеличение добычи, пока практически не применяется.

6. Повышение нефтеотдачи с помощью установки РЭ за счет продления рентабельной эксплуатации малорентабельных (низкодебитных, высокообводненных) пластов и за счет оптимизации процесса вытеснения нефти рабочей средой в неоднородных пластах.

7. Использование технологии и установки РЭ при разработке месторождений газогидратов для закачки теплоносителя (пара, горячей воды) через

одну колонну, а через другую колонну труб отбора углеводородного газа в непрерывном режиме или отбора в периодическом режиме. Такие технологии востребованы, однако применения не нашли.

Вовлечение в разработку неработающих пластов можно двумя путями (без остановки закачки в работающие пласты)

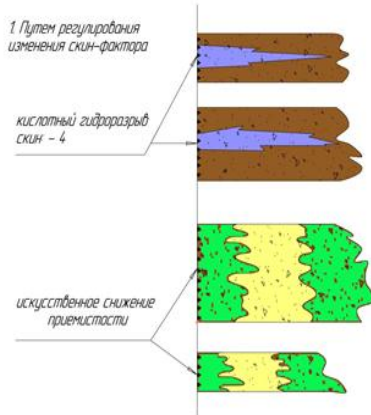


Рис. 2. Выравнивание проницаемости путем селективной изоляции одних и повышением проницаемости других пластов

2. Вовлечение в разработку путем ОРЗ и Д

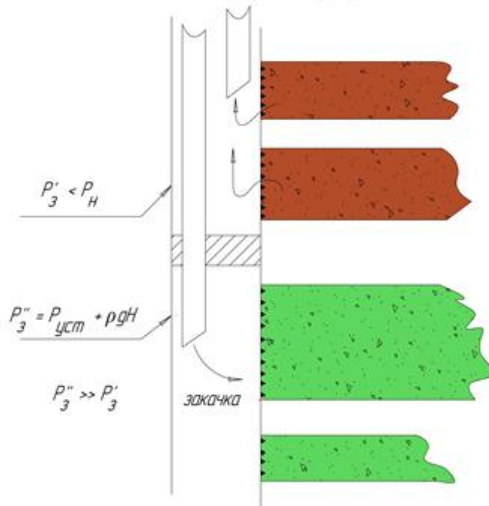


Рис. 3. Из неработающих пластов производится добыча нефти, не прекращая закачку в другие пласты

8. Использование оборудования для многофункциональных скважин для улучшения профиля приемистости и профиля отдачи многопластовых скважин.

Оборудование ОРЗид реально можно использовать для повышения коэффициента нефтеотдачи многопластовых объектов разработки. Если в разрезе объекта разработки несколько перфорированных пластов, а нагнетание воды ведется только в высокопроницаемые пласты, то малопроницаемые пласты остаются практически захороненными и не участвуют в разработке залежи нефти. Так например, на Гремихинском месторождении залежь А 4 (башкирский ярус) имеет по разрезу до 7 пластов, а закачка ведется десятки лет в среднем в 3-4 пласта. Неработающие пласты предлагается перевести в добычу (после предварительного испытания), не прекращая закачку воды в прежние пласты. Эта технология даст повышение КИН и рентабельности эксплуатации скважин.

Реальным направлением развития технологий многофункциональности скважин является применение колтюбинговых технологий, применение струйных и гидропоршневых насосов, которые пока не нашли широкого применения для указанных целей и задач.

Для придания скважинам многофункциональности важнейшее значение имеет грамотно разработанная технология и удачные конструкции оборудования.

Критерием разработки оборудования многофункциональных скважин должны быть:

- удобство и безопасность для обслуживающего персонала;
- простота конструкции и надежность оборудования;
- учет температурных и нагрузочных деформаций элементов оборудования;
- адаптация к местным климатическим и геолого-техническим условиям;
- малое энергопотребление и экологическая безопасность;
- устойчивость к осложнениям;
- эргономичность конструкции.

Опыт внедрения новых сложных технологий показывает, что удачные конструкции разрабатываются при совместной работе высококвалифицированных технологов по добыче нефти и грамотных машиностроителей. Уместно подчеркнуть, что предприятия - разработчики новых технологий, а это, в основном, малые предприятия, практически никаких финансовых льгот и субсидий не имеют, действуют на свой страх и риск, хотя разработка и внедрение новых технологий сопряжена с очень высоким уровнем риска. Все же должны быть какие-то льготы или поощрения внедряющим новую технику предприятиям.

Выводы

1. Низкая продуктивность вновь вводимых залежей нефти и малая рентабельность месторождений на поздней стадии разработки предполагает применение все большего числа многофункциональных скважин.

2. Имеется необходимость совершенствования существующего оборудования и измерительных систем для ОРЭ, ОРЗид и других видов многофункциональных скважин.

3. Оборудование и технологию для ОРЭ, ОРЗид, ВСП (внутрискважинная перекачка) и других можно применить не только для повышения рентабельности эксплуатации скважин, но и для повышения нефтеотдачи.

Список литературы

1. Аржанов А.Ф. Строительство скважин многофункционального назначения (теория, практика, проектные решения)./Диссертация на соискание ученой степени доктора наук. Тюмень – 2006.
2. А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова, Н.Ю. Канунникова, О.А. Саприна Определение местоположения в разрезах скважин Чайндинского месторождения границ хамакинского продуктивного горизонта.: сборник трудов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – С. 39.

Борхович Сергей Юрьевич, кандидат технических наук, заведующий кафедрой, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт Нефти и Газа им. М.С. Гутериева, г. Ижевск, Российская Федерация, (426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Насыров Аmdах Мустафаевич, кандидат технических наук, доцент Заслуженный изобретатель УР, e-mail: Amdakh-Nasyrov@rambler.ru

Барданова Ольга Николаевна, инженер Отдела фундаментальных и прикладных исследований, ФГБОУ ВО «УдГУ», Институт нефти и газа им. М.С. Гутериева, (426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1, e-mail: bardanova_on@udsu.ru)

Borkovich Sergey Yuryevich, candidate of technical Sciences, head of ka-vedrai, of the "Udmurt state University" Institute of Oil and Gas. M. S. Gutseriev, Izhevsk, Russian Federation, (426034, Izhevsk, Universitetskaya St. 1, e-mail: SYBorhovich@udsu.ru)

Nasyrov Amdah Mustafaevich, candidate of technical Sciences, associate Professor Honored inventor UR, e-mail: Amdakh-Nasyrov@rambler.ru

Bardanova Olga Nikolaevna, engineer of the Department of fundamental and applied research, of the "Udmurt state University" Institute of oil and gas. M. S. Gutseriev, (426034, Izhevsk, Universitetskaya St.1, e-mail: bardanova_on@udsu.ru)

ЛОГИКО-СЕМАНТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАСПОЗНАВАНИЯ И РАСЧЕТА РИСКОВ

Сметанин Ю.М., Сметанина Л.П.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

Рассматриваются три задачи. Задача расчета надежности структурно сложных систем [3] в нефтегазовой и энергетической отраслях. Классическая задача распознавания [4]. Задача диагностики [11], инвариантная для медицины, геологоразведки и других слабоструктурированных областей деятельности. В данной работе для решения этих задач используется новая модель на основе алгебраической системы с невырожденной булевой алгеброй, она является базой для непарадоксальной пропозициональной логики, являющейся развитием логики классов Порецкого П.С. [5]. Показано преимущество используемой логико-семантической модели.

Ключевые слова: задачи распознавания, расчет рисков в структурно сложных системах.

LOGICO-SEMANTIC MODEL FOR SOLVING PROBLEMS OF PATTERN RECOGNITION AND CALCULATION OF RISKS

Smetanin Yu. M., Smetanina L. P.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

We consider three tasks. First, the problem of calculation of reliability of structural-complex systems [3] in the petroleum and energy industries. Secondly, a classic problem of pattern recognition [4]. Thirdly, the task of diagnosis [11], which is invariant for medicine, geological exploration and other semi-structured activity areas. In this paper, to solve these problems we use a new model based on algebraic system with non-degenerate Boolean algebra. This model is the basis for non-paradoxical propositional logic, and also the logic of classes of Poretskii P.S. [5]. The advantage of used logical-semantic model is shown.

Keywords: recognition tasks, the calculation of risks in structurally complex systems.

Введение

Распознавание—это разнесение объектов исследуемого множества U , описанных n -мерными векторами значений свойств $\tilde{X}_n = \langle X_1, X_2, \dots, X_n \rangle$ по образам $A_m = \langle A_1, A_2, \dots, A_m \rangle$ при условии, что задано конечное число примеров такого разнесения или

материал обучения. Множество свойств измеряется, как правило, в различных шкалах. Для задач геологоразведки и прогнозирования наличия и свойств месторождения целесообразно использовать следующую классификацию признаков [1, 2]. Среди свойств (признаков) выделяют косвенные и прямые по затратам на наблюдение и квалификации ЛПП. Косвенные свойства характеризуются невысокими затратами на наблюдение (измерение) и не требуют высокой квалификации исполнителей. Все остальные свойства считаются прямыми. По характеру определения значений свойства $\tilde{N}_n = \langle N_1, N_2, \dots, N_n \rangle$ объектов из U делятся на объективные и субъективные.

Прямые объективные свойства объектов a из A называются задающими образы, косвенные объективные свойства объектов называются распознающими образы, а все субъективные свойства — представляющими образы.

Будем говорить о проблеме предсказания (выявления возможности), когда речь идет об определении значений прямых свойств объектов a из U через их косвенные свойства. Если при этом важным является экономия времени, говорят о прогнозе, когда важным является экономия средств — о диагнозе. Диагноз называют слабым, если прямые свойства объектов измеряются в шкалах наименования или порядка. Если при этом отсутствует готовая форма математической модели, связывающая прямые и косвенные свойства объектов и нет возможности получить ее за счет дедуктивного вывода, говорят о распознавании вообще. Если при этом прямые свойства объектов являются объективными, то говорят о распознавании.

В науках о Земле распознавание понимается как определение прямых свойств из $\tilde{N}_n = \langle N_1, N_2, \dots, N_n \rangle$ для объекта e из U через его косвенные свойства в фиксированный момент времени. Прямые и косвенные свойства определяются объективно, отсутствуют связывающая их математическая модель, имеется исходный эмпирический материал и общие априорные представления о характере математической модели.

При этом распознавание превращается в сложный творческий процесс. Проводится в целях совершенствования теоретических и эмпирических средств оперирования с объектами для установления прямых свойств и объяснения связи прямых и косвенных свойств.

Весьма продуктивным, при этом, является использование логики — семантических моделей. Например, в начале 70-х годов А.А. Трофимук, В.С. Вышемирский и А.Н. Дмитриев показали эффективность логики-дискретных методов и на глобальном материале разработали методы прогноза гигантских месторождений нефти. Ряд их прогнозов по Западной и Восточной Сибири получил убедительное подтверждение.

Предлагаемая в данной работе логико-семантическая модель, использующая невырожденную булеву алгебру, позволяет более эффективно решать задачи прогноза и диагностики, а также расчета рисков.

1. Используемая логико-семантическая модель, определения и обозначения

Рассмотрим конъюнкции, составленные из базовых суждений (конъюнктов) из $NOB_S = \langle A(X, Y), Eq(X, Y), IO(X, Y), X \subset U, X = U \rangle$, где U – универсум, $X \cdot Y'$ – пересечение X и дополнения Y до универсума. Вместо X и Y можно подставить ППФ $F_1(\tilde{X}_n), F_2(\tilde{X}_n)$ алгебры множеств, составленных посредством операций объединения (+), пересечения (\cdot) и дополнения до универсума.

$$A(X, Y) \equiv (X \subset Y) \cdot (X \subset U) \cdot (X' \subset U) \cdot (Y \subset U) \cdot (Y' \subset U)$$

$$Eq(X, Y) \equiv (X = Y) \cdot (X \subset U) \cdot (X' \subset U) \cdot (Y \subset U) \cdot (Y' \subset U); \quad (1)$$

$$IO(X, Y) \equiv (X \cdot Y \subset U) \cdot (X \cdot Y' \subset U) \cdot (X' \cdot Y \subset U) \cdot (X' \cdot Y' \subset U).$$

В тождествах (1) Знаки $\langle +, \cdot, ' \rangle$ для множеств - это операции алгебры множеств, для суждений — операции дизъюнкции, конъюнкции и отрицания. Из базовых конъюнкций можно составить конъюнктивные формулы, например,

$$G_5(X, Y) = (X \subset U) \cdot (X' \subset U) \cdot (Y = U) \quad (2)$$

Неконъюнктивные формулы могут быть приведены к дизъюнкции конъюнктивных. Далее рассматриваются конъюнктивные формулы.

Область интерпретации формул построим из образов n -арных модельных схем [1] вида $M_S = \langle \Omega, \aleph_1, \aleph_2, \dots, \aleph_n \rangle$, где Ω – универсум, $\aleph_i \subseteq \Omega$, $\tilde{\aleph}_n = \langle \aleph_1, \aleph_2, \dots, \aleph_n \rangle$. Здесь подмножества универсума $\tilde{\aleph}_n$ обозначают одновременно и свойства объектов распознавания. Графически модельную схему (отношение) можно изобразить диаграммой Венна. Число таких схем не более $2^{(2^n)} - 1$. Модельная схема определяется множеством ее непустых конституент, которое назовем **характеристическим**. Бинарные схемы обозначим $G_1(\aleph_1, \aleph_2), \dots, G_{15}(\aleph_1, \aleph_2)$. Для них по единицам в двоичном изображении номерам схемы восстанавливаются номера конституент, которые являются непустыми в данной схеме, и сама схема. Например, для G_{15} ,

$$15_{(10)} = 1111_{(2)},$$

поэтому

$$\aleph_1 \cdot \aleph_2 \neq \emptyset, \aleph_1 \cdot \aleph_2' \neq \emptyset, \aleph_1' \cdot \aleph_2 \neq \emptyset, \aleph_1' \cdot \aleph_2' \neq \emptyset \quad \text{и}$$

$G_{15} = IO(\aleph_1, \aleph_2)$. В схемах $G_1, G_2, G_3, G_4, G_5, G_{81}, G_{10}, G_{12}$ одно или оба модельных множеств либо совпадают с универсумом, либо пустые. В остальных схемах модельные множества не пусты и не универсальны. При этом $G_9 = Eq(\aleph_1, \aleph_2)$ и $G_{13} = A(\aleph_1, \aleph_2)$. Однооднозначно сопоставим характеристическому множеству n -арной модельной схемы и самой модельной схеме универсум U и кортеж $\langle U, X_1, X_2, \dots, X_n \rangle$ в котором все множества называются конституентными и составлены из номеров непустых конституент (смотри Рисунок 2). А-онтология

$$I_{M_5} = \langle U = \{0, 1, 2, 3, 4, 6\}, X_1 = \{4, 6\}, X_2 = \{2, 3, 6\}, X_3 = \{1, 3\} \rangle, \quad \text{поэтому}$$

$$M_5 = \left\langle \Omega = \bigcup_{i \in \{0, 1, 2, 3, 4, 6\}} K(i), \aleph_1 = \bigcup_{i \in \{4, 6\}} K(i), \aleph_2 = \bigcup_{i \in \{2, 3, 6\}} K(i), \aleph_3 = \bigcup_{i \in \{1, 3\}} K(i) \right\rangle, \quad \text{где}$$

$K(i)$ -конституента с номером i . Например, $K(4) = \aleph_1 \cdot \aleph_2' \cdot \aleph_3'$; $4_{(10)} = 100_2$.

А-онтология $I = \langle U, X_1, X_2, \dots, X_n \rangle$ называется канонической, если $U = \{0, 1, \dots, 2^n - 1\}$. То есть все конституенты соответствующей ей модельной схемы не пусты. Будем называть его алгебраической онтологией (А-онтологией) (см. рисунок 2).

При логико-семантическом моделировании объект моделирования можно условно отождествить с его описанием, заменяя его присущей ему комбинацией выявленных признаков, релевантных целям моделирования. Можно считать, что семейство существенных с точки зрения достижения целей признаков имеют такие же обозначения (имена), как конституентные множества X_i . При этом экземпляры изучаемого объекта не различимы, если являются элементами одной конституенты.

Таким образом, мы имеем модель исследуемого объекта в виде алгебраической системы (АС) (1)

$$\langle B(\tilde{X}_n), W_F, W_R \rangle, \quad (3)$$

где $W_F = \{+, \cdot, '\}$, $W_R = \{=, \subset, \overline{}, i=1, n\}$, $\tilde{X}_n = \{X_1, X_2, \dots, X_i\}$. Операции из W_F есть операции пересечения объединения и дополнения до универсума множеств X_i . Основа АС (1)— $B(\tilde{X}_n)$ есть множество, составленное из

элементов, которые являются всевозможными подмножествами, включая пустое и универсум U , которые можно получить из множеств семейства X_i . Основа (3), так же, как модельная схема, может быть задана указанием характеристического множества и А-онтологии.

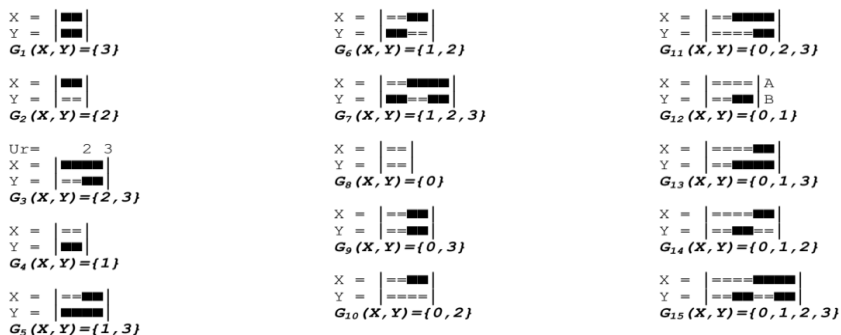


Рис. 1. Модельные схемы в виде А-онтологий

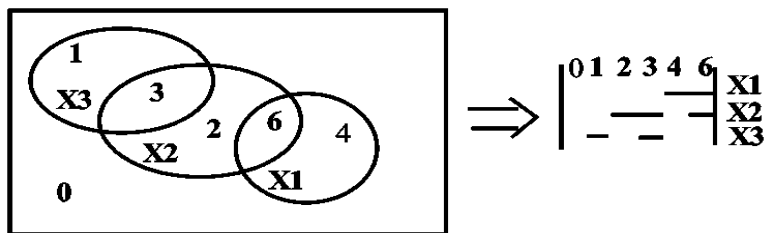


Рис. 2. Переход от модельной схемы (диаграммы Венна) к А-онтологии

$$I_{M_S}$$

В работах [10], [13], [14] построено исчисление конституентных множеств, теоремы позволяют алгоритмически сопоставить конъюнктивной формуле максимальную по составу непустых конститuent А-онтологию.

2. Решение вероятностных задач с моделью вероятностного пространства в виде А-онтологии.

Рассмотрим задачу расчета безотказной работы структурно сложной системы (ССС), которая решается в логико-вероятностном исчислении (ЛВИ) Рябинина И. А. Предлагаемая методика [12] является, по сути, развитием ЛВИ на случай систем зависимых случайных событий (немонотонных ФАЛ в общепринятой терминологии). Трудности совмещения понятия логика и ве-

роятность происходят от того, что классический, восходящий к Порецкому П.С., подход к исчислению вероятностей случайных событий использует невырожденную булеву алгебру на основе множеств, а инженерный подход школы ЛВИ и подход искусственного интеллекта, использует вырожденную булеву алгебру на основе индикаторов случайных событий — менее адекватную модель для описания вероятностного пространства. Предлагаемая методика расчета вероятностей основана на построении модели вероятностного пространства, в котором случайные события трактуются как подмножества универсума и могут быть построены как объединение попарно несовместимых случайных событий, вероятности которых можно определить из исходных данных задачи.

Рассмотрим задачу определения вероятностей состояний системы, в которой имеются два дублирующих генератора электроэнергии. Их безотказная работа обусловлена надежностью и поражающим фактором (аварией на месторождении), который может на них воздействовать с некоторой вероятностью. Построим вероятностное пространство, моделирующее различные состояния системы.

Обозначим через X_1, X_2 случайные события (с.) заключающиеся в штатном функционировании энергоблоков 1 и 2 без учета поражающего фактора, X_3 — с.с. обозначающее воздействие поражающего фактора X_5, X_4 — с.с., заключающиеся в выходе из строя первого и второго энергоблока под воздействием поражающего фактора. В задаче вероятности $r1 = P(X_1), r2 = P(X_2), r3 = P(X_3), r4 = P(X_4), r5 = P(X_5)$ получены на основе экспертных оценок и статистических данных. Рассмотрим логическое описание задачи посредством утверждений из NOB_S . С.с.

X_5 влечет с.с. X_1' , с.с. X_4 влечет X_2' , с.с. $X_5 + X_4$ влечет с.с. X_3 . Таким образом, вероятностное пространство задачи описывается конъюнкцией $(X_5 \subset X_1') \cdot (X_4 \subset X_2') \cdot (X_4 + X_5 \subset X_3)$

Или, с учетом, того, что все события являются возможными,

$$A(X_5, X_1') \cdot A(X_4, X_2') \cdot A(X_4 + X_5, X_3)$$

Построенная по этой формуле А-онтология показана на Рисунке 3.

Пусть требуется определить вероятность безотказной работы системы энергоснабжения $P(X_1 + X_2)$ и вероятность случайного события D :

$$P(D) = P(X_1' \cdot X_2' \cdot X_3 \cdot X_4' \cdot X_5 + X_1' \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot X_4' \cdot X_5') = P[5] + P[12].$$

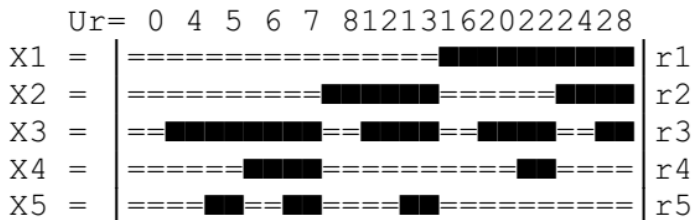


Рис. 3. Модель вероятностного пространства задачи

Трудность ответа на второй вопрос задачи заключается в том, что система образующих вероятностное пространство с.с. является зависимой в совокупности. При этом имеются подсистемы независимых в совокупности с.с. это $X_1, X_2, X_3, X_1, X_2, X_2, X_3, X_1, X_3, X_1, X_4, X_2, X_5, X_4, X_5$. Вероятности элементарных (неделимых) с.с. в этих подсистемах вычисляются на основании теоремы о вероятности произведения независимых в совокупности с.с. Вероятности элементарных с.с. в системах, составленных из пар зависимых образующих с.с. рассчитываются на основании Рисунка 1, в котором показаны все возможные комбинации зависимых с.с., в качестве которых выступают модельные схемы

$G_6(X, Y), G_7(X, Y), G_9(X, Y), G_{11}(X, Y), G_{13}(X, Y), G_{14}(X, Y)$. Например для отношения $G_{14}(X, Y)$

$$P(X \cdot Y) = 0; P(X' \cdot Y) = P(Y); P(X \cdot Y') = P(X), P(Y); P(X' \cdot Y') = 1 - P(X) - P(Y); \text{ и для } G_7(X, Y):$$

$P(X \cdot Y) = P(X) + P(Y) - 1; P(X' \cdot Y) = 1 - P(X); P(X \cdot Y') = P(Y); P(Y), P(X' \cdot Y') = 0;$ С учетом вышесказанного ответ на первый вопрос тривиален $P(X_1 + X_2) = r1 + r2 - r1 \cdot r2$. Ответ на второй вопрос получается, по сути, логическим выводом, один из вариантов которого состоит из 49 шагов. При этом из вероятностей одних с.с. с учетом бинарных следствий из модели вероятностного пространства получаются вероятности всех элементарных с.с. (конституент).

$$P(0) = (1 - r1)(1 - r2)(1 - r3); P(4) = (1 - r1)(1 - r2)r3 - (1 - r1)r4 - r5(1 - r2 - r4);$$

$$P(5) = r5(1 - r2 - r4); P(6) = r4(1 - r1 - r5); P(7) = r4r5; P(8) = (1 - r1)r2(1 - r3);$$

$$P(12) = (1 - r1)r2r3 - r2r5; P(13) = r2r5; P(16) = r1(1 - r2)(1 - r3);$$

$$P(20) = r1(r3 - r2r3 - r4); P(22) = r1r4; P(24) = r1r2(1 - r3); P(28) = r1r2r3;$$

Естественно, что сумма вероятностей элементарных с.с. равна 1. Кроме этого, следует отметить, что вероятности каждого элементарного с.с. строго больше нуля. Это обстоятельство делает невозможным «назначение» вероятностей r_1, r_2, r_3, r_4, r_5 независимо друг друга. Область допустимых сочетаний их значений выглядит для данной задачи следующим образом.

$$G : \begin{cases} 1. r_3 - r_4 > 0; & 2. r_3 - r_5 > 0; & 3. r_3 - r_2 r_3 - r_4 > 0; \\ 4. r_3 - r_1 r_3 - r_5 > 0; & 5. 1 - r_1 - r_5 > 0; & 6. 1 - r_2 - r_4 > 0; \\ 7. (1 - r_1)(1 - r_2)r_3 - (1 - r_1)r_4 - r_5(1 - r_2 - r_4) > 0. \end{cases}$$

Таким образом, ответ на второй вопрос задачи получен в виде $P(D) + P[5] + P[12] = r_5(1 - r_2 - r_4) + (1 - r_1)r_2 r_3 - r_2 r_5$;

Отметим, что классическое ЛВИ не может в общем случае решать задачи расчета вероятностей для системы зависимых в совокупности образующих с.с.

3. Решение задачи распознавания

Рассмотрим классическую постановку задачи распознавания [4 с. 20-50, 62-66], выделив некоторый целевой двузначный прямой признак и считая, что при наблюдении новых объектов экспериментально определяются значения всех признаков, кроме этого целевого. Значение последнего требуется вычислить по решающему правилу, которое предварительно надо построить, исходя из заданной системы закономерностей.

Представим себе фантастическую ситуацию. На некоторую отдаленную планету заброшен робот. Занимаясь различными полезными делами, он должен сам добывать себе пищу, питаясь встречающимися на планете растениями. Однако не все из них съедобны. Робот снабжен системой датчиков — измерительных устройств, с помощью которых можно определить, обладает ли конкретное растение следующими косвенными признаками:

a — электрически заряжено, b — издает острый запах, c — звучит, d — ветвится, e — светится в темноте. Однако больше всего робота интересует прямой признак f — съедобно, непосредственно не измеряемый: только «съем» растение, робот может через некоторое время выяснить, пошло ли оно ему на пользу.

На измерение каждого признака приходится затрачивать определенные усилия. Наша задача — помочь роботу, выработав для него разумную стратегию поиска съедобных растений. Естественно, это можно сделать только на основе достоверной информации о том, какие растения произрастают на планете.

Допустим, что планета была исследована ранее и установлено, какие именно комбинации перечисленных признаков могут встречаться там у рас-

Таблица 1. А-онтология, с допустимыми сочетаниями признаков, выявленных экспериментально

<i>N</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f</i>	n_{10}	n_{10}^5
1	1	1	0	0	0	1	49	24
2	0	1	1	1	0	0	28	14
3	0	0	0	0	1	0	2	1
4	1	0	1	1	1	1	47	23
5	0	1	0	0	0	0	16	8
6	1	1	1	1	0	1	61	30
7	1	1	1	1	1	0	62	31
8	0	1	1	1	1	0	30	15
9	1	0	1	1	0	1	45	22
10	1	0	0	0	0	1	33	16
11	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	1	0	1	0	10	5
13	1	1	0	1	0	1	53	26
14	0	1	0	1	0	0	20	10
15	1	0	1	0	0	0	40	20
16	0	0	1	0	0	0	8	4
17	0	1	1	0	1	0	26	13
18	1	1	1	0	0	1	57	28
19	0	1	1	0	0	0	24	12
20	0	0	0	1	0	0	4	2
21	1	0	0	1	1	1	39	19
22	1	1	1	1	1	1	63	31
23	0	0	0	1	1	0	6	3

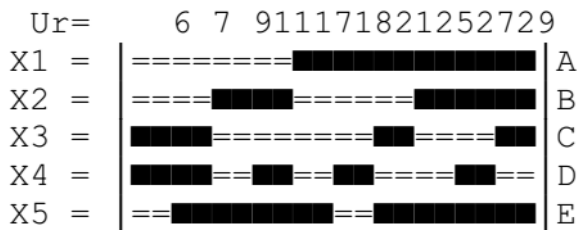


Рис. 6. Графическое изображение запрещенных комбинаций пяти признаков

Решение.

Из А- онтологии на Рисунке 1 получаем:

1. Если пять первых признака образуют наборы с номерами из множества $M_2 = \{0, 1, 2, 3, 4, 5, 8, 10, 12, 13, 14, 15, 20\}$, то объект, обладающий эти свойством не съедобен;
2. Если значение пяти первых признаков образует наборы с номерами из множества $M_1 = \{16, 19, 20, 22, 23, 24, 26, 28, 30\}$, то объект обладающий таким составом первых четырех признаков съедобен;
3. Если объект имеет набор первых пяти признаков с номером из множества $M_3 = \{31\}$, то этот объект может быть как съедобным, так и несъедобным и для распознавания требуются дополнительные признаки.

Таблица 2 Таблица-решений для робота, NKP —номер сочетания значений признаков

	R_1	R_2	R_3	R_4
$NKP \in$	M_1	M_2	M_3	M_4
Решение	Съедобно	Не съедобно	Может быть съедобно	Не исследовано

$M_4 = \{6, 7, 9, 11, 17, 18, 21, 25, 27, 28\}$ указывает на множество запрещенных комбинаций.

В работе [4] вместо разрешающей процедуры приводится только эвристический алгоритм и описана лишь область запретных комбинаций (смотри Рисунки 5 и 6) в виде формулы булевой алгебры логики. Отметим также, что в предлагаемом нами решении формирование решающих правил произведено на языке таблиц-решений [5,6,7].

4. Задача диагностики

Рассмотрим пример постановки задачи инвариантной для геологоразведки, медицины и менеджмента на примере построения логико-возможностной модели прогноза наличия полезных ископаемых на данном объекте местности.

Пусть имеются знания о связи трех прямых признаков (наличия залежей трех видов полезных ископаемых – D_1, D_2, D_3 .) и косвенных значимых признаков объекта, по которым осуществляется прогноз. Так как в данном случае важна экономия ресурсов, то решается задача диагностики. Обозначим эти признаки, которые выделены в геологоразведке, через S_k , $k = 1..4$. Знания о причинно-следственных связях признаков выражены в виде четырех суждений из NOB_S .

$A(D_1, S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \cdot S_4), A(D_2, S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \cdot S_4), A(D_3, S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \cdot S_4), Eq(S_1 \cdot S_2 \cdot S_3, U)$ (4) Первые три означают, что прямые свойства — D_1, D_2, D_3 влекут наличие комплекса косвенных свойств $S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \cdot S_4$, $S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \cdot S_4$ и $S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \cdot S_4$ соответственно. Последнее суждение обозначает тот факт, что все рассматриваемые местности обладают набором признаков $S_1 \cdot S_2 \cdot S_3$. Таким образом, мы по необходимым условиям (комплексам косвенных признаков) пытаемся судить о возможности наличия прямых свойств D_1, D_2, D_3 — достаточных признаков. Очевидно, что наличие причинно-следственной связи между прямым признаком и комплексом косвенных не гарантирует обратное, что наличие данного комплекса косвенных влечет наличие прямого признака. Речь может идти об обосновании возможности этого.

Поэтому задача диагностики сводится к логическому обоснованию прогноза, который можно сделать относительно наличия (отсутствия) полезных ископаемых D_1, D_2, D_3 в данном объекте геологических изысканий.

Традиционная логика предлагает высказать предположение, а потом его доказать с помощью логического вывода, что безусловно не приемлемо. Так как в данном случае нужно, по сути, вывести из следствия причину. Вероятностная интерпретация задачи невозможна, вследствие невозможности повторения испытания в одинаковых условиях. Поэтому можно лишь оценить возможность наличия D_1, D_2, D_3 по результатам сбора информации о косвенных признаках S_1, S_2, S_3, S_4 на предыдущих этапах деятельности.

Например, извитые неровные деревья свидетельствуют о возможности (не стопроцентной) выхода наружу газа радона.

Рассмотрим визуально представленный комплекс суждений (4), полученный с помощью алгоритма перевода конъюнктивной формулы из суждений NOB_S (4) в А-онтологию. Этот алгоритм разработан в работах [10], [11], [13], [14] и позволяет легко справиться с данной задачей без применения классического логического вывода. На Рисунке 7 показана линейная диаграмма, иллюстрирующая непротиворечивость (выполнимость) суждений (4), смотри А-онтологию с номером 1.

Графическое отображение А-онтологии — наглядная основа для логического анализа конкретной ситуации типа связей между прямыми и косвенными признаками. Каждый занумерованный элемент универсума моделирует класс объектов изысканий с присущими (неприсущими) им прямыми и косвенными признаками, причем все они удовлетворяют условию выражающемуся суждением $Eq(S_1 S_2 S_3', U)$ из комплекса суждений (4).

Для прогноза используется полученное из теории и практики, знание о том, что возможность залегания D_1, D_2, D_3 , во вне, в доступном для восприятия и измерения виде, проявляются в виде комплексов признаков $S_1 \cdot S_2' \cdot S_3 \cdot S_4'$, $S_1 \cdot S_2 \cdot S_3' \cdot S_4$ и $S_1 \cdot S_2 \cdot S_3' \cdot S_4'$ смотри (4). По диаграмме мы легко можем вывести следствие о том, что рассматриваемый объект местности не может содержать ископаемые D_1 , так как этого нигде практически не реализовывалось при выполнении утверждений (4). Кроме того, для D_1 безразлично наличие или отсутствие признака S_4 , то есть этот косвенный признак для него не является значимым. Это результат для D_1 изображен на диаграмме в виде пустого множества знаками (\equiv), это означает, что при данном сочетании комплекса логических условий, залежи D_1 не реализуются. Но мы не можем этого сказать о D_2 и D_3 , некоторые субъекты из универсума с логическим отношением между свойствами изображенном А-онтологией 1 на Рисунке 7 могут их содержать, а могут и не содержать. Единственно, что мы определенно можем добавить к выводу относительно D_1 это то, что любой объект из универсума, обладающего свойствами (4) не может содержать D_2 и D_3 одновременно. Он может содержать D_2 либо D_3 . Пусть в результате дополнительных исследований мы установили, что класс объектов местности удовлетворяющий (4) содержит только один или

оба из двух перечисленных ископаемых. Поэтому к комплексу (4) добавляется истинное суждение $Eq(D_2 + D_3, U)$, тогда мы можем вывести, из новой А-онтологии с номером 2 изображенной на Рисунке 7 следующее заключение: «объект содержит ископаемое т D_2 , **либо** D_3 , но не оба вместе». Диаграмма 2 на рисунке 7 не оставляет в этом сомнений. Однако глядя на эту диаграмму можно сделать и более радикальные выводы.



Рис. 7. Визуализация конъюнкции суждений (3) и комплекса (3) с добавленным суждением $Eq(D_2 + D_3, U)$.

Если наряду с наличием признаков S_1, S_2 и отсутствием S_3 объект обладает признаком S_4 , то от него следует ожидать неудовлетворительного результата D_2 , если признаком S_4 он не обладает, то результата D_3 на нем не получить. Поэтому остается проверить, у испытуемого на надежность субъекта, наличие или отсутствие признака S_4 .

Таким образом, для задачи диагностики, которая является инвариантной как в технических, так и в гуманитарных приложениях [11] показана принципиальная возможность создания логико-возможностной модели анализа и прогноза риска неуспеха управления.

Заключение

Языковая форма выражения явлений причинно – следственных отношений в окружающем мире, несмотря на то, что все частные отрасли науки развивают свой понятийно - терминологический аппарат должна быть представлена категориями общими для всех частных специалистов, такой аппарат предоставляет теория управления и логика. Этот аппарат может служить средством междисциплинарного общения специалистов разных частных областей деятельности. В работе этот подход иллюстрируется решением задач,

которые имеют смысл не только в нефтегазовой отрасли, геологоразведке, менеджменте, но и в медицине, криминалистике, политике и прочих областях.

Список литературы

1. Воронин Ю.А., Еганов Э.А., Усманов Ф.А. О типизации геологических задач в связи с применением математических методов и ЭВМ. В кн.: Применение математических методов и ЭВМ при решении типовых геологических задач. — Новосибирск, 1976, с. 108-129.
2. Воронин Ю.А. Теория классифицирования и ее приложения.— Новосибирск.: Наука, 1985 . —230 с.
3. Рябинин И. А. Надежность и безопасность структурно-сложных систем. — СПб. Политехника, 2000.— 248 с.
4. Закревский А.Д. Логика распознавания.— Мн.: Наука и техника, 1988.— 118 с.
5. Порецкий П., С. О способах решения логических равенств и об одном обратном способе математической логики. // Собрание протоколов заседаний секции физико-математических наук общества естествоиспытателей при Казанском университете. — т. 2. — XXIV. —Казань,1884. —170.с (отдельный оттиск).
6. Бочаров В. А., Маркин В. И. Силлогистические теории. — М.: Прогресс-Традиция, 2010. — 336 с.
7. Сметанин Ю. М. Таблицы решений как частный случай продукционных систем и их применение для фиксации принципа действия и ООД при обучении экономистов // Вестник Удмуртского университета. Сер. Экономика и право. —2009. — Вып 1. —С.85--96.
8. Сметанин Ю. М., Волков А. Я., Агеев В. Г. Методика формирования алгоритмизированных умений в системе профессионального обучения специалистов нефтяного профиля // Вестник Удмуртского университета. Ижевск . — 1995. —Вып. 4— С. 113-120.
9. Сметанин Ю. М., Сметанина Е. Ю., Бусоргин А. В. Таблицы решений и автоматное моделирование бизнес-процессов // Вестник Удмуртского университета. Сер. Экономика и право. — 2009. — Вып. 2. — С. 126-143.
10. Сметанин Ю. ,М. Алгоритм решения полисиллогизмов в ортогональном базисе посредством исчисления конституентных множеств // Вестник Удмуртского университета. Математика. Механика. Компьютерные науки. — 2010. — Вып. 4. — С. 172-185.
11. Сметанин Ю.М., Сметанин М.Ю. Медицинская диагностика и ортогональный базис силлогистики. // OSTIS 2012, материалы второй международной конференции «Открытые семантические технологии проектирования интеллектуальных систем», Минск. — 2012. — С. 289-296.

12. Сметанин Ю. М. Расчет рисков для зависимых в совокупности случайных событий. Тезисы доклада Международного экономического симпозиума-2015, СПб. 2015.
13. Сметанин Ю. М. Многозначная пропозициональная логика с непарадоксальным логическим следованием.// Девятые Смирновские чтения по логике: материалы Международной научной конференции., Москва, 19-21 июня 2013 г.— М.: Современные тетради. — 2013. — 160с. — ISBN 978-5-88289-414-5. С. 73-76
14. Сметанин Ю. М. Непарадоксальное логическое следование и проблема решения МЛ-уравнений. Программные системы: теория и приложения, 2016, 7:1(28), с. 99–115. URL: http://psta.psir.ru/read/psta2016_1_99-115.pdf

Сметанин Юрий Михайлович,
К.ф.м.н., доцент кафедры математического анализа
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская , 1 (корп. 1)
E-mail: gms1234gms@rambler.ru

Сметанина Людмила Петровна
К.т.н., доцент кафедры математического анализа
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская , 1 (корп. 1)
E-mail: mgs1234mgs@rambler.ru

Smetanin Yury Mikhailovich,
K.f.m.n., associate Professor, Department of mathematical analysis
Of the "Udmurt state University"
426034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya str., 1 (Bldg. 1)
E-mail: gms1234gms@rambler.ru
Smetanina Lyudmila Petrovna
K. t.n., associate Professor, Department of mathematical analysis
Of the "Udmurt state University"
426034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya str., 1 (Bldg. 1)
E-mail: mgs1234mgs@rambler.ru

**ЭФФЕКТИВНОЕ ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ЗА
СЧЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ НА
СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МЕЛКИХ КАРБОНАТНЫХ ЗАЛЕЖАХ
НЕФТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

Хуснутдинова Р.М.

ПАО «Татнефть»

Андреев В.Е.

Институт нефтегазовых технологий и новых материалов АН РБ

Хузин Р.Р., Салихов Д.А.

ООО «Карбон-Ойл»

Сделано обоснование необходимости внутрискважинной перекачки при организации поддержания пластового давления в условиях отсутствия соответствующей инфраструктуры на мелких месторождениях нефти. Приведены результаты внедрения внутрискважинной перекачки для поддержания давления на Некрасовском месторождении. Предложены направления работы по увеличению энергоэффективности, экономичности и экологической безопасности эксплуатации мелких залежей нефти.

Ключевые слова: Внутрискважинная перекачка, скважина, закачка, пластовая вода, карбонатные коллектора.

**EFFECTIVE DOWNHOLE PUMPING TECHNOLOGY AT THE SMALL
CARBONATE OIL DEPOSITS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN**

Khusnutdinova R. M. NGDU «Aznaevskneft» PJSC «Tatneft», Aznaev

Andreev V.E. GANU INTNM RB, Ufa

Khuzin R.R. «Karbon-Oil», Ltd., Almetievsk

Salikhov D.A. «Karbon-Oil», Ltd., Almetievsk

The using of the technology with downhole pumping for the organization maintain reservoir pressure in the absence of appropriate infrastructure for small oil fields was made rationale. The results of the introduction of downhole pumping to maintain pressure on Nekrasovsky deposits is presented. Suggested areas of work to increase the efficiency, effectiveness and environmental safety of operation of small oil deposits.

Keywords: Downhole pumping, well, injection, reservoir water, carbonate reservoir.

Актуальность вопроса

Природные топливно-энергетические ресурсы являются национальным достоянием и играют ключевую роль в развитии топливно-энергетического комплекса России. В условиях экономических и финансовых санкций и не-

благоприятной конъюнктуры цен на нефть, требуется заложить долгосрочное стабильное энергообеспечение общества, предусматриваются меры по созданию необходимых условий по переводу в экономики на энергосберегающий путь развития. Нефтяная промышленность является энергоемкой отраслью промышленности. Кроме того многие нефтяные месторождения вступили в позднюю стадию разработки, которая характеризуется высокой обводненностью продукции при незначительном дебите добывающих скважин. Проблема энергосбережения приобретает особую остроту на данной стадии развития нефтедобычи, когда обводненность продукции скважин на большинстве нефтяных месторождений достигла значительной величины и продолжает расти.

В условиях естественного истощения разрабатываемых месторождений все большее значение приобретает энергетическая оптимальность процессов добычи нефти с применением методов поддержания пластового давления (ППД), в т.ч. вытеснение нефти из пласта водой, закачиваемой в нагнетательные скважины.

При этом современное ППД заводнением - это сложная система (от греч. *юзгета* — целое, составленное из частей) взаимосвязанных методов, технологических схем и инженерно-технических сооружений [5].

Одним из направлений повышения энергоэффективности в системе заводнения является применение технологических схем с использованием внутрискважинной перекачки пластовой воды (ВСП). Это позволяет сократить долю эксплуатационных затрат в системе ППД за счет снижения капитальных вложений на создание инфраструктуры системы ППД и ее обслуживание, также исключить энергозатраты на перекачку воды за счет сокращения пути транспортировки воды, исключаются расходы связанные с подготовкой закачиваемой воды. Внутрискважинная перекачка воды из водоносного пласта в продуктивный с целью ППД является направлением, близким по своей сути к ОРЭ (одновременно-раздельная эксплуатация)[6].

Также исключительно важна проблема охраны окружающей среды и использование прогрессивных технологий поддержания пластового давления заводнением. В условиях нарастающего дефицита пресной воды становится все сложнее использовать ее для промышленных нужд нефтяных компаний. Закачка дефицитной пресной воды с поверхности в пласт в начальный период разработки имеет место быть. В последующем, по мере возрастания объемов попутно добываемых вод, их также начинают использовать для заводнения.

При использовании подземных вод для закачки в нефтяные пласты интерес представляет определение их технологических особенностей, связанных с влиянием на нефтеотдачу[3], воздействием на технологическое оборудование, и появлением осложнений [1,2]. Известно, что без доступа кислорода воздуха процесс коррозии значительно замедляется и уменьшению коррозионности вод

способствует использование закрытой системы сбора и закачки их в нефтеносные пласты [1]. Поэтому пластовые минерализованные воды широко используются в системе ППД не только в России, но и в других странах [1,2]. Самое главное преимущество установок внутрискважинной перекачки пластовой воды - это организовать систему ППД на отдаленных и особо мелких месторождениях без строительства капитальной сложной системы [6].

В недрах Татарстана сосредоточены самые большие начальные ресурсы углеводородного сырья на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Республика Татарстан является одним из старейших нефтегазодобывающих районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Опоскованность недр Татарстана составляет более 80 %. Однако анализ геологического строения, наличие промышленных залежей нефти и признаков нефтегазоносности в разрезе всей толщи осадочного чехла показывают, что углеводородный потенциал республики остается довольно высоким. Нефти Татарстана характеризуются преимущественно высокой сернистостью, повышенной и высокой вязкостью. Так, например, основной объем запасов и ресурсов ОАО «Татнефть» на территории Татарстана относится к трудноизвлекаемым – 63 % от текущих извлекаемых запасов [4].

подавляющее большинство месторождений нефти и газа Татарстана сосредоточено в пределах ЮТС (в основном, западного склона ЮТС) и в Мелекесской впадине (на восточном борту МВ). Месторождения и залежи нефти западного склона ЮТС и восточного борта МВ контролируются преимущественно локальными поднятиями различного морфогенетического типа.

Некрасовское месторождение имеет сложное геологическое строение и содержит высоковязкие нефти. В тектоническом отношении территория месторождения расположена на восточном борту Мелекесской впадины в пределах Вишнево-Полянской структурной террасы (см. рис.1.). Существенное влияние на геологическое строение территории участка, в особенности на строение нижнекаменноугольной толщи, оказала ее приуроченность внешней бортовой зоне Усть-Черемшанского внутриформационного прогиба Камско-Кинельской системы [4].

На Ерепкином поднятии Некрасовского месторождения (см. рис.2) для организации очагового заводнения скважина №1278 с октября 2008 г. была освоена под закачку. В связи с удаленностью месторождения, отсутствием соответствующего обустройства и водоводов на начальном этапе разработки в скважину закачивалась привозная вода из водозаборной скважины №1306 башкирского яруса. Такая система ППД на Ерепкином поднятии остановила падение дебитов по участку реагирующих добывающих (нефть) скважин. Дополнительная добыча нефти по окружающим реагирующим скважинам составила 4,5 тыс.т. С начала организации ППД на скв.1278 было закачено 17,3 тыс. м³ воды. Таким образом, проведенный анализ разработки

участка с новым очагом заводнения говорил об эффективности, необходимости совершенствования и дальнейшего развития системы ППД. Однако перевозка закачиваемой воды даже на небольшое расстояние 3 км (от скв.1306 к скв.1278) влекла за собой дополнительные дорожно-транспортные затраты и различные сложности в зимний и весенний период распутицы. Все это влекло к дестабилизации режима закачки, либо к ее отсутствию. Во время вынужденного простоя нагнетательной скважины происходило значительное уменьшение дебитов реагирующих добывающих скважин, что также подтверждало влияние и гидродинамическую связь между ними.

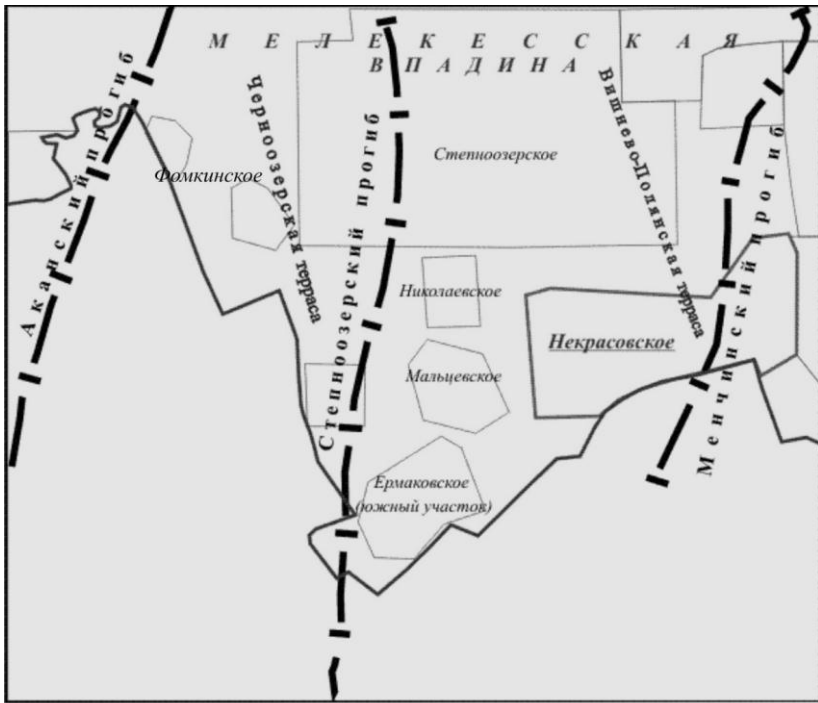


Рисунок 1. Тектоническая схема

На Некрасовском месторождении выявленная нефтеносность связана с карбонатными отложениями каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса среднего карбона, терригенными отложениями бобриковского и тульского горизонтов нижнего карбона. Всего на месторождении выявлено 15 залежей нефти в ниже- и среднекаменноугольных отложениях. Для поддержания темпов выработки запасов необходима достаточная пластовая энергия и проведение различных видов геолого-технических мероприятий.

Поэтому для поддержания и восстановления давления на небольших удаленных месторождениях необходима организация системы ППД.

Применение внутрискважинной перекачки

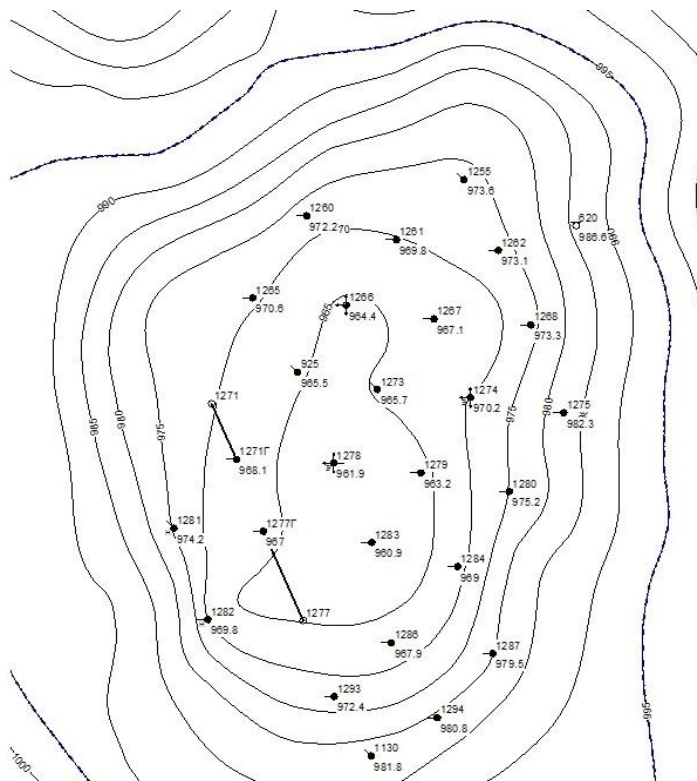


Рисунок 2. Структурная карта по кровле башкирского яруса Ерепкинского поднятия Некрасовского месторождения

- 1267
- 967.1 – эксплуатационная скважина с отметкой кровли пласта,
- 1278
- 961.9 – нагнетательная скважина с отметкой кровли пласта,
- 972.4 – изогипса с абсолютной отметкой, м

В марте 2012 года на нагнетательной скважине №1278 Ерепкинского поднятия Некрасовского месторождения была внедрена технология внутрискважинной перекачки пластовой воды (ВСП). В качестве пласта-«донора»

был выбран водоносный пласт бобриковского горизонта, а пласта-«акцептора» башкирский ярус.

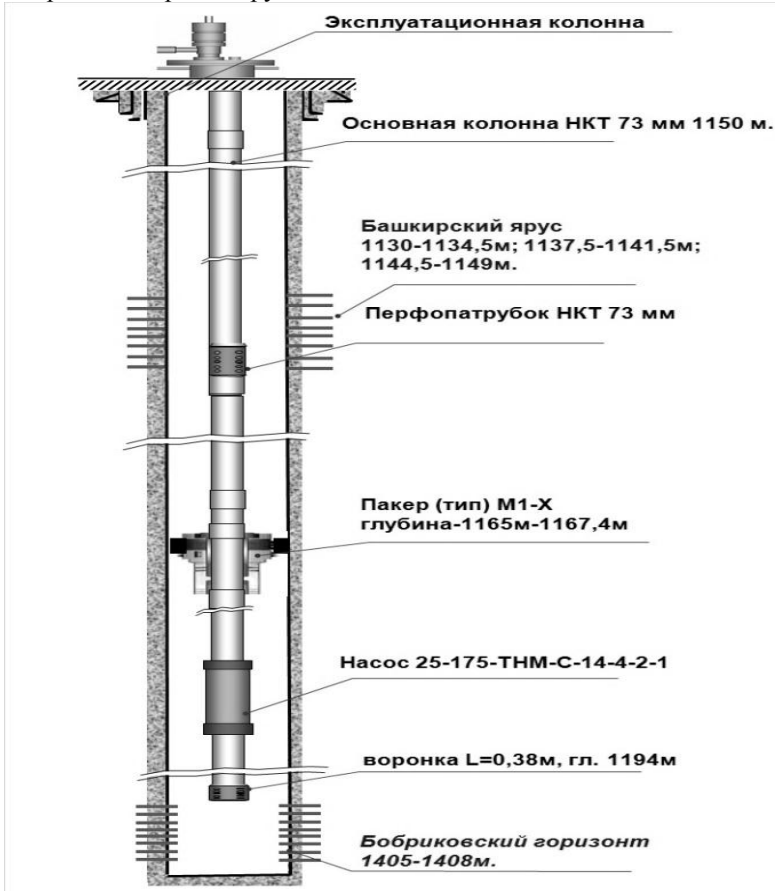


Рисунок 3. Компоновка оборудования ВСП

В компоновке данного ВСП 1278 «снизу-вверх» используется гидропривод ШГН (см.рис. 3), который добывает пластовую воду из визейского яруса бобриковского горизонта и закачивает ее с малой регулируемой производительностью до 30-40 м³/сут в башкирский ярус. Устьевое давление при этом 3,5 МПа. Общий объем закаченной пластовой воды после внедрения технологии ВСП на 01.06.2016 составляет 43,6 тыс. м³. Дополнительная добыча по участку реагирующих добывающих скважин составляет более 12 тыс. т нефти (см. рис.4).

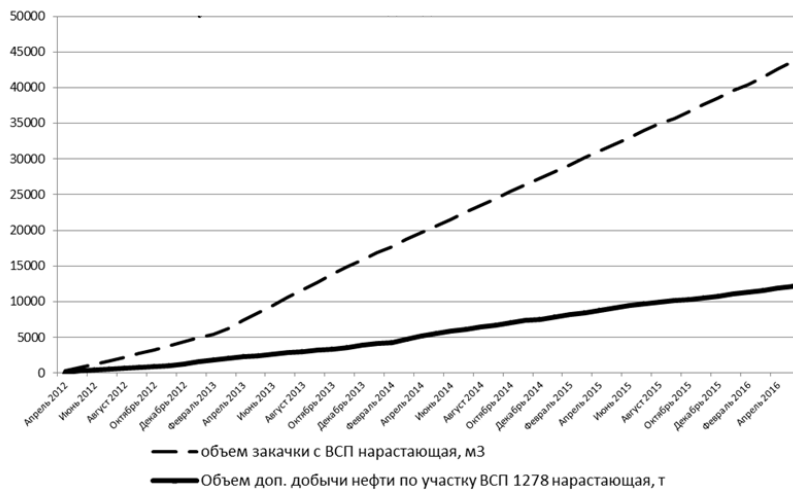


Рисунок 4. Объем закачки и доп. добычи от ВСП по скв.№1278

Выводы

Таким образом, проведенный анализ эффективности ВСП показал, что данная технология на Некрасовском месторождении позволила:

- отказаться от закачки привозной воды, и за счет этого сократились дорожно-транспортные расходы;
- отказались от закачки холодной воды с поверхности (осенне-зимний период), что очень важно в условиях разработки высоковязких нефтей и влекло увеличению вязкости нефти и снижению коэффициента извлечения нефти;
- произошла стабилизация режима закачки, что приводит повышению нефтеизвлечения;
- отпала необходимость в строительстве водоводов и водозаборных скважин, что привело к снижению металлоемкости системы (расход труб) и капитальных вложений;

Технология ВСП удобна в условиях разбросанности мелких месторождений, отсутствия единой системы сбора и малой обводненности продукции (недостаточный объем попутно добываемой воды для ППД). Установки для внутрискважинной перекачки пластовой воды показали высокую эффективность при поддержании пластового давления. Дополнительная добыча от данной технологии на Некрасовском месторождении составляет 12 тыс. т нефти при закачке 43,6 тыс. м³ пластовой воды. Рекомендуется внедрение технологии ВСП при организации поддержания пластового давления в

условиях отсутствия соответствующей инфраструктуры на мелких удаленных месторождениях нефти.

Список литературы

1. Андреев И.И., Фадеев В.Г., Фаттахов Р.Б. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды в системе поддержания пластового давления. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – 231 с.
2. Ардалин А.А., Головачева Е. Внутрискважинная перекачка пластовых вод с целью поддержания пластового давления в ОАО «Самаранефтегаз»// Научно-технич. вестник ОАО «НК-Роснефть». - 2010. №4. - С.8-11.
3. Дубинский Г.С. и др. Геолого-технологическое обоснование адресных методов увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока в залежах высоковязких нефтей / Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Мияссаров А.Ш., Хузин Р.Р., Хузин Н.И. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 2 (92). С. 5-15.
4. Хузин Р.Р. Геотехнологические основы освоения трудноизвлекаемых запасов мелких сложнопостроенных месторождений нефти. - Самара: Нефть. Газ. Новации, 2012.-384с.
5. Разработка энергоэффективных методов и технологических схем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений/ Коннов В.А.// Диссертация на соиск. ученой степени канд.технич.наук. - Бугульма. - 2012. -164с.
6. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г. и др. Одновременно- раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть»// Нефтяное хозяйство. - 2006. - №3.

Хуснутдинова Регина Маратовна, геолог НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть», Российская Федерация, Татарстан (423330) г.Азнакаево ул.Нефтяников д.24 тел: +7(927) 475-30-11, e-mail: regi_302@mail.ru
Андреев Вадим Евгеньевич, доктор технических наук, профессор, директор «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов» АН РБ, Российская Федерация, (450075) г.Уфа, пр.Октября, 129/3, тел: +7(347) 235-77-19, e-mail: intnm@yandex.ru

Хузин Ринат Раисович, доктор технических наук, генеральный директор ООО «Карбон-Ойл», Российская Федерация, Республика Татарстан (423452) г.Альметьевск, Агрпоселок, тел: +7(8553) 37-47-00, e-mail: karbon@tatais.ru
Салихов Динар Альбертович, начальник отдела разработки ООО «Карбон-Ойл», Российская Федерация, Республика Татарстан (423452) г.Альметьевск, Агрпоселок, тел: +7(8553) 37-47-24, e-mail: dinar_salikhov@mail.ru

Khusnutdinova Regina M., geologist of NGDU Aznakaevskneft', PJSC "Tatneft", Russian Federation, Tatarstan (423330) g. Aznakaevo Neftyanikov St., 24 tel:

+7(927) 475-30-11, e-mail: regi_302@mail.ru

Andreev Vadim Evgenievich, doctor of technical Sciences, Professor, Director of "Institute of oil and gas technologies and new materials" of the Academy of Sciences of Belarus, the Russian Federation, (450075), Ufa, PR. Oktyabrya, 129/3, tel: +7(347) 235-77-19, e-mail: intnm@yandex.ru

Khuzin Rinat Raisovich, doctor of technical Sciences, General Director of OOO "carbon-oil", Russian Federation, Republic of Tatarstan (423452) Almetyevsk, Agropolog, tel: +7(8553) 37-47-00, e-mail: karbon@tatais.ru

Salikhov Dinar A., head of development Department, OOO "carbon-oil", Russian Federation, Republic of Tatarstan (423452) Almetyevsk, Agropolog, tel: +7(8553) 37-47-24, e-mail: dinar_salikhov@mail.ru.

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ ОРЭ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Иванова Т.Н., Губанов А.М., Драчук В.Р.
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева
Баранов М.Н., Гавриков А.Л., Зиганшин Ф.Х.
ОАО «Удмуртнефть»

Большинство разработанных нефтяных месторождений Удмуртской Республики являются сложными по геологическому строению, многопластовыми, малопродуктивными, характеризуются истощенностью пластовой энергией, но располагают значительными остаточными запасами нефти. Результаты исследований разработок эксплуатационных объектов месторождений ОАО «Удмуртнефть» указывают на ухудшение условий регулирования процесса выработки запасов нефти, низкий охват выработкой менее продуктивных пластов и опережающее обводнение высокопродуктивных, и, как следствие, низкий коэффициент извлечения нефти. Поэтому создание научно-обоснованных методов воздействия на пласты для достижения наибольшей выработки запасов нефти является актуальной научной и производственной задачей. Рассмотрена технология одновременно-раздельной эксплуатации. Применение компоновок для одновременно-раздельной добычи нефти позволило дополнительно добыть на месторождениях, эксплуатируемых ОАО «Удмуртнефть», в 2012 г. 200 тыс. т нефти.

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, объект, пласт, компоновка, дополнительная добыча, Мишкинское месторождение

ABOUT IMPROVEMENT OF TECHNOLOGY OF ODNOREVMENNO - SEPARATE TO AN ATATION EKSPL AT THE LATE STAGE OF DEVELOPMENT OF OIL FIELDS WITH HARDLY REMOVABLE STOCKS

T.N. Ivanova, A.M. Gubanov, V.R. Drachuk
Institute of oil and gas. M. S. Gutseriev
M.N. Baranov, A.L. Gavrikov, F.H. Ziganshin
JSC "Udmurtneft"

The majority of the developed oil fields of the Udmurt Republic are difficult on a geological structure, multisheeted, unproductive, are characterized by exhaustion sheeted energy, but have considerable residual reserves of oil. Results of researches of development of operational objects of fields of Udmurtneft indicate deteriora-

tion in conditions of regulation of process of development of reserves of oil, low coverage by production of less productive layers and the advancing flood highly productive, and, as a result, low coefficient of oil recovery. Therefore creation of scientifically based methods of impact on layers for achievement of the greatest development of reserves of oil is an actual scientific and production task. The technology of simultaneous and separate operation is considered. Application of configurations for simultaneous and separate oil production has allowed to extract in addition on the fields operated by Udmurtneft in 2012 200 thousand tons of oil.

Keywords: simultaneous and separate operation, object, layer, configuration, additional production, Mishkinsky field

При выделении эксплуатационных объектов разработки нефтяных месторождений необходимо учитывать следующие этапы: *геолого-промысловый* (анализируются разрез месторождения, выделение продуктивных пластов; литологическая оценка пластов; коллекторские свойства пластов; оценка фильтрационных параметров по гидродинамическим исследованиям скважин; физико-химические свойства и запасы нефти и газа; выделение контура нефтеносности). Следующий этап *технологический*, учитывающий метод поддержания пластового давления, методы контроля и регулирования эксплуатационных объектов, размещение и число добывающих и нагнетательных скважин, методы повышения нефтеотдачи для каждого варианта объединения пластов в эксплуатационные объекты. *Технический* этап включает в себя решение следующих вопросов: способы и технические условия эксплуатации скважин; выбор приборов и оборудования, спускаемых в скважину и контролирующих техническое состояние скважин и выработки каждого пласта. На *гидродинамическом* этапе проводятся расчеты по каждому варианту объединения пластов для совместной эксплуатации и по каждому пласту по показателям: годовая добыча нефти, газа, воды; динамика добычи. На *экономическом* этапе определяют технико-экономические показатели разработки по каждому варианту выделения эксплуатационных объектов и всего месторождения: капитальные затраты на бурение добывающих, нагнетательных, водозаборных, контрольных скважин, затраты на обустройство, себестоимость нефти, приведенные затраты, прибыль за определенные сроки разработки месторождения.

Нами предложено при выделении эксплуатационных объектов месторождений ОАО «Удмуртнефть» следующее. Во-первых, использовать количественную оценку степени различия пластов по геолого-промысловым признакам (нефтенасыщенности, неоднородности, пористости, проницаемости пород, вязкости и плотности нефти, литологической и гидродинамической сообщаемости пластов, литолого-петрофизической общности коллекторов) по площади и по разрезу. Затем, устанавливать влияние степени различия

сравниваемых пластов на результаты их совместной эксплуатации по производительности нефтеотдачи или дебитам, с учетом физико-химических свойств флюидов, пространственно-геометрического взаимоположения продуктивных пластов, эксплуатационных (добывных) и динамических возможностей пластов, связав их с технологическими условиями разработки нефтяного месторождения.

В результате существующей разработки, например Мишкинского месторождения, установлено, что каждый горизонт и ярус содержит несколько пластов с различными характеристиками, требующими индивидуального подхода к их разработке. Даже в пределах одного пласта, отличающегося достаточной геологической однородностью, присутствуют пропластки с различной проницаемостью, разделенные тонкими непроницаемыми прослоями. Фильтрация по таким пропласткам может происходить независимо, что вызывает необходимость разрабатывать их самостоятельными сетками скважин. Однако на поздней стадии разработки месторождения экспериментально установлено [1, 2], что некоторые нефтенасыщенные пласты, вместо того чтобы отдавать жидкость, поглощают ее в результате вскрытия общим фильтром. Поглощение происходит вследствие того, что в пластах существует разное давление из-за наличия или отсутствия связи с нагнетательными скважинами. За счет сильного снижения забойных давлений удается отбирать жидкость из пласта с пониженным пластовым давлением. В этом случае депрессии на такие пласты различны, и доля их участия в процессе разработки неодинакова. Это приводит к отставанию выработки запасов нефти из таких пластов, преждевременному обводнению пластов с хорошей проницаемостью, и консервации запасов нефти в пластах с плохой проницаемостью. Чтобы исправить отставание выработки запасов была создана независимая система разработки со своими сетками скважин на каждый пласт. Для этого пласты со схожими характеристиками сгруппированы в один объект разработки и их эксплуатируют одним общим фильтром.

В условиях значительного повышения цен на строительство скважин, обустройство месторождений, дефицита материальных и квалифицированных трудовых ресурсов возникает необходимость применения метода одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нескольких пластов одной скважиной [3 - 5]. Преимущества метода одновременно-раздельной эксплуатации следующие:

- ✓ сокращаются
- капитальные и эксплуатационные затраты;
- ✓ повышаются
- нефтеотдача и дебит;
- степень охвата и интенсивность разработки;

- условия эксплуатации скважин низкопродуктивных пластов (увеличиваются сроки фонтанирования скважин, периодически работающие скважины переводят на непрерывный режим работы за счет приобщения к другим объектам разработки);

✓ появляется возможность

- регулирования отборов и закачки;

- эксплуатации скважин с негерметичной эксплуатационной колонной.

В связи со спецификой месторождения, а также в результате анализа работы существующих конструкций к оборудованию для ОРЭ предъявляются следующие требования:

- надежное разобщение пластов и их отдельное регулирование;

- эксплуатация пластов при различных забойных давлениях;

- возможность глубоких исследований по каждому из пластов, опрессовки подземного оборудования, прямой и обратной промывки оборудования и интервалов пластов;

- простота конструкции и обслуживания, наименьшая металлоемкость.

Освоение каждого из пластов должно быть независимым и не должно быть сопряжено с излишними непроизводительными затратами.

Анализ современных наиболее часто используемых компоновок ОРЭ позволил выявить характеристики и их недостатки (табл. 1).

Сегодняшние методы ОРЭ отличаются друг от друга количеством вскрываемых пластов и методом их эксплуатации (отбор нефти и закачка рабочего реагента).

На Мишкинском месторождении ОАО «Удмуртнефть» для эксплуатации двух объектов применяется компоновка электроцентробежный насос ЭЦН - штанговый глубинный насос ШГН с применением пакера с кабельным вводом и погружным электродвигателем в кожухе (рис. 1). Особенностью данной компоновки является применение пакера с кабельным вводом и расположение установки электроцентробежного насоса УЭЦН над пакером, при этом колонна насосно-компрессорных труб НКТ одна общая. Добываемая жидкость смешивается в НКТ посредством скважинного смесителя жидкости ССЖ выше штангового насоса и поступает через устьевую арматуру в выкидную линию скважины и дальше через групповую замерную установку ГЗУ в систему сбора. Применяются вставные стандартные насосы НВ-38, НВ-44, УЭЦН с подачей до 160 м³/сут с максимальным типоразмером ПЭД-63-103.

Данная компоновка позволяет:

1. Отдельно эксплуатировать два объекта разработки, при этом создается на каждом из них оптимальное забойное давление;

2. Контролировать параметры при эксплуатации:

- дебита жидкости и нефти по каждому объекту разработки;

- отдельный отбор проб добываемой продукции по каждому объекту;
 - забойное давление. Контроль забойного давления по верхнему объекту осуществляется на основании значений динамического уровня, а по нижнему объекту - системой телеметрии в составе УЭЦН;
3. Проводить технологические обработки и закачку реагента через затрубное пространство с целью очистки лифта НКТ, насосных штанг и насоса ШГН от скважинных осложнений.
4. При отказе насоса ШГН возможна его замена без подъема НКТ и насоса ЭЦН. При замене ЭЦН ремонт проводится без подъема пакера разделяющего объекты разработки.
5. Проводить замену добывающего оборудования без отрицательного влияния жидкости глушения на фазовую проницаемость призабойной зоны нижнего пласта.

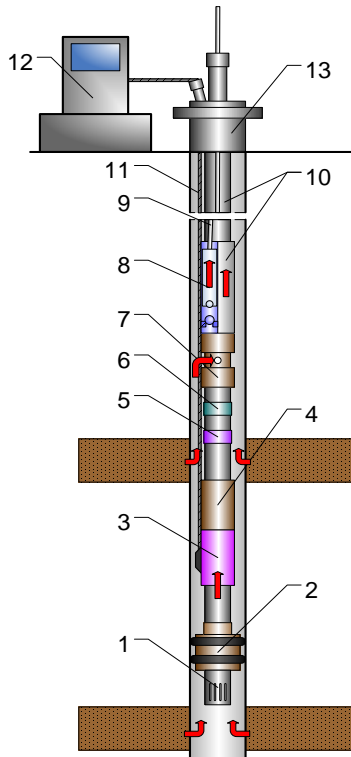
Таблица 1 – Компоновки для одновременно-раздельной эксплуатации

Вариант решения	Характеристики / возможные недостатки
Baker	эксплуатационная колонна диаметром более 168 мм; высокая стоимость; длительный срок поставки; нет возможности замера дебита и обводненности по пластам
Schlumberger (ЭЦН-ЭЦН)	эксплуатационная колонна диаметром более 168 мм; производительность от 50 м ³ /сут; высокая стоимость; длительный срок поставки; большая металлоемкость
ОАО «Татнефть» (ШГН-ШГН)	глубина спуска до 1200м; производительность до 20 м ³ /сут; невозможность прямого замера дебита и обводненности; большая металлоемкость
ОАО «Татнефть» (ШГН-ШГН с полыми штангами)	глубина спуска до 1200м; производительность до 20 м ³ /сут; применение на устье резинового шланга; большая металлоемкость
ООО «НИИ «СибГеоТех» (ЭЦН с датчиками и	сложность спуска в наклонно-направленную скважину; погрешность при замере обводненности в низкодебитных скважинах (ниже приема насоса стоит столб воды); погрешность при замере дебита (влияние свободного га-

Вариант решения	Характеристики / возможные недостатки
многопакерной системой с мандрелями)	за); регулирование отборов по пластам только при текущем ремонте скважины
НПФ Пакер (1ПРОК - ОРЭ-1 с электрическим или гидравлическим управляемым клапаном)	эксплуатационная колонна с наружным диаметром 146 – 178 мм; давление на 35 МПа, зависит от количества установленных штифтов в трубах НКТ или затрубном пространстве; управление клапаном либо гидравлическое, что приводит к сложности обслуживания и сложности монтажа, либо электрическое, которое не всегда выполняет свои функции; при расстоянии между пластами 50 м забойное давление на нижний пласт будет больше чем на верхний на величину гидростатики
НПФ Пакер (2ПРОК - ОРЭА-2 с погружным насосным оборудованием – автономная)	эксплуатационная колонна с наружным диаметром 140 – 178 мм; давление на 35 МПа, зависит от количества установленных штифтов в трубах НКТ или затрубном пространстве; нет связи с НКТ; отказ измерительных приборов

Особенностью вывода на режим данной схемы ОРЭ (рис. 1) является то, что необходимо выводить на режим сразу две установки ЭЦН и ШГН. ШГН будет считаться выведенным на режим, если по результатам динамометрии нет значительных отклонений, дебит соответствует рабочей характеристике насоса, динамический уровень установился на постоянной расчетной отметке и объем жидкости отобранной из скважины не менее двух объемов использованной при ремонте жидкости глушения. Для ЭЦН отсутствует возможность контролировать динамический уровень ввиду установки пакера, но благодаря тому, что данные компоновки оснащаются блоком ТМС, одним из основных показателей работы ЭЦН будет давление на приеме насоса. Поэтому ЭЦН считается выведенным на режим, если давление на приеме и дебит стабильны и соответствуют напорной характеристике насоса, а объем жидкости отобранной из скважины равен двум объемам ее обсадной колонны, но не менее 2-х объемов использованной при ремонте жидкости глушения. Еще одним важным условием работы и, соответственно, выхода на режим данной

компоновки ОРД является герметичность пакера, который разобщает эксплуатационные объекты друг от друга.



1 – хвостовик с фильтром; 2 – пакер с инструментом посадочным механическим ИПМ (инструментом посадочным гидравлическим ИПГ); 3 – установка (система телеметрии ТМС + погружной электродвигатель ПЭД + гидрозащита + входной модуль + удлинитель в высокогерметичном кожухе); 4 – электроцентробежный насос; 5 – обратный клапан; 6 – устройство сливное; 7 – смеситель скважинный жидкостной с предохранительным обратным клапаном; 8 – штанговый вставной насос в кожухе; 9 – штанги; 10 – насосно-компрессорные трубы; 11 – кабельная линия электрического центробежного насоса ЭЦН; 12 – станция управления ЭЦН; 13 – арматура устьевая

Рис. 1 - Компоновка для ОРЭ ЭЦН-ШГН (ЭЦН над пакером)

Компоновка при отключении нижнего пласта с ЭЦН представлена на рис. 2. Особенностью данной компоновки является электрический клапан, позволяющий замерять параметры продукции пласта.



Рис. 2. Компоновка 1ПРОК-ОРЭ-2 НПФ Пакер

В целом по месторождениям ОАО «Удмуртнефть» было установлено [2] на 2013 г.:

- средний прирост добычи нефти на одну скважину от внедрения оборудования технологии ОРЭ двух объектов за счёт подключения дополнительных пластов составил 17,4 т/сут;
- дополнительная добыча нефти составила 7,335 тыс. т;
- экономический эффект (NPV) составил 8,5 млн руб.;
- всего за период эффекта NPV составил 61,3 млн руб. (расчёт экономической эффективности произведён исходя из продолжительности эффекта по дополнительной добыче нефти на 3 года).

Применение компоновок для одновременно-раздельной добычи нефти позволило дополнительно добыть на месторождениях, эксплуатируемых ОАО «Удмуртнефть», в 2012 г. 200 тыс. т нефти.

Таким образом, реализация технологии ОРЭ актуальна и перспективна для решения задач разработки и эксплуатации многопластовых месторождений. Эффективное и надёжное оборудование, различные схемы и компоновки для конкретных условий разработки позволят снизить капитальные вложения на бурение новых скважин, ускорить темпы разработки месторождений.

Список литературы

1. Богомольный Е.И. Интенсификация добычи высоковязких нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2003. 272 с.
2. Шляпников, Ю. В. Совершенствование технологий добычи нефти и ремонта скважин многопластовых месторождений на поздних стадиях разработки [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17защищена 15.05.2014 / Шляпников Юрий Викторович. –Уфа, 2014. –25 С.
3. Габдулов Р.Р., Сливка П.И., Агафонов А.А., Никишов В.И. Опыт применения технологий для ОРЭ многопластовых месторождений в ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» // Инженерная практика. – 2010. - № 1.-С. 30 – 37
4. Ивановский В.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра / В.Н. Ивановский // Инженерная практика. – 2010. - № 1.- С. 6 – 15
5. Мищенко И.Т. Эксплуатация скважин и добыча нефти из обводняющихся месторождений. Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина - 2015. - 430 с.

Баранов Михаил Николаевич зам ген директора ОАО «Удмуртнефть», Красноармейская ул., 182, Ижевск, республика Удмуртия, 426000

E-mail tatnic2013@yandex.ru

Гавриков Андрей Леонидович зам директора ИННЦ, 426057, Российская Федерация, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Свободы, д. 175, E-mail tatnic2013@yandex.ru

Губанов Александр Михайлович кафедра РЭНГМ УдГУ, 426000, Российская Федерация, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, E-mail tatnic2013@yandex.ru

Драчук Владимир Ростиславович кафедра РЭНГМ УдГУ, 426000, Российская Федерация, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, E-mail tatnic2013@yandex.ru

Зиганшин Фанис Харисович Нач. ПТО УДНГ ОАО «Удмуртнефть», Красноармейская ул., 182, Ижевск, республика Удмуртия, 426000

Иванова Татьяна Николаевна Доктор технических наук, доцент, кафедра БНГС, УдГУ, 42600, Российская Федерация, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, E-mail tatnic2013@yandex.ru

Mikhail Baranov deputy general director of JSC "Udmurtneft" Red Army Street., 182, Izhevsk, Re-public of Udmurtia, 426000 E-mail tatnic2013@yandex.ru

Gavrikov Andrey Leonidovich Deputy Director INNTS, 426057, Russian Federation, Udmurtia, Izhevsk, ul. Liberty, d. 175, E-mail tatnic2013@yandex.ru

Alexander Gubanov Department RENGM Udmurt State University, 426000, Russian Federation, Udmurtia, Izhevsk, ul. Universitetskaya, d. 1, E-mail tatnic2013@yandex.ru

Drachuk Vladimir Rostislavovich Department RENGM Udmurt State University, 426000, Russian Federation, Udmurtia, Izhevsk, ul. Universitetskaya, d. 1, E-mail tatnic2013@yandex.ru

Ziganshin Fanis Harisovich Early. PTO UDNG OAO "Udmurt-oil ", Red Army Street., 182, Izhevsk, Republic of Udmurtia, 426000

Tatiana Ivanova, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Department BNGS, Udmurt State University, 426000, Russian Federation, Udmurtia, Izhevsk, ul. University-lic, d. 1, E-mail tatnic2013@yandex.ru

НОВЫЙ СПОСОБ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН

Бобылев О.А.

ООО «Геликоид»

Перфорация продуктивных пластов относится к вторичным способам вскрытия пласта. Наиболее распространенными способами перфорации скважин являются: пулевая, кумулятивная, гидропескоструйная и гидравлический разрыв пласта. Последний способ вскрытия пласта в настоящее время получает наибольшее распространение, так как обладает высокой эффективностью и устанавливает надежную связь скважин с пластом. Однако гидравлический разрыв пласта не может применяться в условиях близкого расположения к продуктивному пласту водонасыщенных интервалов. Нефтяные пласты, имеющие обширную активную подошвенную воду либо газовую шапку, в последнее время все чаще разрабатываются с применением горизонтальных скважин, но на старых месторождениях данные объекты быстро обводнились и имеют незначительную выработку.

Решением двух поставленных задач может быть применение нового способа вскрытия продуктивных пластов – геликоидная перфорация. Геликоидная перфорация является следующим шагом развития щелевой гидравлической перфорации пластов, обеспечивающей селективность вскрытия с высоким качеством связи между скважиной и пластом. Данная перфорация позволяет добиться приведенного радиуса скважины до 1 м, что эквивалентно скин-фактору для классической скважины радиусом 0,1 м в -2,5 ед. Такое снижение скин-фактора недостижимо для классических видов перфорации за исключением гидравлического разрыва пласта.

Построена секторная гидродинамическая модель пласта БС₁₁² района скважины 622 Барсуковского месторождения, выполнена ее адаптация к фактическим результатам разработки и рассчитана технологическая эффективность проведения геликоидной перфорации на данном объекте. По результатам моделирования дебит нефти по скважине увеличился на 150% по сравнению с первоначальным. Комбинирование данного способа перфорации скважин одновременно с проведением ремонтно-изоляционных работ на скважине приводит к синергетическому эффекту и приросту КИН на 0,05 д.ед. абсолютных.

Таким образом, разработан новый способ перфорации пластов, который позволяет увеличить дебит вертикальных скважин, а при комплексировании с РИР добиться повышения КИН.

Ключевые слова: геликоидная перфорация, гидравлическая щелевая перфорация скважин, ГРП, КИН.

A NEW METHOD OF WELL PERFORATION

O. Bobylev

Reservoir perforation refers to the secondary reservoir drilling-in. The most common ways of perforation wells are: bullet, cumulative, hydraulic jet and hydraulic fracturing. The last way of reservoir drilling-in currently is widely used, as it has high efficiency and establishes a reliable connection between reservoir and wells. However, hydraulic fracturing can't be used in a close location to water saturated producing reservoir intervals. Oil reservoirs with extensive active bottom water or gas cap, are increasingly being developed by using horizontal wells, but quickly watered out and have low production in brown fields.

Helicoid perforation can be a solution of two tasks in using new way of producing reservoir drilling-in. Helicoid perforation is the following step in development of hydraulic slotted reservoir perforation, providing selective reservoir drilling-in with high quality connection between reservoir and well. The perforation allows the above radius well to 1 m, equal to skin factor for classical well radius 0.1 m in -2.5 units. Such skin factor decline is inaccessible for classical types of perforation except for hydraulic fracturing.

Arial hydrodynamic reservoir model BS112 of well 622 Barsukovskoe field is built, its adaptation to actual results of development and process efficiency of helicoid perforation at reservoir is designed. According to simulation results oil production rate at well increased 150% compared to original. Combining the way of well perforation simultaneously with well squeeze job results in synergistic effect and gain oil recovery factor on 0.05 absolute unit.fr.

Thus, a new way of reservoir perforation, which allows increase oil production rate of vertical wells, and improve oil recovery factor during integration with squeeze job is developed.

Бобылев Олег Анатольевич – Генеральный директор ООО «Геликоид», 117420, г. Москва, ул. Наметкина, д.14, корп.2, оф.613, bobylev.oa@helicoid.ru

Bobylev Oleg – CEO at Helicoid LLC, Office 613, Building 2, 14 Namyotkina Str., Moscow 117420, bobylev.oa@helicoid.ru

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Брыксин А.В.
ООО «ТПП-Партнер»

В данном докладе компании ООО «ТПП Партнер», входящей в холдинг ОА «Пензтяжпромарматура», сообщается о возможностях компании, о производимом оборудовании, также рассматриваются актуальные проблемы нефтяных месторождений России, способы разделение нефтяной эмульсии, предлагается решение по разделению нефтяной эмульсии с помощью сепаратора-деэмульсатора типа типа «Heater-Treater».

Ключевые слова: обустройство месторождений, трубопроводная арматура, сепаратор-деэмульсатор.

EQUIPMENT FOR CONSTRUCTION OF OIL FIELD SURFACE FACILITIES

Bryksin A.V.
LLC “TPP-Partner”

This article which was prepared by TPP-partner LLC belonging to PTPA LSC holding include information about company’s capability and its equipment. Also there are data regarding with actual problems of Russian oilfields and methods of oil emulsion’s separation. The company propose to separate oil emulsion using the “Heater-Treater”.

Keywords: construction of oil field surface facilities, pipeline accessories, separator-treater

Предприятие ООО «ТПП-Партнер» является одним из структурных подразделений промышленного холдинга АО «Пензтяжпромарматура», который уже более 65 лет производит трубопроводную арматуру для объектов атомной и тепловой энергетики, газовой, металлургической, нефтяной, химической и других отраслей промышленности. И является одним из лидеров данного сектора, постоянно совершенствуя и создавая новые виды оборудования.

В составе холдинга компания ООО «ТПП-Партнер» выполняет производственную и сбытовую функции. Занимается выпуском трубопроводной арматуры и комплектующих к ней. Компания активно участвует в программах по импортозамещению. Одним из последних проектов стал кран шаровый с уплотнением «металл-металл», предназначенный для работы в слож-

ных технологических условиях, требующих стойкости к воздействию высоких температур от +350 до +545 град.С, абразивного материала, агрессивных сред, повышенной надежности и длительного срока службы. Кран успешно эксплуатируется на объекте ООО «Газпромнефть-Ямал».

В связи с введением санкций против России и реализации программы по импортозамещению на нашем предприятии была принята программа по диверсификации производства. Изучение мирового и отечественного опыта, а так же тесное сотрудничество с научными и проектными институтами позволило нам выделить такую перспективную нишу, как насосное и технологическое оборудование для нефтегазового сектора.

С 2015 года предприятием освоено производство герметичных электронасосных агрегатов с магнитной муфтой производительностью от 0,3 до 1000 м³/ч, напором до 2000м под брендом «НМД Инжиниринг». Агрегаты изготавливаются в горизонтальном, вертикальном и полупогружном исполнениях (с максимальной глубиной погружения до 7м).

Технологическое оборудование для нефтяной и газовой промышленности включает в себя сепараторы- деэмульсаторы (типа «Heater-Treater»); двух-, трехфазные сепараторы; обессоливатели; оборудование первичной обработки нефти; системы абсорбционной осушки гликолем; деэмульсаторы. Оборудование применяется при обустройстве месторождений и переработки нефти.

Одной из самых передовых разработок компании является сепаратор-деэмульсатор типа «Heater-Treater». До недавнего времени оборудование данного типа поставлялось в Россию из-за рубежа.

Большинство крупнейших нефтяных месторождений России, находятся на поздних стадиях разработки и характеризуются значительными объемами попутно добываемой пластовой воды, которая должна быть отделена от товарной нефти. При достаточно высокой концентрации пластовой воды (более 50%) в продукте скважины образуются эмульсии, которые сложно разделить на фазы только лишь за счет гравитационных сепараторов.

На практике установлено, что существующие методы деэмульсации нефти без подогрева в большинстве случаев малоэффективны в особенности, если это касается тяжелых, парафино-смолистых и вязких типов нефти. Поэтому при высокой обводненности нефти ее необходимо подвергать деэмульсации на специальных установках.

Сепараторы-деэмульсаторы типа «Heater-Treater» способны заменить целый комплекс дорогостоящего оборудования, состоящий из нагревателей нефтяной эмульсии, деэмульсаторов, отстойников, устройств обессоливания и другого технологического оборудования.

Отметим несколько особенностей данного горизонтального сепаратора-деэмульсатора:

- производительность до 12000т/сут;
- входная обводненность нефтеводяной эмульсии до 90 %вес;
- выходная обводненность нефтеводяной эмульсии не более 10%вес;

А также:

- сравнительно быстрый монтаж установки, состоящей из блочного полностью автоматизированного оборудования, изготавливаемого в заводских условиях;
- низкая чувствительность режима работы установки к широкому изменению содержания воды в нефти;
- возможность полной ликвидации потерь легких фракций нефти;
- сокращение обслуживающего персонала на УПН за счет автоматизации процессов.

Современной особенностью добычи нефти является значительное различие свойств нефти в зависимости от выработки, региона расположения месторождения и применяемых методов интенсификации добычи. Эти условия влияют на такие показатели как вязкость, химический состав нефти и обводненность. Поэтому стандартное или серийное решение для данного оборудования не приемлемо. Мы предлагаем индивидуальные решения для конкретных условий эксплуатации по техническому заданию заказчика, которые формируются с учетом обводненности, вязкости, необходимости нагрева и требований к степени подготовки нефти. Большинство производимых комплексов являются модульными конструкциями, что в сочетании с максимальной заводской готовностью позволяет в короткие сроки приступить к эксплуатации оборудования, сократить площади застройки, сроки строительно-монтажных работ, а следовательно, и их стоимость, а также снизить габариты и металлоемкость оборудования.

Специалисты предприятия уделяют большое внимание современным тенденциям развития нефтегазового сектора, а также проблематики в этой области пытаются найти пути их решения. Совместно с научными институтами разрабатываем и испытываем новые образцы оборудования.

В заключении хотелось бы отметить текущий проект по модернизации установки предварительного сброса вода на Харьягинском месторождении для Лукойл-Коми. На текущий момент идет подготовка технико-коммерческого предложения на основании технического задания Заказчика. Реализация проекта намечена на 2017 год.

Брыксин Анатолий Викторович,
Генеральный директор ООО «ТПП-Партнер»,
e-mail: tech@ptpa.ru, тел.: +7(8412) 47-01-71
Bryksin A.V., CEO LLC TPP-partner
e-mail: tech@ptpa.ru, phone: +7(8412) 47-01-71

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ЗОН ОТТАИВАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД НА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДКАХ ОТ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И ИНЖЕНЕРНЫХ ОБЪЕКТОВ

Ваганова Н.А., Филимонов М.Ю.

Уральский Федеральный Университет

Проектирование и обустройство кустовых площадок на северных нефтегазовых месторождениях, расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП), имеет свою специфику, связанную с процессами оттаивания ММП из-за выделения тепла от горячей нефти, нагревающей трубы в добывающих скважинах, или от тепла (холода) от различных эксплуатируемых инженерных систем (например, факельных систем, накопительных емкостей, сезоннодействующих охлаждающих устройств). Прогнозирование динамики зон оттаивания ММП является актуальной задачей при проектировании и эксплуатации кустовых площадок, поскольку такое оттаивание может приводить при близком расположении рядом расположенных скважин к смыканию зон оттаивания, нарушению герметичности заколонного пространства и обратному промерзанию с нарушением герметичности эксплуатационных колонн. Моделирование таких процессов с учетом фазовых превращений приводит к рассмотрению задач тепломассопереноса в сложных трехмерных средах с различными краевыми условиями, определяемыми геометрией инженерных систем и местом их расположения на кустовой площадке. Для такой задачи по долгосрочному прогнозированию распространения тепловых полей и динамики зон оттаивания в неоднородном мерзлом грунте со сложной литологией, требуются значительные вычислительные мощности и затраты машинного времени. В предложенной работе рассматривается математическая модель, учитывающая наиболее существенные физические и климатические данные, влияющие на распространение тепловых полей в ММП, приводятся результаты численных расчетов по разработанному программному комплексу прикладных программ в облачной среде, позволяющей проводить удаленные расчеты на мощных супер-ЭВМ.

Ключевые слова: задачи тепломассопереноса, фазовый переход, моделирование.

SIMULATION OF PERMAFROST THAWING DYNAMICS IN WELL PADS AND ENGINEERING FACILITIES ZONES

N.A. Vaganova, M.Yu. Filimonov

Ural Federal University

Design and equipping of well pads in northern oil and gas fields located in the zone of permafrost has specific features related with the process of permafrost thawing

due to heating from hot oil in the pipes or in the production wells, or from heat (cold) sources from by different engineering systems (such as flare systems, storage tanks, seasonal cooling devices). Prediction of dynamics of permafrost thawing is an important task in designing and operating modes of well pads, since process of permafrost degradation may lead to joining of melted zones, destruction of facilities and to violation of the integrity of production wells due to reverse freezing. Simulation of such processes with phase transitions leads to heat and mass transfer problems in a complex three-dimensional environments with different boundary conditions, determined by geometry of engineering systems and its location on the well pad. To solve this problem for long-term prediction of thermal processes and dynamics of melted zones in a nonuniform frozen soil with complex lithology it is required significant computational power and time. The paper deals with a mathematical model that takes into account significant physical and climatic data, affecting the thermal fields in permafrost, results of numerical calculations by a developed software complex in the cloud that allows to carry out numerical experiments by remote supercomputers.

Keywords: heat and mass transfer problems, phase transition, simulation.

Введение

Многолетнемерзлые породы занимают около 25% всей суши земного шара. На Аляске эти территории занимают 80% общей площади, в России — 60%, в Канаде — 50%. Высокогорные районы также могут находиться в зоне вечной мерзлоты. Например, в Китае эти районы составляют 11% всей территории, а в Австрии — 2%. В России запасы подземных льдов криолитозоне, занимающей площадь 10 млн. км², составляют около 19000 км³, что дает право называть вечную мерзлоту подземным оледенением. Эти территории чрезвычайно важны для российской экономики, так как здесь добывается около 93% российского природного газа и 75% нефти, что в стоимостном исчислении обеспечивает до 70% экспорта страны. Средняя толщина мерзлых пород в этих зонах меняется в пределах от 10 до 800 м. Слагающие ММП породы имеют различные физико-химические свойства, которые могут изменяться по всем направлениям. В летнее время, в результате положительных температур и солнечного излучения, происходит сезонное оттаивание верхнего слоя ММП, в зимнее время наблюдается обратный процесс. Оттаивание насыщенных льдом пород из-за потепления климата, или различных техногенных воздействий, будет сопровождаться просадками земной поверхности и развитием опасных мерзлотных геологических процессов, называемым термокарстом. Установлено, что хозяйственная деятельность человека и изменение климата приводят к растеплению ММП [1]. Добыча нефти также оказывает существенное влияние на ММП, т.к. горячая нефть, нагревающая трубу в добывающих скважинах, различные инженерные объекты на кустовых пло-

щадках и сезонное оттаивание ММП приводят к растеплению грунта вокруг скважин и других инженерных объектов. Обратное промерзание вокруг скважин может приводить к нарушению герметичности заколонного пространства и нарушению герметичности эксплуатационных колонн, что приводит к серьезным аварийным ситуациям на кустовых площадках, вплоть до потери дорогостоящих скважин и экологических катастроф. Во избежание этого, внешнюю поверхность скважины теплоизолируют различными материалами, имеющими разные геометрические и теплоизолирующие характеристики, а для теплоизоляции земной поверхности можно использовать песок, бетонные плиты, пеноплекс и другие материалы. Проектирование и строительство кустовых площадок в зоне распространения ММП имеют свою специфику. Например, по российским строительным стандартам считается, что две скважины не могут быть пробурены на расстоянии друг от друга меньшим, чем два радиуса растепления (т.е. расстояния от скважины, на котором будет находиться нулевая изотерма, за 25-30 лет эксплуатации одиночной скважины). При этом в математическую модель необходимо включить максимальное число физических и климатических факторов, влияющих на распространение температурных полей в грунте. Различные упрощения в математических моделях очень часто приводят к завышенным оценкам радиусов растепления, что в свою очередь приводит к увеличению площади кустовой площадки, а значит и к увеличению финансовых затрат на строительство кустовых площадок.

Таким образом, проблема уменьшения интенсивности теплового взаимодействия в системе «источник тепла (скважина) – порода» имеет особое значение для решения задач энергосбережения, охраны окружающей среды, безопасности, экономии затрат и повышению эксплуатационной надежности скважин. Для решения таких задач в работе предложена математическая модель и приведены результаты численных расчетов по разработанным пакетам программ, апробированных на одиннадцати действующих и проектируемых нефтегазовых месторождениях, не только для добывающих скважин, но и для других технических систем, имеющих на кустовых площадках.

Математическая модель

Для описания нестационарных процессов теплопереноса в ММП от источников тепла, создаваемых различными техническими объектами (добывающими и нагнетательными скважинами, факельными установками, различными емкостями и т.п.), а также и от источников холода, используемых для термостабилизации грунта (например, сезоннодействующих охлаждающих устройств (СОУ)), используется квазилинейное уравнение теплопроводности в области $\Omega = \{(x,y,z): -L_x \leq x \leq L_x, -L_y \leq y \leq L_y, -L_z \leq z \leq 0\}$

(рис. 1), обоснование применимости которого к решению задачи Стефана дано в работах [2-3].

$$\rho \left(c_v(T) + k\delta(T - T^*) \right) \frac{\partial T}{\partial t} = \operatorname{div}(\lambda(T) \operatorname{grad} T) \quad (1)$$

с учетом начального условия

$$T(0, x, y, z) = T_0(x, y, z). \quad (2)$$

Здесь $\rho = \rho(x, y, z)$ – плотность [кг/м³], $T^* = T^*(x, y, z)$ – температура фазового пе-

рехода, $c_v(T) = \begin{cases} c_1(x, y, z), & \text{при } T < T^*, \\ c_2(x, y, z), & \text{при } T > T^*, \end{cases}$ – удельная теплоемкость [Дж/кг.К],

$\lambda(T) = \begin{cases} \lambda_1(x, y, z), & \text{при } T < T^*, \\ \lambda_2(x, y, z), & \text{при } T > T^*, \end{cases}$ – коэффициент теплопроводности [Вт/м.К],

$k = k(x, y, z)$ – теплота фазового перехода, δ – дельта-функция Дирака. Постоянные $L_x > 0$, $L_y > 0$, $L_z > 0$ задают размер расчетной области Ω . Коэффициенты, входящие в уравнение (1), могут меняться в различных точках расчетной области в виду неоднородности грунта.

Такой подход позволяет решить задачу типа Стефана, без явного выделения границы фазового перехода. При этом теплота фазового превращения вводится с применением δ -функции Дирака как сосредоточенная теплоемкость фазового перехода в коэффициент теплоемкости. Получаемая таким образом разрывная функция затем «распределяется» по температуре, и не зависит от числа измерений и фаз. Выбор такого подхода оправдан еще и тем, что в нашем случае возникают несколько движущихся фронтов фазового превращения (в нашем случае нулевой температурной изотермы). В рассматриваемых нами задачах циклическое движение фронта фазового превращения связано с сезонными климатическими изменениями температуры воздуха (верхняя часть грунта в это время циклически промерзает и оттаивает), а немонотонные характеры движений фронтов возникают, например, при остановке работы добывающей скважины, когда некоторое время по инерции нулевая изотерма еще продолжает удаляться от скважины, а потом начинает её движение уже в обратном направлении к скважине.

Остановимся более подробно на получении краевого условия на поверхности грунта, поскольку условие такого типа редко используется при решении рассматриваемых задач. В качестве граничного условия на поверхности грунта – основной зоне формирования естественных тепловых полей – используется уравнение баланса потоков, приносящих и уносящих энергию, с учетом основных климатических факторов: среднемесячной температуры воздуха и мощности солнечного излучения (в основном в весенние и летние

месяцы). Такое условие было использовано в задачах определения повреждения подземного трубопровода по тепловым полям на дневной поверхности [4-5] и разрешимость соответствующей разностной задачи установлена в работе [6]. Полностью задача мониторинга целостности подземного трубопровода по тепловым полям была решена в работе [7]. Заметим, что модели и численные методики решения задач с краевыми условиями, определяемыми излучением, имеются во многих работах [8]. Следуя работам [4-7], зададим нелинейное краевое условие на дневной поверхности $z=0$

$$\alpha q + b(T_{air} - T|_{z=0}) = \varepsilon\sigma(T^4 - T_{air}^4) + \lambda \left. \frac{\partial T}{\partial z} \right|_{z=0}. \quad (3)$$

Через $T_{air}(t)$ обозначена температура воздуха в приповерхностном слое, которая изменяется периодически в соответствии с годичным температурным циклом, $\sigma=5,67 \cdot 10^{-8} \text{Вт}/(\text{м}^2\text{К}^4)$ – постоянная Стефана-Больцмана, $b=b(t,x,y)$ – коэффициент теплообмена, $\varepsilon=\varepsilon(t,x,y)$ – коэффициент серости. Коэффициенты теплообмена и серости зависят от типа и состояния поверхности грунта. Суммарная солнечная радиация $q(t)$ состоит из суммы прямой солнечной радиации и рассеянной радиации. Грунтом поглощается только часть суммарной радиации равной $\alpha q(t)$, где $\alpha = \alpha(t,x,y)$ – доля энергии, ушедшая на нагрев грунта, которая в общем случае зависит от состояния атмосферы, угла падения солнечных лучей, т.е. широты местности и времени суток.

В области Ω рассмотрим различные объекты Ω_i , $i=1, \dots, n$ (рис. 1), имеющиеся на кустовых площадках (скважины, СОУ, подземные емкости с жидкостями, отсыпки и т.п.). На поверхностях этих объектов $\partial\Omega_i$ зададим краевые условия

$$T|_{\partial\Omega_i} = T_i(t), i = 1, \dots, n. \quad (4)$$

Для того, чтобы воспользоваться численными методами необходимо на границах расчетной области Ω задать краевые условия

$$\left. \frac{\partial T}{\partial x} \right|_{x=\pm L_x} = 0, \quad \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=\pm L_y} = 0, \quad \left. \frac{\partial T}{\partial z} \right|_{z=-L_z} = 0. \quad (5)$$

При этом расчетная область должна быть выбрана достаточно большой, чтобы избежать влияния краевых условий (5) на тепловые поля в расчетной области Ω , создаваемые объектами Ω_i .

Численный метод решения и результаты расчетов

Для использования численного метода для решения задачи (1)-(5) необходимо определить параметры, входящие в краевое условие (3). В работе [9]

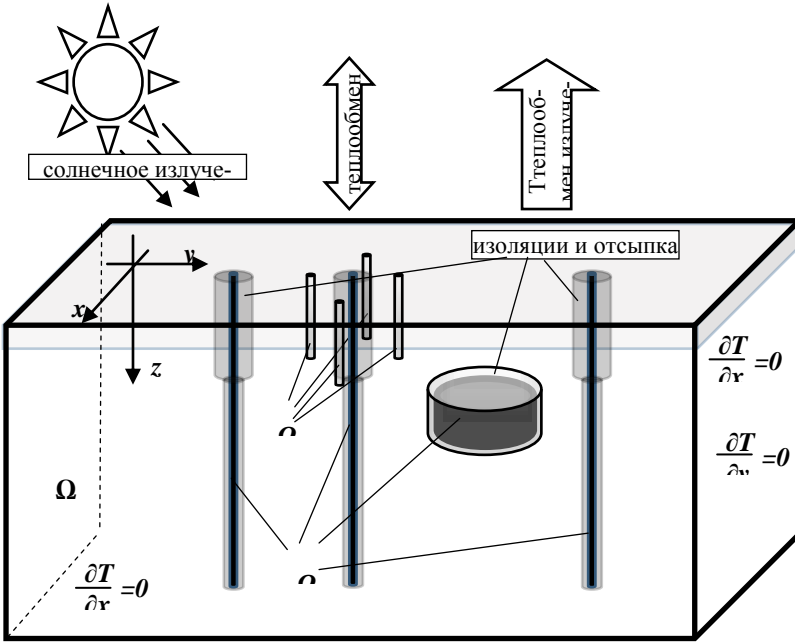


Рис. 1. Расчётная область

описан итерационный алгоритм по определению этих параметров. Выбор этих параметров позволяет опосредованно учесть и влияние снежного покрова [10], и конкретные климатические, и природные условия, связанные с географическими координатами конкретной кустовой площадки. При численной реализации решения задачи (1)-(5) применяется конечно-разностный метод, позволяющий использовать метод расщепления по пространственным переменным, для лучшей организации численных расчетов. Уравнение (1), следуя работам [2-3], по каждому из пространственных направлений аппроксимируется неявной центрально-разностной трехточечной схемой и методом прогонки решается система разностных линейных алгебраических уравнений, имеющая трехдиагональный вид. На поверхности грунта, ввиду условия (3), возникает алгебраическое уравнение 4-ой степени, для решения которого используется метод Ньютона. В расчетах используется ортогональная сетка, равномерная или сгущающаяся по определенному закону вблизи поверхности грунта, либо к поверхностям Ω_i . Описанная методика реализована в сертифицированном пакете программ «Wellfrost» и различных его модификаций [11-17] и апробирована на 11-ти северных нефтегазовых месторождениях.

Для решения таких задач разработана облачная среда [18-19] и удобный интерфейс, с помощью которого проводятся расчеты поставленных задач, используя мобильное устройство (например, мобильный телефон с Интернетом), связанное через сервер с супер-ЭВМ. Поскольку проведение долгосрочного моделирования сложных технических систем потребует значительных вычислительных ресурсов, то в [20] был предложен параллельный алгоритм решения таких задач. Точность численных расчетов была проверена в 2012 году для российского нефтяного месторождения «Русское», для добывающих скважин которого полученные численные результаты отличались от экспериментальных менее 5% через 3 года после начала эксплуатации месторождения.

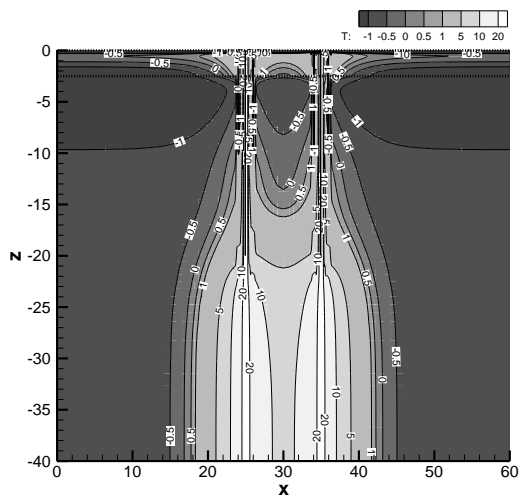
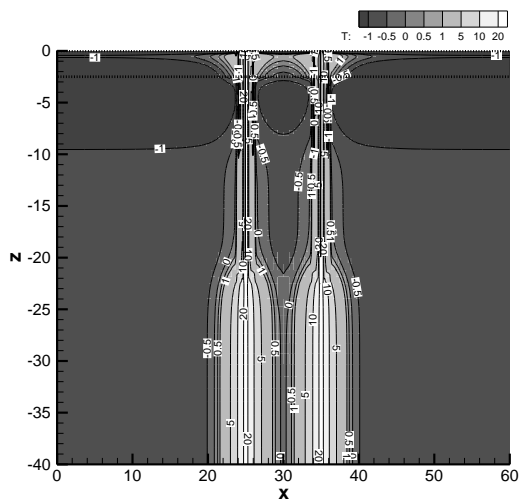
Приведем примеры расчетов для различных инженерных объектов кустовой площадки, которые являются источниками тепла, или холода. На рис. 2 приведены результаты численных расчетов для двух изолированных скважин с термомейсами до глубины 22 м. Температура флюида в скважинах 40°C, вокруг скважин находятся 4 СОУ на расстоянии 1 м. от оси скважины, заглубленных на 11 метров. Температурные поля приведены через 2 года и 10 лет эксплуатации скважин в октябре месяце. Температура ММП глубже влияния сезонных колебаний предполагается равной -0,7°C.

На рис. 3-4 приведены результаты расчетов через 5 лет эксплуатации полностью заглубленной емкости, заполненной частично флюидом с температурой 20°C, в различные месяцы. Температура ММП глубже влияния сезонных колебаний предполагается равной -0,3°C. Стенки этой емкости изолированы к-флексом толщиной 20 мм. После 5-ти лет эксплуатации температурные поля в грунте практически стабилизировались.

Выводы

Таким образом, предложенная модель и разработанная численная методика позволяют проводить долгосрочное трехмерное моделирование нестационарных тепловых полей в приповерхностном слое ММП от различных разнородных технических систем, расположенных на северных нефтегазовых месторождениях. Отличительной особенностью является адаптация к выбранному конкретному географическому месту и возможностью проводить моделирование температурных полей в ММП с различным шагом по времени, позволяющим смоделировать различные сценарии эксплуатации технических систем. Применение предложенного пакета программ, прошедшего верификацию на конкретном северном месторождении, и апробированного в условиях различных северных нефтегазовых месторождениях для различных технических систем, позволяет уже на этапе проектирования кустовой площадки сократить финансовые затраты, выбрать подходящие изоляционные материалы и оптимально расположить различные технические системы на кустовой площадке, чтобы безопасно и эффективно эксплуатировать нефте-

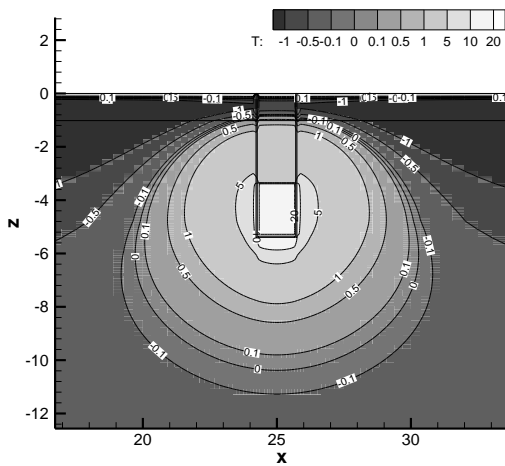
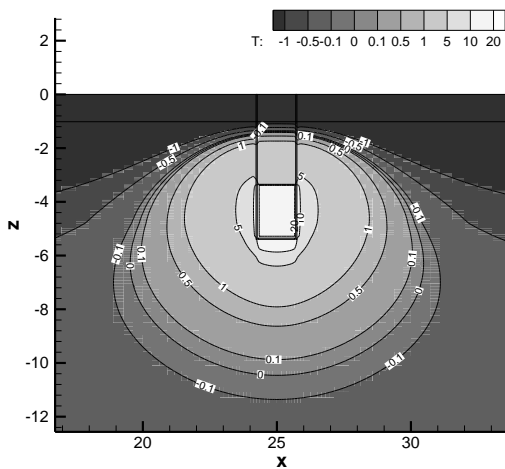
газовое месторождения, расположенное в зоне распространения вечной мерзлоты.



(2 года)

(10 лет)

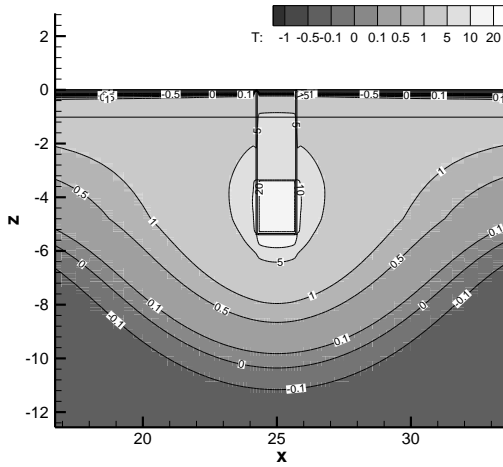
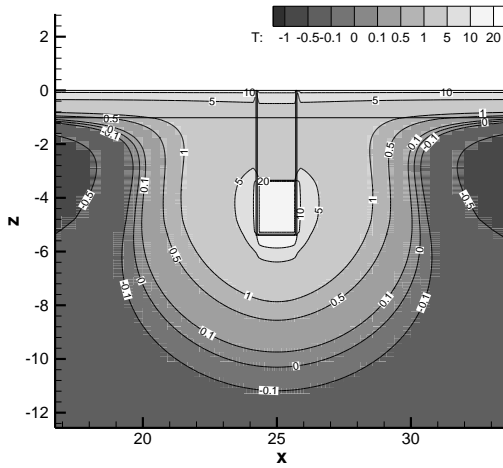
Рис. 2. Температурные поля от двух изолированных скважин с СО₂



(март)

(май)

Рис. 3. Температурные поля заглубленной емкости в марте и мае через 5 лет



(июнь)

(октябрь)

Рис. 4. Температурные поля заглубленной емкости в июне и октябре через 5 лет

Благодарности

Работа выполнена при поддержке проектов РФФИ, гранты 16-01-00401, 14-01-00155 и контракта № 02.А03.21.0006 (постановление № 211 Правительства Российской Федерации).

Список литературы

1. Nelson F.E., Anisimov O.A., Shiklomanov N.I. Climate Change and Hazard Zonation in the Circum-Arctic Permafrost Regions // *Natural Hazards*. 2002. Vol. 26. P. 203–225.
2. Самарский А.А., Моисеенко Б.Д. Экономическая схема сквозного счета для многомерной задачи Стефана // *ЖВМиМФ*. 1965. Т. 5, № 5. С. 816–827.
3. Самарский А.А., Вабищевич П.Н. Вычислительная теплопередача. М.: Едиториал УРСС, 2003. 784 с.
4. Башуров Вл.В., Ваганова Н.А., Филимонов М.Ю. Моделирование и расчет нестационарных тепловых полей от заглубленного теплоизолированного трубопровода // *Математическое моделирование и краевые задачи: сб. тр. пятой Всероссийской научн. конф. с международным участием*. Самара: СамГТУ, 2008. С. 28–31.
5. Башуров Вл.В., Ваганова Н.А., Филимонов М.Ю. Численное моделирование процессов теплообмена в грунте с учетом фильтрации жидкости // *Вычислительные технологии*. 2011. Т.16, № 4. С. 3–18.
6. Vaganova N.A. Existence of a Solution of an Initial-Boundary Value Difference Problem for a Linear Heat Equation with a Nonlinear Boundary Condition // *Proc. Steklov Inst. Math*. 2008. Suppl. 1. P. S260–S271.
7. Vaganova N. Mathematical model of testing of pipeline integrity by thermal fields // *AIP Conf. Proc*. 2014. Vol. 1631. P. 218–224.
8. Черепанов А.Н., Шапеев В.П., Исаев В.И. Моделирование процессов теплопереноса при лазерной сварке разнородных металлов с использованием промежуточной вставки // *Теплофизика высоких температур*. 2015. Т.53, № 6. С. 885–890.
9. Ваганова Н.А., Филимонов М.Ю. Долгосрочное прогнозирование динамики зон оттаивания многолетнемерзлых пород в устье куста добывающих скважин // *XXXI Сибирский теплофизический семинар, посвященный 100-летию академика С.С. Кутателадзе: сб. тр. Всероссийской конф.* Новосибирск: ИТ СО РАН, 2014. С. 42–48.
10. Goodrich L.E. The influence of snow cover on the ground thermal regime // *Can. Geotech. J*. 1982. Vol. 19. P. 421–432.
11. Mikhail Yu. Filimonov, Nataliia A. Vaganova. Simulation of Thermal Fields in the Permafrost With Seasonal Cooling Devices // *Proc. ASME*. 45158, Volume

- 4: Pipelining in Northern and Offshore Environments; Strain-Based Design; Risk and Reliability; Standards and Regulations 133. 2012. P. 133-141.
12. Filimonov M.Yu., Vaganova N.A. Simulation of thermal stabilization of soil around various technical systems operating in permafrost // *Applied Mathematical Sciences*. 2013. Vol. 7, № 144. P. 7151-7160.
13. Ваганова Н.А., Филимонов М.Ю. Прогнозирование изменений в вечной мерзлоте и оптимизация эксплуатации инженерных систем // *Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Математика, механика, информатика*. 2013. Т. 13, № 4. С. 37-42.
14. Filimonov M., Vaganova N. Prediction of changes in permafrost as a result technogenic effects and climate. *Academic Journal of Science*. 2014. Vol. 3, № 1. P. 121-128.
15. Филимонов М.Ю., Ваганова Н.А., Гусарова В.В. Разработка математических моделей и программного обеспечения для описания природных и техногенных процессов в грунте при кустовом способе добычи углеводородов на северных нефтегазовых месторождениях // *XI Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сборник трудов (Казань, 20–24 августа 2015г.)*. Казань: Издательство Казанского (Приволжского) федерального университета, 2015. С. 3916-3918.
16. Filimonov M.Yu., Vaganova N.A. Simulation of Technogenic and Climatic Influences in Permafrost // *Lect. Notes Comput. Sci*. 2015. Vol. 9045. P. 178-185.
17. Vaganova N.A., Filimonov M Yu. Computer simulation of nonstationary thermal fields in design and operation of northern oil and gas fields // *AIP Conf. Proc*. 2015. Vol. 1690, № 020016.
18. Ваганова Н.А., Васев П.А., Гусарова В.В., Игумнов С.Т., Филимонов М.Ю. Использование облачных технологий при моделировании эксплуатации северных нефтегазовых месторождений // *Труды Института механики УрО РАН «Проблемы механики и материаловедения». Материалы конференции «Актуальные проблемы математики, механики, информатики»*. Ижевск, 3–5 марта 2014 г. Ижевск: ИМ УрО РАН, 2014. С. 23-28.
19. Берсенев А.Ю., Ваганова Н.А., Васёв П.А., Игумнов А.С., Филимонов М.Ю. Кластерные вычисления как сервис на примере задачи моделирования тепловых полей от скважин на северных нефтегазовых месторождениях // *Научный сервис в сети Интернет: многообразие суперкомпьютерных миров: сб. тр. Международной конф. Ростов на Дону: ЮФУ, 2014*. С. 147-151.
20. Vaganova N., Filimonov M. Parallel splitting and decomposition method for computations of heat distribution in permafrost // *CEUR Workshop Proceedings*. 2015. Vol. 1513. P. 42-49.

Ваганова Наталия Анатольевна,
кандидат физ.-мат. наук, старший
научный сотрудник,
Институт математики и механики
им. Н.Н. Красовского
УрО РАН
620990, Россия, Екатеринбург,
ул. С. Ковалевской, 16,
E-mail: vna@imm.uran.ru

Vaganova N.A.,
Ph.D. in Physics and Mathematical
Sciences, Senior Researcher,
Institute for Mathematics and
Mechanics, Ural Branch of the
Russian Academy of Sciences,
Kovalevskaya st., 16, Ekaterin-
burg, Russia, 620990,
E-mail: vna@imm.uran.ru

Филимонов Михаил Юрьевич,
доктор физ.-мат. наук, ведущий
научный сотрудник,
Институт математики и механики
им. Н.Н. Красовского
УрО РАН
620990, Россия, Екатеринбург,
ул. С. Ковалевской, 16;
профессор,
Уральский Федеральный Уни-
верситет,
620002, Екатеринбург, ул. Мира,
19,
E-mail: fmy@imm.uran.ru

Filimonov M.Yu.,
Doctor of Physical and Mathe-
matical Sciences,
Institute for Mathematics and
Mechanics, Ural Branch of the
Russian Academy of Sciences,
Kovalevskaya st., 16, Ekaterin-
burg, Russia, 620990;
Professor,
Ural Federal University,
Mira st., 19, Ekaterinburg, Rus-
sia, 620002,
E-mail: fmy@imm.uran.ru

Контактное лицо – Филимонов Михаил Юрьевич, E-mail fmy@imm.uran.ru,
тел. номер 8-922-135-28-62

ИДЕНТИФИКАЦИЯ НАЛИЧИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ МЕТОДОМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

Гилманов Р. Н., Волков К. А., Емельянов Э. В., Крюков А.Б.
ПАО «Белкамнефть»

В статье рассмотрены теоретические основы интерпретации гидродинамических исследований скважин для выявления заколонных перетоков в нагнетательных скважинах.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, диагностика заколонных перетоков, межпластовые перетоки, нелинейная индикаторная диаграмма, исследование нагнетательных скважин, эффективность системы ППД, турбулентное течение, нарушение закона Дарси.

IDENTIFICATION BEHIND-THE-CASING FLOW WITH WELL- TEST PRESSURE DRAWDOWN VS. FLOW RATE CROSSPLOT

R.N. Gilmanov, K.A. Volkov, E.V. Emelyanov, A.B. Kryukov
JSC "Belkamneft"

The article deals with the theoretical basis of the interpretation of well testing to determine the casing flows into the injection wells.

Keywords: hydrodynamic research, diagnostics casing flows, cross-flows, nonlinear indicator diagram, a study of injection wells, the effectiveness of reservoir pressure maintenance system, turbulent flow, the violation of the law of Darcy.

В настоящее время большая часть запасов нефти и газа РФ сосредоточены в продуктивных объектах третьей и четвертой стадии разработки, характеризующиеся постоянным снижением пластового давления и продуктивности скважин. Для поддержания пластового давления, увеличения темпов отбора нефти из залежи, а так же повышения ее нефтеотдачи проводят нагнетание рабочего агента в пласт для создания напорного режима, который имеет большую конечную нефтеотдачу по сравнению с режимами истощения. В РФ более чем на 80% месторождений нефти используется поддержание пластового давления (ПДД) путем закачки воды.

Эффективность системы ППД зависит от множества факторов геологического, технологического и технического характера. По мере эксплуатации нагнетательных скважин их эффективность снижается за счет появления нестабильных трещин ГРП и негерметичности эксплуатационной колонны, приводящих к межпластовым перетокам.

Для выявления причин, приводящих к межпластовым перетокам в нагнетательной скважине необходим целый комплекс мероприятий. В решении этой задачи можно выделить следующие направления: проведение трассерных исследований, гидродинамических исследований в скважине и применение геофизических методов контроля технического состояния скважин.

При разработке больших месторождений со значительным количеством нагнетательного фонда скважин наиболее актуально проведение гидродинамических исследований без затрат на остановку скважины. Одним из таких методов является метод индикаторных диаграмм, при котором осуществляется исследование на нескольких режимах работы скважины и строится зависимость приемистости скважины от репрессии на пласт (перепада пластового и забойного давлений). Основная идея применения метода индикаторных диаграмм для диагностики заколонных перетоков заключается в следующем. По мере эксплуатации нагнетательных скважин призабойная зона эксплуатационного объекта кольматируется, и как следствие снижается приемистость и увеличивается репрессия на пласт, что при давлениях гидроразрыва породы и знакопеременных нагрузках может привести к появлению трещин в цементном камне и продуктивном горизонте.

Для нагнетательных скважин на практике при характерных значениях репрессий в призабойной зоне наблюдается движение агента, подчиняющееся закону Дарси. Однако в трещинах, при возникновении заколонного перетока происходит переход ламинарного течения в турбулентный режим [4]. При увеличении репрессии на пласт поток в эксплуатационном пласте подчиняется закону Дюпюи, то есть приемистость этого пласта меняется пропорционально репрессии. Поток воды, который поступает через трещины в соседний водоносный пласт, является турбулентным и растет с репрессией гораздо медленнее. Таким образом, суммарный поток, поступающий в скважину, будет отклоняться от линейного закона (индикаторная диаграмма отклоняется от прямой). Отклонение индикаторной диаграммы от прямой будет характерно при наличии, как заколонного перетока, так и при наличии нестабильной трещины гидроразрыва в пласте.

Для теоретического обоснования этой идеи и оценки степени проявления описанных эффектов была разработана математическая модель процесса. Рассмотрим упрощенную ситуацию, когда перфорированный интервал гидродинамически связан с эксплуатационным пластом, а через трещины в обсадном кольце скважины — с нижележащим пластом (рис. 1).

Замеры забойного давления при проведении данного гидродинамического исследования проводятся после установления стационарного притока жидкости. В этом случае движение воды в пласте описывается обобщенной формулой Дюпюи [5]:

$$Q_1 = \frac{2\pi k_1 h_1 (p_{k1} - p_{w1})}{\mu_1 [\ln(\frac{R_k}{R_w}) + s_1 - 0.5]}, \quad (1)$$

где p_{w1} — давление на забое скважины; p_{k1} — среднее давление в окрестности (с радиусом R_k) скважины в продуктивном пласте; R_w — радиус скважины; s_1 — скин за счет загрязнения призабойной зоны эксплуатационного пласта; k_1 , h_1 , μ_1 — соответственно проницаемость, мощность эксплуатационного пласта и вязкость жидкости в нем.

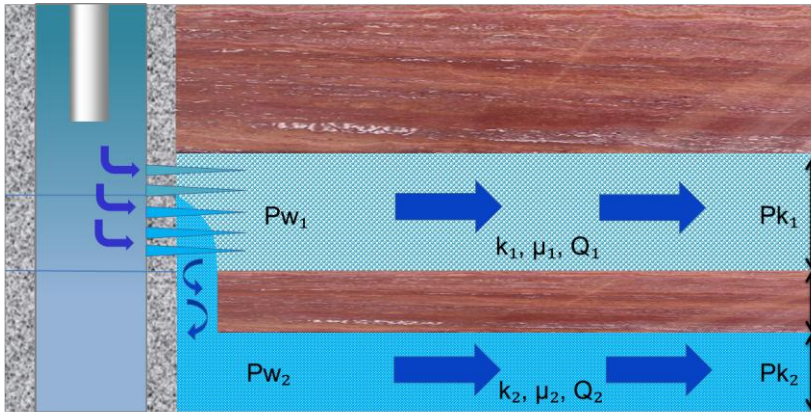


Рис. 1. Схема работы нагнетательной скважины при наличии заколонного перетока

Формула справедлива для движения воды в нижележащем пласте:

$$Q_2 = \frac{2\pi k_2 h_2 (p_{k2} - p_{w2})}{\mu_1 [\ln(\frac{R_k}{R_w}) + s_2 + s_* - 0.5]}, \quad (2)$$

где R_w — радиус скважины (внешний радиус цементного кольца); R_k — радиус контура питания; k_2 — проницаемость пласта; μ_1 — вязкость жидкости; p_{k2} — среднепластовые давления; p_{w2} — забойные давления; нижние индексы 1 и 2 обозначают соответствующий параметр в продуктивном и водонасыщенном пластах; s_2 — скин за счет загрязнения призабойной зоны эксплуатационного пласта; s_* — скин-факторы за счет появления дополнительного гидравлического сопротивления при турбулентном течении воды через трещину.

Будем считать, что по всей высоте перемычки между пластами в цементном камне образовалась кольцевая трещина с эффективной шириной δ ,

примыкающая к обсадной колонне. При установившемся режиме течение в кольцевой трещине можно описать уравнением Дарси-Вейсбаха [4]:

$$p_{w2} - p_{w1} = \lambda(\delta) \frac{h_2 \rho_2 Q_2^2}{2\delta 2S_3^2}, \quad (3)$$

где $S_3 = \pi(R^2 - R_t^2)$ — площадь сечения кольцевой трещины; $R = R_t + \delta$ — внешний радиус трещины; R_t — внешний радиус обсадной трубы; Q_2/S_3 — среднемаховая скорость течения в трещине; λ — коэффициент гидравлического сопротивления кольцевой трещины.

Ламинарные течения в кольцевой трещине реализуются при числах Рейнольдса, таких, что $Re < 2000$, где

$$Re = \frac{2\rho_2 Q_2 \delta}{\mu_1 S_3}, \quad (4)$$

Турбулентные течения реализуются при числах $Re > 2000$, а коэффициент гидравлического сопротивления вычисляется по формуле Никурадзе [5]

$$\lambda = 0.0032 + \frac{0.221}{Re^{0.237}}, \quad (5)$$

Таким образом, система уравнений (1), (2), (3), (4) и (5) является замкнутой и позволяет при известных фильтрационных характеристиках пластов, пластовых давлениях найти взаимосвязь между репрессией, суммарной приемистостью скважины и построить индикаторную диаграмму. Исходные данные для расчетов представлены в табл. 1.

Первый вариант расчетов представляет случай, когда подвижность воды в нижнем водоносном горизонте представляет собой небольшие величины. При наличии гидродинамической связи пластов по трещинам в цементном кольце приемистость избыточной воды в водоносный горизонт незначителен. Размеры трещины также не играют важной роли, так как приемистость воды определяется ее подвижностью в пласте, а не в трещине. Результаты расчетов этого варианта представлены на рис. 2.

Рост репрессии на пласт в этом случае сопровождается линейным ростом приемистости агента (основную часть идет в верхний продуктивный интервал). Число Рейнольдса, характеризующее течение воды в трещине, меньше критического значения.

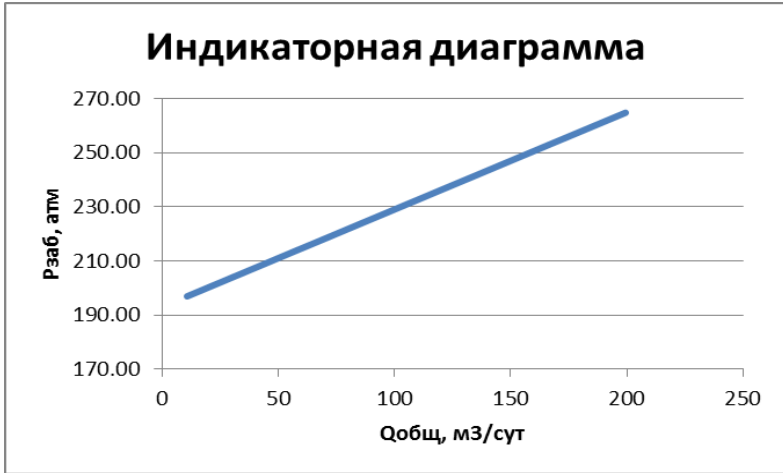


Рис. 2. Зависимость общей приемистости $Q_{общ}=Q_1+Q_2$ от репрессии

Второй вариант — когда подвижность воды в нижележащем пласте имеет высокие значения (результаты расчетов представлены на рис. 3). В этом случае течение жидкости по трещине даже при малых ее размерах переходит в турбулентный режим.

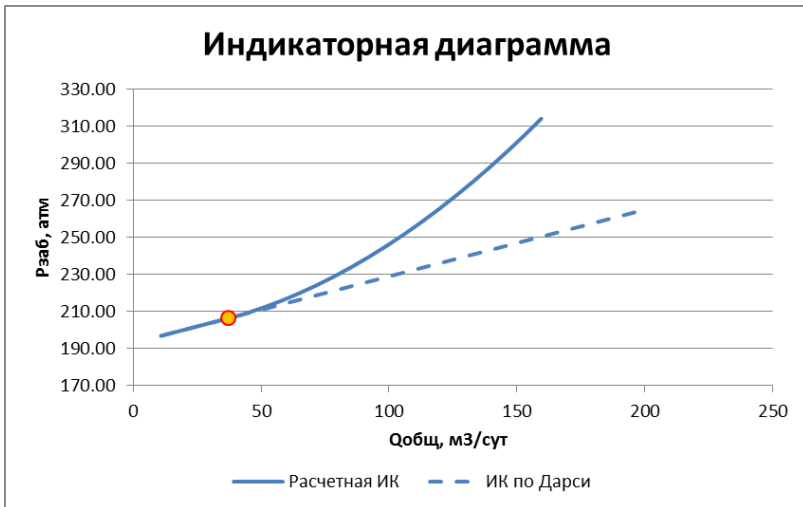


Рис. 3. Зависимость общей приемистости $Q_{общ}=Q_1+Q_2$ от репрессии

Таблица 1. Исходные данные по скважине

Параметр	Обозначение	Значение	Размерность
Общие параметры			
Радиус долота или внешний радиус скважины	R_w	0.108	м
Внешний радиус обсадной трубы	R_t	0.073	м
Радиус контура питания	R_k	175	м
Плотность воды	ρ	1170	кг/м ³
Вязкость воды	μ	0.001	Па*с
Толщина перемычки между пластами	l	1	м
Параметры для продуктивного пласта			
Толщина продуктивного пласта	h_1	3	м
Среднепластовое давление в продуктивном пласте	P_{k1}	174	атм
Проницаемость продуктивного пласта	k_1	0.440	мкм ²
Скин-фактор в продуктивном пласте	S_1	3	-
Параметры для водоносного пласта			
Толщина водоносного пласта	h_2	1	м
Среднепластовое давление в водонасыщенном пласте	P_{k2}	174	атм
Проницаемость водоносного пласта	k_2	0.440	мкм ²
Скин фактор в водоносном пласте	S_2	0	-
Скин фактор за счет гидравл. сопротивления	S^*	0	-
Приведенная толщина кольцевой трещины	δ	0.001	м

Для трещины размером 1 мм это происходит при репрессии на пласт выше значения 210 атм. и сопровождается изломом индикаторной прямой. При больших размерах трещины течение становится развитым турбулентным. Этот режим характеризуется нелинейным ростом приемистости скважины. Таким образом, при значительном притоке воды в пласты, не являющихся объектами разработки, диагностическим признаком на индикаторных диаграммах может служить фактор нелинейного роста приемистости жидкости при увеличении репрессии на продуктивный пласт.

Выводы

1. На основе теоретических исследований установлено, что по виду индикаторных диаграмм, определенных в нагнетательных скважинах, можно выделить переток нагнетаемой воды в пласты, не являющихся объектами разработки. Это становится возможным при высоких значениях приемистости по скважине.

2. Основными диагностическими признаками межпластовых перетоков воды является нелинейный рост приемистости жидкости при увеличении репрессии на пласт.

Список литературы

1. А.Ю. Мегалов, Е.Н. Иванов, Ю.М. Кононов, А.Т. Росляк «Пути решения проблем выбора и оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири, журнал «Известия Самарского научного центра РАН», том 14, №1(8), 2012.
2. И.Т. Мищенко «Скважинная добыча нефти», уч. пособие для вузов. — М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
3. РД-39-1-442-80. Методическое руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах / Усачев П.М. Карташев Н.А. Казакова А.В. и др.
4. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. М.: Недра, 1989. 270 с.
5. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. Библиотека нефтяного инжиниринга. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИР «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. 668 с.
6. Мирошниченко Г.П., Петрашень А.Г. Численные методы: Учеб. пособ. СПб.: СПбГУИТМО, 2007. 120 с.
7. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. М.: Машиностроение, 1992. 672 с.
8. Кибирев А.В., Федоров К.М., Анализ возможностей гидродинамических исследований скважин для идентификации заколонного перетока воды. Вестник Тюменского государственного университета, 2009. №6. 12 с.

Гилманов Ринат Накипович, начальник цеха ППД НГДУ-1 ПАО «Белкамнефть», (г. Ижевск, ул. Пастухова 100, 426004, e-mail: Gilmanov@NPVI.belkam.com)

Волков Кирилл Алексеевич, заместитель начальника УНИПР ПАО «Белкамнефть», (г. Ижевск, ул. Пастухова 100, 426004, e-mail: Volkovka@belkam.com)

Емельянов Эдуард Валерьевич, начальник СТИ УНИПР ПАО «Белкамнефть», (г. Ижевск, ул. Пастухова 100, 426004, e-mail: Emelyanov@belkam.com)

Крюков Александр Борисович, заместитель начальника ЦДПН-1 НГДУ-2 ПАО «Белкамнефть», (г. Ижевск, ул. Пастухова 100, 426004, e-mail: Kryukov@belkam.com)

Gilmanov Rinat Nakipovich, foreman PPD NGDU-1 of JSC "Belkam-Neft", (Izhevsk, street Pastukhov 100, 426004, e-mail: Gilmanov@NPVI.belkam.com)

Volkov Cyril Alekseevich, the Deputy chief of UNIPR JSC "Belkam-Neft", (Izhevsk, street Pastukhov 100, 426004, e-mail: Volkovka@belkam.com)

Emelyanov Edward V., head of STI UNIPR JSC "Belkamneft", (Izhevsk, street Pastukhov 100, 426004, e-mail: Emelyanov@belkam.com)

Kryukov Alexander Borisovich, Deputy head CDPN-1 of NGDU-2 JSC "Belkamneft", (Izhevsk, street Pastukhov 100, 426004, e-mail: Kryukov@belkam.com)

УСТАНОВКА ПО РАЗДЕЛЕНИЮ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ В УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ

Липанов А.М., Лещев А.Ю., Корепанов М.А., Овчаренко П.Г., Зайцев И.Н.
Институт механики Уральского отделения РАН

Приведено описание установки по разделению попутного нефтяного газа (ПНГ) на фракции с получением жидких углеводородов. Принцип действия установки основан на компримировании ПНГ с последующим охлаждением и разделением на фракции: широкую фракцию летучих углеводородов (ШФЛУ) и остаточный газ. Показано, что в условиях небольших месторождений, характерных для Удмуртии, эффективно применение небольших мобильных установок. Приведены результаты экспериментальных исследований по сжижению ПНГ на месторождениях Удмуртской республики. Показано, что использование подобной установки позволит снизить загрязнение окружающей среды и получать дополнительный объем жидких углеводородов.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, утилизация, компримирование, фракции, сжижение, установка, эксперимент.

SEPARATION PLANT OF ASSOCIATED GAS AT OILFIELDS IN THE UDMURT REPUBLIC

Lipanov A.M., Leshchev A.Yu., Korepanov M.A., Ovcharenko P.G., Zaytsev I.N.
Institute of mechanics, Ural Branch RAS

The description of the plant for the separation of associated petroleum gas (APG) into fractions to yield liquid hydrocarbons is given. The principle of operation is based on APG compression, subsequent cooling and separation into fractions: a wide light hydrocarbon fraction (WLHF) and the residual gas. It is shown that in the conditions of small oilfields, characteristic of Udmurtia, efficient use of small mobile plants. The results of experimental studies on the liquefaction of APG on the oilfields of the Udmurt Republic are given. It is shown that the use of such a plant would reduce environmental pollution and receive additional volume of liquid hydrocarbons.

Keywords: associated petroleum gas, utilization, compression, fractions, liquefaction, plant, experiment.

Постановлением Правительства РФ «О мерах по стимулированию снижения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» от 8.01.2009 г. №7 установлен целевой показатель сжигания попутного газа на факельных установках с 1 января 2012 года в размере не более 5% от объема добытого попутного газа. При превышении целевого показателя к плате за загрязнение окружающей среды будет применяться увеличивающий коэффициент равный 4,5.

На эксплуатируемых месторождениях нефти в Удмуртской Республике добываемая нефть характеризуется низким газовым фактором 4,5-35 $\text{м}^3/\text{т}$, попутный нефтяной газ (ПНГ) содержит большое количество азота от 30 – 90%, следовательно, имеет низкую калорийность от 1200 до 6600 $\text{ккал}/\text{м}^3$, также на большинство месторождений содержит существенное количество сероводорода (до 2% по объему). Как следствие попутный нефтяной газ в Удмуртской Республике практически не пригоден для реализации на бытовые нужды и реализации в сети РОАО «Удмуртгаз».

Анализируя существующие способов утилизации ПНГ, с точки зрения экономики, целесообразно вести переработку ПНГ на нефтяном месторождении с получением сжиженной фракции (ШФЛУ). Полученное ШФЛУ удобно транспортировать до ближайших химических заводов, Вследствие своей высокой теплоты сгорания ШФЛУ, может быть более эффективно, чем ПНГ использовано для выработки тепловой или электрической энергии на собственные нужды.

Для разделения ПНГ на нефтяном месторождении с учетом небольших объемов (до 20000 $\text{м}^3/\text{сутки}$) эффективно использовать компрессионный метод разделения газовых смесей. Технология компрессионного разделения основана на различной упругости насыщенных паров и на различии в давлениях конденсации отдельных компонентов смеси. При изменениях температуры или объема двухфазной системы (пар - жидкость) равновесие ее нарушается и тут же восстанавливается за счет изменения массового соотношения фаз. Например, при постоянстве температуры сжатие паровой фазы приводит к конденсации части паров, а при увеличении объема испаряется часть жидкости. В обоих случаях давление насыщения паровой фазы, соответствующее данной температуре, остается неизменным.

В таблице 1 приведены данные по давлению паров компонентов ПНГ в зависимости от температуры.

Таблица 1 - Давление насыщенных паров компонентов ПНГ

Вещество	Температура кипения, К	Давление насыщенных паров при температуре, атм				
		253	263	273	283	293
Пропан	231.1	2.3974	3.3869	4.6532	6.2375	8.1802
Изобутан	261.3	0.7109	1.0630	1.5369	2.1576	2.9508
n-Бутан	272.7	0.4432	0.6822	1.0128	1.4565	2.0366
n-Пентан	309.2	0.0884	0.1488	0.2397	0.3711	0.5552
n-Гексан	341.9	0.0182	0.0337	0.0592	0.0989	0.1585
Сероводород	212.8	5.3497	7.4333	10.0568	13.2900	17.1996

Из данных таблицы 1 видно, что легче всего сжижаются более тяжелые углеводороды, давление насыщенных паров которых ниже, также можно отметить, что при снижении температуры также облегчает сжижение компонентов ПНГ.

Однако при компрессионном методе степень извлечения тяжелых углеводородов ниже, чем при абсорбционном, т.к. сжижается лишь часть паров углеводорода, вторая же часть остается в паровой фазе для поддержания фазового равновесия. Степень перехода определяется исходным составом (содержанием тяжелых углеводородов) и степенью повышения давления.

Для описания термодинамического состояния газо-жидкостной смеси углеводородов широко используется уравнение состояния Пенга-Робинсона.

На опытной установке по выделению ШФЛУ из ПНГ были проведены эксперименты на УПСВ "Вятка" 1-ая ступень сепарации (ОАО "Белкамнефть"). В таблице 2 приведены результаты расчетов и экспериментальные данные.

Из таблицы видно, что при рабочем давлении установки 2,0-3,0 МПа, азот и диоксид углерода плохо растворимы в жидких углеводородах. Существенное различие по составу теоретически ожидаемого ШФЛУ от его химического анализа объясняется тем, что полученная ШФЛУ находилась в сосуде под давлением и химический анализ был сделан по газифицированной части, в которой преобладали легкие углеводороды, в частности пропан.

По результатам расчетов была спроектирована и изготовлена установка «УРПНГ - 5» по разделению ПНГ на ШФЛУ и смесь газов, в первую очередь азота с метаном.

Таблица 2 - Результаты экспериментальных исследований по разделению ПНГ

Газ	УПСВ «Вятка» 1-ая ступень сепарации, об.доли, %	Теоретически ожидаемое количество с 1 м ³	Хим.анализ полученного ШФЛУ, об.доли, %
Азот	63,9	-	4,91
Диоксид углерода	2,63	-	0,85
Сероводород	менее 0,1	-	0,61
Метан	8,00	-	0,22
Этан	9,29	-	15,58
Пропан	10,10	0,015 кг (22% масс.)	45,22
Бутаны	4,45	0,026 кг (38% масс.)	25,86
Пентаны	1,41	0,027 кг (40% масс.)	5,89
Гексаны	0,22	-	0,84

Установка «УРПНГ - 5» работает следующим образом:

Попутный нефтяной газ поступает на установку из газозаборника на нефтяном месторождении, от которого отходит трубопровод на факельную линию. В установке ПНГ поступают через шаровой кран, проходят через «нормально закрытый» электроклапан (при работе установки на электроклапан подается напряжение, поэтому он находится в открытом состоянии). Устройство осушения для отделения воды и попавшей нефти затем на фильтр ФГ-109 и поступает в компрессоры. Один из компрессоров управляется частотным преобразователем, в обратную связь которого подключен датчик давления, входного трубопровода, это позволяет исключить влияние установки на технологический процесс обезгаживания нефти. После компрессора ПНГ охлаждается в воздушном канале, а затем в пластинчатом теплообменнике до температуры 4 C^0 . Охлажденный ПНГ поступает в сепаратор снабженный мембранным клапаном, настроенным на необходимую фракцию ШФЛУ. Требуемый состав ШФЛУ получается из условий конденсации требуемой смеси газов находящейся в равновесном состоянии сжиженных газов (зависимости парциального давления и температуры смеси). Эти условия достигаются путем соединения верхней части мембранного клапана с баллоном, в котором находится заданная смесь, например, бутана или смеси газов, пропан – бутана. Применение мембранного клапана позволяет регулировать давление компрессоров при сепарировании ПНГ в зависимости от полученной температуры, что позволяет снизить затраты на компрессию газа.

Уровень ШФЛУ в сепараторе и влагоотделителе контролируется специальными поплавковыми датчиками уровня, Слив полученной ШФЛУ из сепаратора происходит автоматически через электроклапан по команде с компьютера установки в специальную емкость. Компьютер контролирует работу установки и состояние в накопительной емкости, при её наполнении происходит отключение установки. Установка оснащена автономными системами безопасности и отвечает требованиям взрывобезопасности.

Установка (рис.1, 2) оснащена системой охлаждения состоящей из двух холодильных компрессоров, двух кондиционеров и теплообменника. Циркуляция охлаждающей жидкости осуществляется насосом. Охлаждающая жидкость после охлаждения в теплообменнике поступает в теплообменник для охлаждения ПНГ, затем в сепараторы и осушитель. Охлаждение ПНГ холодильной машиной позволяет снизить энергетические затраты на компрессию газа в летнее время. Конструктивно установка выполнена в стандартном 20-футовом контейнере.

Расчеты показывают, что на месторождениях нефти в Удмуртской Республике при использовании подобной установки возможно получение жид-

кой фракции летучих углеводородов в количестве от 200 до 500 кг из 1000 м³ ПНГ.

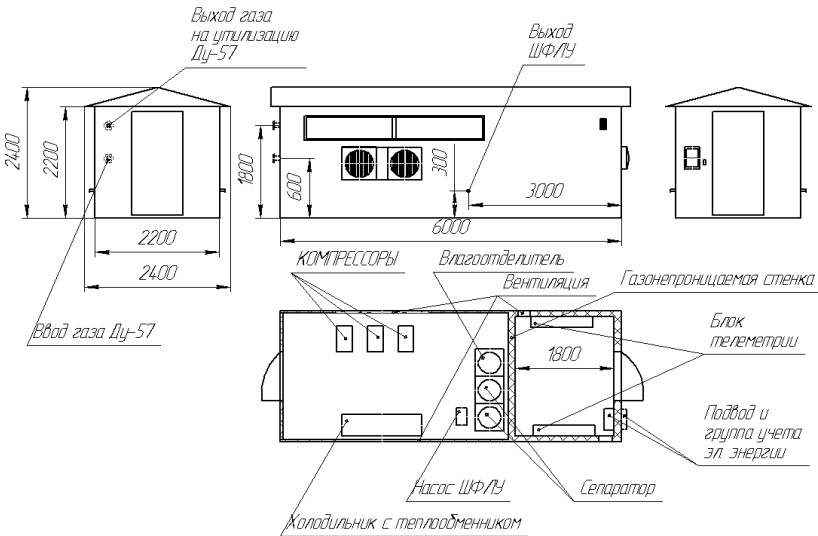


Рисунок 1. Конструктивно-компоновочная схема установки «УРПНГ - 5»



Рисунок 2. Внутренний вид рабочего отделения установки

Внедрение установок на месторождениях нефти в Удмуртской Республике позволит:

1. Уменьшить выбросы в окружающую среду, за счет извлечения тяжелых углеводородов из попутного нефтяного газа.

2. Прекратить неконтролируемое сжигание ПНГ в открытом факеле и замена его на стехиометрическое сжигание в дожигателе.

3. ОАО «Удмуртнефть» освобождается от сверхлимитных платежей, установленных Постановлением Правительства РФ «О мерах по стимулированию снижения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» от 8.01.2009 г. №7.

Липанов Алексей Матвеевич, академик, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Институт механики Уральского отделения РАН, Ижевск, ул.Т.Барамзиной, 34.

Лещев Андрей Юрьевич, научный сотрудник Институт механики Уральского отделения РАН, Ижевск, ул.Т.Барамзиной, 34.

Корепанов Михаил Александрович, д.т.н., доцент, ведущий научный сотрудник Институт механики Уральского отделения РАН, Ижевск, ул.Т.Барамзиной, 34.

Овчаренко Павел Георгиевич, научный сотрудник Институт механики Уральского отделения РАН, Ижевск, ул.Т.Барамзиной, 34.

Зайцев Иван Николаевич, к.т.н., научный сотрудник Институт механики Уральского отделения РАН, Ижевск, ул.Т.Барамзиной, 34.

Lipanov Alexey Matveevich, Academician, Dr.Sci., Professor, head researcher, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34.

Leshchev Andrey Yur'evich, researcher, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34.

Korepanov Mikhail Alexandrovich, Dr.Sci., leading researcher, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34.

Ovchrenko Pavel Georgievich, researcher, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34.

Zaytsev Ivan Nikolaevich, PhD, researcher, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ И ДОБЫЧИ НЕФТИ. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ

Мухаметгалеев Р.Р.

Работы по усовершенствованию методик анализа системы заводнения ведутся регулярно, в связи с тем, что система поддержания пластового давления является основным и наиболее дешевым методом воздействия на залежь, а задача вовлечения в разработку слабодренлируемых зон пласта является весьма актуальной. Задача оценки, управления и прогноза эффективности различных вариантов системы заводнения значительно упрощается в случае наличия постоянно действующей геолого-гидродинамической модели, однако далеко не все объекты разработки имеют актуальную геологическую и гидродинамическую модели. Более того, применение постоянно действующей геолого-гидродинамической модели занимает долгое время и требует определённые навыки. Именно поэтому, в дальнейшем, будет уделено особое внимание методикам оценки эффективности системы поддержания пластового давления на основе метода материального баланса.

Ключевые слова: заводнение, система поддержания пластового давления, закачка воды, добыча нефти, обводненность, скважина, метод материального баланса, дополнительная добыча нефти, геолого-технические мероприятия.

IMPROVING THE OIL FIELD DEVELOPMENT BY USING DUAL INJECTION AND DUAL PRODUCTION EQUIPMENT. EVALUATION OF THE TECHNOLOGY EFFECTIVENESS

R.R. Mukhametgaleev

Methods for the analysis of waterflooding performance are constantly improved. This is due to the fact that the system of the reservoir pressure maintenance is considered as a main and inexpensive recovery method for the development of bypassed oil reserves. Reservoir simulation models can greatly simplify evaluation, control and prediction of different waterflood patterns. However, there are many fields that have neither geological models nor reservoir simulation models.

Moreover, the use of reservoir simulation models is time-consuming and requires additional efforts. That's why we focus on material balance method to evaluate the effect of reservoir pressure maintenance.

Keywords: waterflooding, reservoir pressure maintenance, water injection, oil production, water-cut, well, material balance, incremental oil production, workover operations.

В настоящее время, как и десятки лет назад, можно видеть, что оперативные (достаточно легкие в использовании) методы анализа и прогноза разработки нефтяного месторождения не теряют своей актуальности. К одним из них можно отнести метод расчета материального баланса для нефтяного месторождения. Методика материального баланса может быть использована как при построении, корректировке или проверке гидродинамической модели месторождения, так и в качестве самостоятельного метода анализа и прогноза разработки. Его очевидным преимуществом являются быстрота и наглядность реализации, что удобно при анализе эффективности различных планируемых геолого-технических мероприятий (ГТМ), например заводнения. Основной недостаток – грубость расчетов в модели материального баланса вследствие усреднения параметров разработки (пластового давления, добычи) на большие участки месторождения (ячейки).

Основным показателем разработки ячейки месторождения в модели материального баланса является энергетическое состояние рассматриваемого объекта разработки: среднее пластовое давление. Исходя из динамики фактического пластового давления (усреднения замеров на скважинах) проводится адаптация модели материального баланса: корректируются запасы рассматриваемого участка, физико-химические свойства нефти и газа, взаимодействие с законтурной областью (аквифером) и т.д. В ходе адаптации происходит непосредственно анализ разработки участка месторождения, а в результате можно получить численную модель, которую можно использовать для анализа эффективности ГТМ [6].

Методика материального баланса используется для расчета прогноза различных вариантов разработки для ячейки заводнения или месторождения в целом. Методика позволяет рассчитывать как чисто нефтяное месторождение, так и месторождение с газовой шапкой. Причем вместе с численным решением уравнения материального баланса приводятся кривые вытеснения, с помощью которых осуществляется прогноз обводненности фонда скважин. Кроме того, представлен алгоритм введения различных видов ГТМ, предлагаются некоторые расчетные формулы, позволяющие разделять все извлекаемые запасы фонда на части (для самого базового фонда и фонда скважин, в которых проводятся ГТМ) для того, чтобы отследить прогноз динамики добычи по каждой из этих групп скважин.

Данная методика реализована в качестве программного модуля в программном комплексе «РН-КИН», применяемом в ОАО «НК «Роснефть». К настоящему времени с помощью этого модуля рассчитывается эффективность планируемых ГТМ по ППД в том числе в ОАО «Удмуртнефть».

При эксплуатации части месторождений ОАО «Удмуртнефть» (например: Котовское, Ельниковское месторождения) проблемным является вопрос организации системы ППД на возвратных объектах. Основная сложность

заключается в том, что скважины, через которые возможно осуществлять закачку рабочего агента, находятся в статусе добывающих на другом объекте (нижележащий, основной объект разработки).

На сегодняшний день основные объекты разработки обычно не достигают проектного коэффициента извлечения нефти (КИН), в связи с чем встает вопрос – что должно быть осуществлено: эксплуатация скважин для достижения проектных показателей или изоляция основных объектов и переход на возвратные объекты разработки с целью организации системы ППД [2].

Для решения указанных проблем предлагается технология одновременно-раздельной закачки воды и добычи нефти (ОРЗиД) в одной скважине. Для реализации технологии необходимо надёжное оборудование, удовлетворяющее требованиям, предъявляемым к одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов.

Дальнейшее применение технологии ОРЗиД будет рассматриваться на примере Котовского месторождения.

Месторождение [3] введено в пробную эксплуатацию в 1990 году в соответствии с «Проектом пробной эксплуатации бобриковского горизонта нижнего карбона Котовского месторождения». В промышленной разработке находятся три объекта: подоло-каширо-верейский (Пд-Кш-Вр), визейский (Вз) и турнейский. По состоянию на 01.01.2014 г. в целом по Котовскому месторождению с начала разработки добыто 4944,3 тыс. т нефти, текущий КИН 0,101, отбор от НИЗ 34,4 %. Основным объектом разработки является визейский объект, подоло-каширо-верейский – возвратный. Согласно текущему проектному документу разработка подоло-каширо-верейского объекта осуществляется, как путем разбуривания самостоятельной сеткой скважин, так и переводом скважин с визейского объекта.

К формированию системы ППД на Пд-Кш-Вр объекте приступили в 2005 году с опозданием от проекта на четыре года. Нагнетательный фонд состоял всего из четырех скважин. По состоянию на 01.01.2014 г. закачка воды осуществляется в 12 скважинах.

Отсутствие системы ППД до 2005 года привело к снижению пластового давления до 5 МПа (рис.1). С увеличением роста закачки начало увеличиваться, но незначительно и пластовое давление по залежи. Текущее пластовое давление в целом по залежи составляет 9,5 МПа, при начальном 10,4 МПа. В зоне отбора наблюдается снижение пластового давления до 6 МПа. Таким образом, на участках с пониженным пластовым давлением необходимо проведение мероприятий по усилению системы заводнения.

Одним из методов совершенствования системы разработки Котовского месторождения является применение оборудования для одновременно-раздельной закачки воды и добычи нефти в одной скважине [8]. Данная технология позволяет организовать систему поддержания пластового давления

(верхний объект) в добывающих скважинах, с сохранением добычи нефти в этих скважинах.

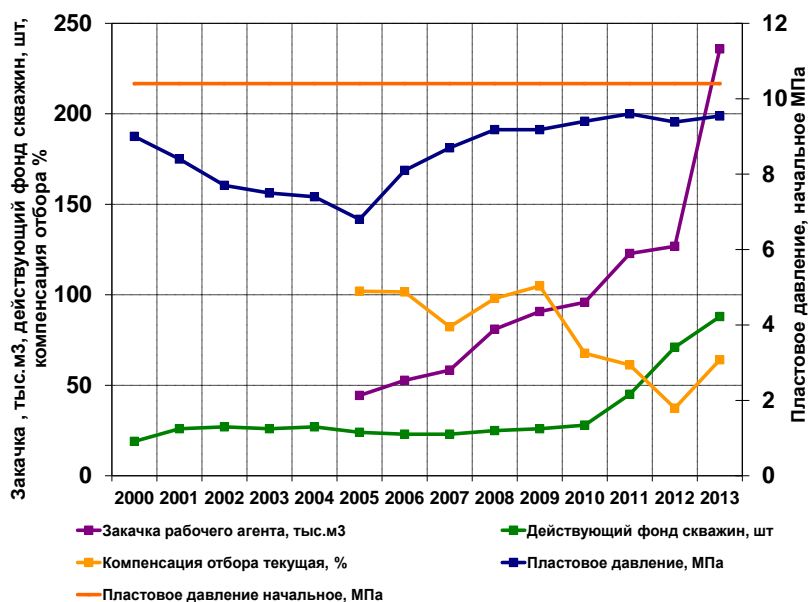


Рис.1. Динамика среднего пластового давления в зоне отбора по подоло-каширско-верейскому объекту

Основные технические характеристики [1] оборудования для ОРЗид представлены в таблице 1.

Для проведения работ [10] по переводу скважин на одновременно-раздельную закачку воды подоло-каширо-верейского объекта и добычу нефти визейского объекта Котовского месторождения были рассмотрены и проанализированы зоны с пониженным пластовым давлением [4]. По результатам выбраны 4 добывающие скважины – потенциальные кандидаты для организации закачки. Текущие режимы работы скважин показаны в таблице 2. Размещение скважин-кандидатов на ОРЗид показано на рисунках 2-3.

Оценка эффективности внедрения оборудования для ОРЗид, а именно, влияние закачки на Пд-Кш-Вр объекте Котовского месторождения, будет проведена на основе метода материального баланса. Данный модуль (как было сказано ранее) реализован в программном комплексе «РН-КИН». Результаты расчетов представлены на рисунках 4-5.

Таблица 1. Технические характеристики оборудования для добычи нефти с нижнего продуктивного пласта и закачки жидкости в верхний нагнетательный пласт

Диаметр обсадной колонны (условный), мм	146
Диаметр внутренней колонны НКТ, мм	48/60
Диаметр наружной колонны НКТ, мм	89/102
Диаметр колонны между пакерами, мм	73
Длина колонн НКТ, м	не более 1500
Расстояние между объектами, м	не менее 3

Параметры добычи для ЭЦН:	
Дебит жидкости м3/сут	до 200

Параметры добычи для ШГН:	
Дебит жидкости м3/сут	до 30

Параметры закачки:	
Подача, м ³ /сут	до 250
Давление нагнетания, МПа	до 21

Таблица 2. Текущий режим работы скважин-кандидатов на ОРЗиД

№ скважины	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м3/сут	Обводненность, %	Д э/к, мм	Текущий объект
364	12,7	206,0	94,0	130,6	визейский
562	6,7	32,0	79,0	130,6	
339	5,6	8,4	33,0	130,6	
345	5,0	5,2	3,0	130,6	

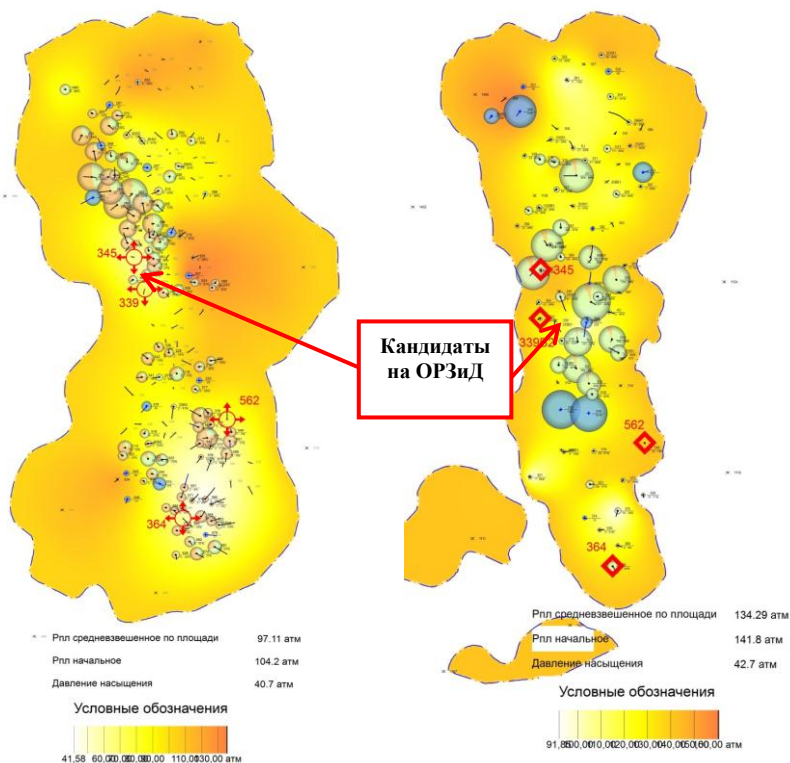


Рис.2. Размещение скважин-кандидатов под закачку на Пд-Кш-Вр объекте

Рис.3. Текущее положение скважин на В3 объекте (добыча)

Таким образом, оборудование для ОРЗид, позволит оптимизировать текущую систему разработки Котовского месторождения путем организации закачки на подоло-каширо-верейский объект с сохранением добычи по визейскому объекту. Благодаря применению данной технологии пластовое давление в зонах отбора увеличится в среднем на 3-5 атм, дополнительная добыча нефти составит (в пятилетней перспективе) 34 тыс. тонн.

Марталанс

Главы Прогноз Таблицы

Импортировать данные Экспорт данных, мес: 60 Обновленность: По логарифму ВМФ

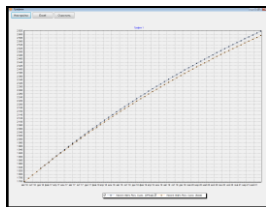
Выбор: База

ОРЗид

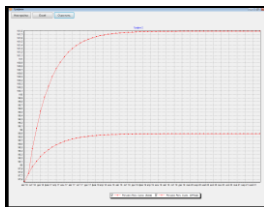
База

Мероприятие	Прогноз связан с ГТМ					Суммарный прогноз					Сравнение						
Фонд	Добыча нефти	Добыча воды	Попут. газ	Газ(расч)	Г.ж.	Закачка	Добыча мощности	Рп рас	Ракв атм	Дис фонд	Натм фонд	Наполн нефть	Наполн вода	Наполн газ	Наполн закачка	обедонность	Плош
м3/сут	м3/мес	м3/мес	м3/мес	м3/мес	д.л.	м3/мес	м3/мес	атм	атм	свк	свк	тыс.м3	тыс.м3	тыс.м3	тыс.м3	д.л.	м2
1200	15226	19940	642066	611742	37	38519	35166	98,9	97,1	100	20	2099,30	1170,01	88611	2634,47	0,5670	38
1200	15569	20779	657133	622020	37	38800	36247	98,9	97,1	100	20	2124,87	1193,79	89269	2674,27	0,5717	38
1211	14903	20280	620966	597835	37	38513	35183	98,9	97,1	100	20	2129,77	1214,07	89888	2712,78	0,5784	38
1211	15220	21125	642125	610775	37	39794	36264	98,9	97,1	100	20	2145,01	1235,19	90541	2752,59	0,5900	38
1211	15074	21298	636204	607413	37	39792	36173	98,9	97,1	100	20	2160,08	1256,49	91177	2792,37	0,5856	38
1211	14431	20776	609138	577280	37	38507	35207	98,9	97,1	100	20	2174,51	1277,26	91786	2830,88	0,5901	38
1212	14757	21630	622900	589745	37	39789	36388	98,9	97,1	100	20	2189,27	1298,50	92409	2870,67	0,5944	38
1212	14128	21093	596349	564017	37	38504	35221	98,9	97,1	100	20	2203,40	1319,99	93006	2909,17	0,5889	38
1212	14448	21933	609837	576205	37	39787	36402	98,9	97,1	100	20	2217,85	1341,94	93615	2948,96	0,6031	38
1212	14294	22114	607062	580468	37	39786	36489	98,9	97,1	100	20	2232,14	1364,06	94219	2988,74	0,6074	38
1212	12774	20117	539287	503338	37	39035	33941	98,9	97,1	100	20	2244,92	1384,17	94768	3024,68	0,6128	38
1213	14907	22414	591233	556882	37	39785	36421	98,9	97,1	100	20	2258,92	1406,59	95349	3064,46	0,6154	38
1213	13413	21840	566146	532656	37	38801	35252	98,9	97,1	100	20	2272,24	1428,43	95915	3102,97	0,6195	38
1213	13719	22715	579609	544245	37	39784	36433	98,9	97,1	100	20	2286,05	1451,14	96494	3142,79	0,6235	38
1213	13137	22127	554923	520612	37	38500	35264	98,9	97,1	100	20	2299,19	1473,27	97049	3181,25	0,6275	38
1214	13438	23007	567224	531885	37	39783	36445	98,9	97,1	100	20	2312,63	1496,27	97610	3221,03	0,6311	38
1214	13209	23162	561133	528968	37	39783	36451	98,9	97,1	100	20	2325,93	1519,43	98177	3260,82	0,6352	38
1214	12726	22544	537064	501316	37	38500	35281	98,9	97,1	100	20	2338,67	1541,97	98715	3299,32	0,6390	38
1214	13000	23432	549988	514003	37	39783	36462	98,9	97,1	100	20	2351,70	1565,40	99265	3339,10	0,6426	38
1214	12480	22811	526787	492000	37	38499	35291	98,9	97,1	100	20	2364,18	1588,21	99792	3377,60	0,6464	38
1214	12769	23704	538966	502875	37	39783	36473	98,9	97,1	100	20	2378,94	1611,92	100331	3417,38	0,6499	38
1215	12679	23839	533485	497287	37	39783	36478	98,9	97,1	100	20	2393,58	1635,76	100884	3457,16	0,6535	38
1215	11794	22486	494615	460004	37	37716	34130	98,9	97,1	100	20	2401,29	1658,18	101358	3494,38	0,6571	38
1215	12393	24035	523398	486444	37	39782	36488	98,9	97,1	100	20	2413,68	1682,28	101881	3534,16	0,6604	38
1215	11873	23443	501133	467963	37	38499	35316	98,9	97,1	100	20	2425,55	1705,72	102383	3572,66	0,6638	38
1215	12150	24148	512894	478196	37	39782	36488	98,9	97,1	100	20	2437,70	1730,07	102895	3612,44	0,6671	38
1215	11641	23684	491278	458821	37	38499	35326	98,9	97,1	100	20	2449,34	1753,75	103387	3650,94	0,6705	38
1216	11914	24594	502897	466084	37	39782	36509	98,9	97,1	100	20	2461,26	1778,35	103890	3690,73	0,6737	38
1216	11797	24716	497946	461070	37	39782	36513	98,9	97,1	100	20	2473,05	1802,96	104388	3730,51	0,6769	38
1216	11302	24035	477284	444424	37	38499	35339	98,9	97,1	100	20	2484,36	1827,10	104865	3769,51	0,6801	38
1216	11571	24951	488438	451445	37	39782	36522	98,9	97,1	100	20	2495,03	1852,05	105353	3808,79	0,6832	38
1216	11089	24259	460779	432263	37	38499	35348	98,9	97,1	100	20	2507,02	1876,31	105821	3847,29	0,6863	38
1216	11352	25179	479185	440128	37	39782	36531	98,9	97,1	100	20	2518,37	1901,49	106300	3887,07	0,6893	38
1217	11243	25292	474954	437609	37	39782	36535	98,9	97,1	100	20	2529,61	1926,78	106775	3926,85	0,6923	38

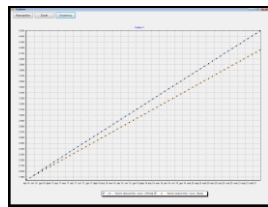
Рис.4. Суммарный прогноз



Накопленная нефть



Изменение Рпл



Накопленная заправка

Рис.5. Основные параметры проектируемого варианта с ОРЗид

Список литературы

1. ООО ПКТБ «Техпроект». <http://pktb-tehproekt.ru/>.
2. Мухаметгалеев Р.Р. Технология одновременно-раздельной закачки воды и добычи нефти в одной скважине. Экономика и предпринимательство. – 2016.
3. «Дополнение к технологической схеме разработки Котовского месторождения», ЗАО «ИННЦ», 2014 г.

4. Программа опытно-промысловых испытаний ОРЗид на скважинах ОАО «Удмуртнефть», г. Ижевск, 2016г.
5. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009 – 570 с.
6. Приложение 13 к Инструкции ОАО «НК «Роснефть» «Руководство пользователя информационной системы «Комплекс инструментов для нефтяного инжиниринга». Материальный баланс. Версия 1.00.
7. Методические указания ОАО «Удмуртнефть». Одновременно-раздельная добыча, закачка. Версия 1.0. 2013г.
8. Шамилов Ф.Т. Новинки пакерных технологий и оборудования для ОРД и ОРЗ. Инженерная практика. – 2012. - №6. – С. 62-67.
9. «Одновременно-раздельная эксплуатация скважин», подборка материалов, ОАО «СибННННП», 2005г.
10. Стандарт компании №П4-02С-001 «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчета эффекта и оценки эффективности ГТМ», НК «Роснефть», Москва, 2007 г.

Мухаметгалеев Рамиль Рафикович
1-kat@bk.ru

Mukhametgaleev Ramil Rafikovich
1-kat@bk.ru

ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ЯРУДЕЙСКОГО НЕФТЕ-ГАЗО-КОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Останин А.В.

ООО «ЯРГЕО»

Лужецкий А.В., Шониезов И.М., Нугаев С.Т.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время доля добычи высокопарафинистых нефтей с каждым годом растет. При транспортировке таких нефтей возникают серьезные проблемы, связанные с кристаллизацией парафинов и возрастанием вязкости нефти. В связи с этим повышается давления в трубопроводе, расход электроэнергии на насосы, уменьшается пропускная способность трубопровода. Таким образом, проблемы предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и регулирования реологических свойств вязких при транспортировке высокопарафинистых нефтей требуют постоянного поиска новых материалов и технологий для их решения. Наиболее перспективным направлением в этом отношении является применение депрессорных присадок и ингибиторов АСПО. В результате работы проведен комплекс исследований. Определены физико-химические характеристики нефти Ярудейского нефте-газо-конденсатного месторождения (НГКМ), групповой химический состав и молекулярно-массовое распределение парафинов. Проведен лабораторный подбор депрессорной присадки для Ярудейского НГКМ, а также стендовые исследования на основе лабораторной подбора. На основании комплекса исследований были проведены опытно-промышленные испытания реагента, которые показали результаты сопоставимые с результатами лабораторных исследований.

Ключевые слова: ингибиторы АСПО, депрессорные присадки, АСПО, физико-химические характеристики нефти, WAX Flow Loop.

FEATURES OF TRANSPORTATION OF HIGH-PARAFFIN OIL YARUDEYSKOYE OIL- GAS-CONDENSATE FIELDS IN THE EXTREME NORTH

Ostanin A.

"YARGEO" Ltd

Luzhetskiy A., Shoniezov I., Nugaev S.

The Gubkin Russian State Oil and Gas University

Currently, the production high-paraffinic crude oils are increased every year. When transporting of oils there are serious problems related to the crystallization of paraffins and increase of viscosity of oil. Contribute to this are increased line of the pressure, the electric power consumption for the pumps, reducing the capacity of the pipeline. Problems require constant search for new materials and technologies for solution prevent the formation deposits of paraffin and rheology viscous. The most promising direction is the use of depressants and paraffin inhibitors.

Keywords: The paraffin inhibitors, Pour point depression, The paraffin of deposits, Physico-chemical characteristics of oil, WAX Flow Loop.

В последние годы наблюдается много важных достижений в области предотвращения осложнений при транспортировке высокопарафинистых нефтей. В настоящее время в распоряжении компаний-операторов находится ряд химических продуктов и механических средств, предназначенных для улучшения реологических характеристик, удаления и предотвращения выпадения АСПО. Совершенствование технологии размещения, способов воздействия на химический состав коллекторов и высокоэффективных реагентов обеспечивает более экономичные варианты для химического ингибирования и удаления АСПО. Достижения в методах удаления отложений с использованием новых материалов предлагают быстрые и надежные способы улучшения реологических характеристик высокопарафинистых нефтей и предотвращения выпадения АСП отложений во внутритрубном пространстве. Наиболее перспективным направлением в этом отношении является применение депрессорных присадок и ингибиторов АСПО.

В качестве объекта исследования рассматривался нефтепровод внешней перекачки ЦПС – НПС «Надым» – НПС «Пур-Пе», по которому транспортируется высокопарафинистая нефть Ярудейского НГКМ (рисунок 1).

Анализ исходных данных показал, что район прокладки трубопровода является субарктическим континентальным с продолжительной суровой зимой и достаточно прохладным коротким летом. Повышение температуры воздуха весной часто прерывается резкими похолоданиями, вызванными вторжениями арктических масс воздуха.

Среднегодовая температура воздуха отрицательная $-6,4$ °С. Абсолютные минимум – минус 60 °С, абсолютный максимум – плюс 35 °С. Температура промерзания грунта составляет -7 °С.

Ниже представлены основные параметры нефтепровода внешней перекачки ЦПС – НПС «Надым» – ПСП:

- Длина трубопровода – $L = 352\ 000$ м.
- Внутренний диаметр трубопровода – $D = 377$ мм – 250 км, $D = 426$ мм – 102 км.
- Расход нефти – $M = 10000$ т/сут.

- Планируемые давления: $P_n = 2,5$ МПа; $P_k = 0,25$ МПа.
- Температура нефти: $T_{нач} = 55$ °С. Температура промерзания грунта -7 °С.

На НПС «Надым» предусмотрен промежуточный пункт подогрева нефти.

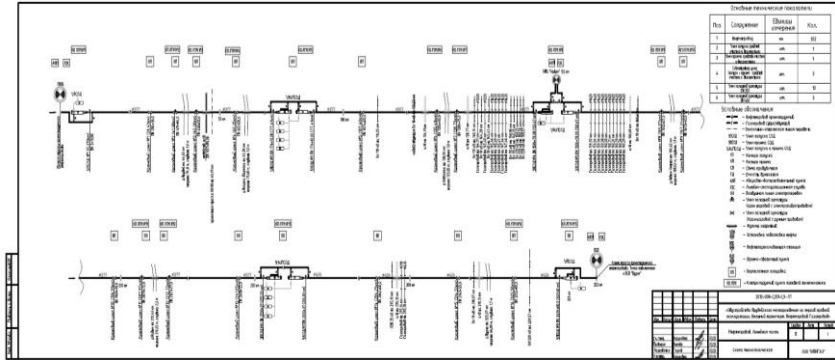


Рисунок 1. Принципиальная схема нефтепровода внешней перекачки ЦПС – НПС «Надым» – ПСП

Краткое описание технологической схемы

В подготовленную товарная нефть на выходе с товарных РВС с расходом 9800-10800 т/сут. насосами внешней перекачки прокачивается через печи, в которых она подогревается до 55-60 °С, и под давлением 6,7-7,2 МПа направляется на НПС по трубопроводу диаметром 377 мм и протяжённостью 150 км. На вход НПС нефть поступает под давлением 0,2-0,3 МПа и при температуре 10-15 °С. Далее нефть насосами внешней перекачки прокачивается через печи, в которых она подогревается до 55-60 °С, и под давлением 6,5-7,0 МПа направляется на ПСП по трубопроводу протяжённостью 200 км. На вход ПСП нефть поступает под давлением 0,2-0,3 МПа и при температуре 5-10 °С. По всей длине внешнего нефтепровода предусмотрена возможность пуска и приема средств очистки (скребков). Нефтепровод разбит на следующие участки: 0-77 км, 77-150 км, 150-255 км и 255-350 км.

С целью выявления основных осложнений, которые могут возникнуть при транспортировке высокопарафинистой нефти Ярудейского НГКМ были проведены физико-химические исследования нефти скважины №10 пласта ЮН₂₋₄.

Согласно проведенным анализам (таблица 1), исследуемая нефть относится к легкой (по содержанию легких фракции) маловязкой, и имеет низкое содержание воды и механических примесей, однако высокая температура застывания нефти плюс 10 °С косвенно свидетельствует о наличии большого

количества высокоплавких парафинов, что усложняет условия транспортировки и хранения нефти.

Из таблицы 2 следует, что нефть Ярудейского месторождения содержит большое количество парафино-нафтеновых компонентов 75,67 % масс и низкое содержание ароматических углеводородов. Суммарное содержание ароматических углеводородов составляет 22,83 % масс. Наличие низкого содержания ароматических углеводородов, являющихся основными природными растворителями парафинов, смол и асфальтенов, при низких температурах может привести к потере агрегативной устойчивости и выпадению из нефти АСП отложений. Так же нефть Ярудейского месторождения характеризуется низким содержанием природных депрессоров смол и асфальтенов.

Таблица 1 – Физико-химические характеристики нефти Ярудейского месторождения

Показатель	Значение	Метод определения
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,822	ГОСТ 3900-85
Температура застывания, °С	+12	ГОСТ 20287-91
Содержание воды, % масс., не более	0,5	ГОСТ 2477-65
Содержание мех. примесей, % масс.	0,136	ГОСТ 6370-83
Температура плавления парафина, °С	+ 52	ГОСТ 11851-85
Выход светлый фракций < 350 °С	74	ГОСТ 2177-99
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с	5,605	ГОСТ Р 53708-2009

Таблица 2 – Групповой химический состав нефти Ярудейского месторождения

№ п/п	Наименование компонентов	Содержание, % масс.
1	Парафино-нафтеновые	75,67
2	Ароматические: – моноциклические – бициклические – полициклические	7,44 7,00 8,39
3	Смолы	0,96
4	Асфальтены	0,54

Для подтверждения факта наличия высокоплавких парафинов было определено молекулярно-массовое распределение *n*-алканов. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов в образце нефти Ярудейского месторождения, исследовалось с использованием газо-жидкостного хроматографа Кристаллюкс-4000 с кварцевой капиллярной колонкой длиной 25 м и диаметром 0,24 мм с неподвижной фазой SE-30 в условиях программирования температуры термостата от 100 °С до 310 °С со скоростью 6 град/мин. Детектор – пламенно-ионизационный (ПИД). Результаты исследования приведены на рисунках 2-3.

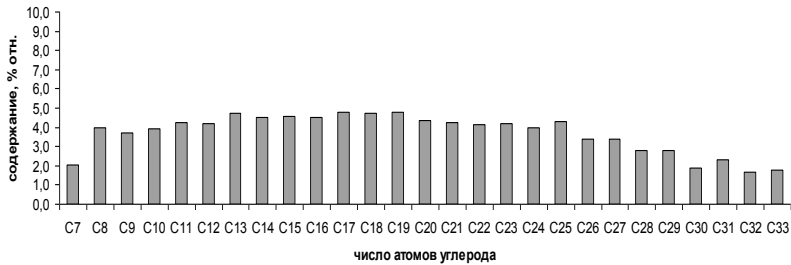


Рисунок 2. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов нефти Ярудейского месторождения

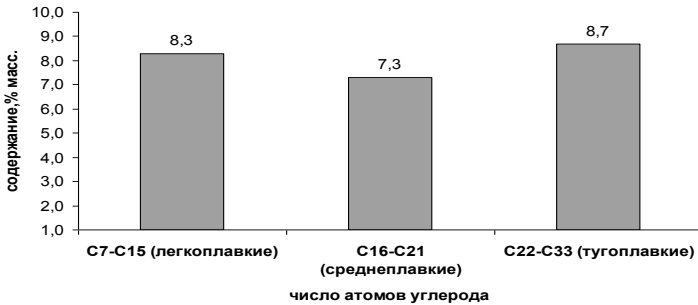


Рисунок 3. Массовое содержание *n*-алканов в нефти Ярудейского месторождения

Учитывая физико-химические характеристики нефти Ярудейского месторождения и климатические условия расположения нефтепровода, необходимо разработать способы снижения риска парафинизации оборудования в процессе транспортировки нефти Ярудейского месторождения по трубопроводу.

С целью снижения температуры застывания и снижения АСП отложений, было предложено применения депрессорных присадок. Механизм действия депрессорных присадок основан на совместной кристаллизации присадки с парафиновыми компонентами присутствующими в нефти. Кристаллы парафина удерживаются отдельно друг от друга с помощью главных цепей

депрессора. В результате неправильной формы и стерического затруднения кристаллы парафина больше не могут формировать трехмерные структуры (рисунок 4).

В результате анализа рекомендаций по расходам депрессорных присадок фирм производителей, для оценки эффективности действия ингибиторов-модификаторов был выбран базовый расход 500 г/т. Результаты экспериментов представлены в таблице 3.

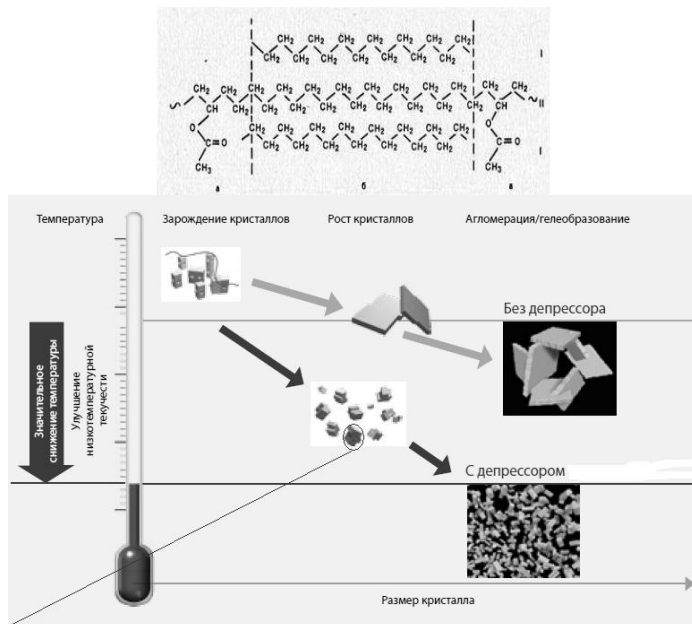


Рисунок 4. Механизм действия депрессорных присадок

Таблица 3 – Влияние депрессорной присадки на температуру застывания нефти Ярудейского месторождения при расходе 500 г/т

№ п/п	Наименование реагента	Расход реагента, г/т	Температура застывания, °С
1	Холостая проба	–	12
2	TRITON X-100 «DOW»	500	15
3	ДМН 2005 НПФ «Депран»	500	11
4	ДМН 1505 НПФ «Депран»	500	12
5	Basoflux 43L «BASF»	500	-6
6	Keroflux 6100 «BASF»	500	6
7	Dodiflow 4273	500	1

8	Basoflux 41 L «BASF»	500	0
9	Basoflux 42 L «BASF»	500	-7
10	ДПГк 028 НПФ «Депран»	500	-14
11	ХИМЕКО-ДП	500	-15

Из приведенных в таблице 3 результатов видно, что наиболее эффективным реагентами являются ДПГк-028, Химеко ДП, Basoflux 42 L и Basoflux 43 L. Однако, учитывая глубину промерзания грунта -7°C , с задачей справляются только две присадки ДПГк-028 и Химеко ДП.

При использовании депрессорных присадок Keroflux 6100 и Dodiflow 4273, происходило выпадение светло-желтого осадка предположительно парафина, что может свидетельствовать о том, что данные присадки действуют только на среднеплавкие парафины. Высокоплавкие парафины в свою очередь в результате процесса коагуляции, теряют устойчивость и выпадают в осадок.

Оптимизация расходов депрессорных присадок производилась в интервале концентраций от 100 до 500 г/т.

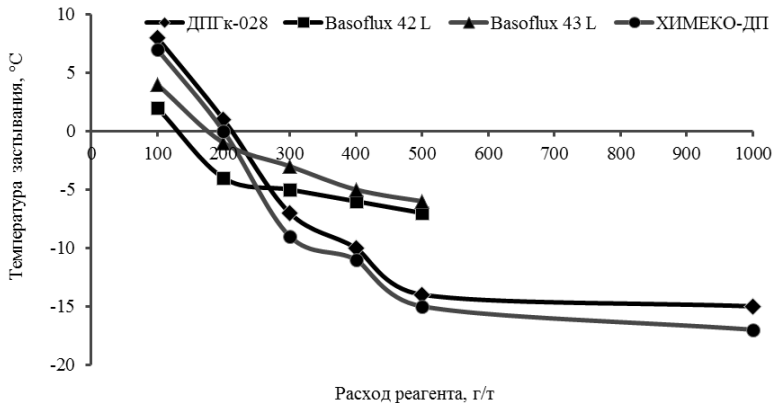


Рисунок 5. График зависимости температуры застывания нефти Ярудейского месторождения от дозировки депрессорных присадок

Анализ полученных экспериментальных данных (рисунок 5) показал, что наиболее эффективным и оптимальным расходом реагентов является расход 500 г/т. При расходе 100 г/т все присадки показали положительную температуру застывания нефти Ярудейского месторождения, что свидетельствует о их недостаточной эффективности при данной концентрации. При увеличении расходов наиболее эффективных присадок Химеко ДП и ДПГк-028 от 500 до 1000 г/т так же не было получено серьезного снижения температуры застывания нефти. Температура застывания нефти снижалась не бо-

лее чем на 2°C. Таким образом применение таких расходов с экономической точки зрения не целесообразно.

Как известно, большое влияние на эффективность действия депрессорных присадок играет температура нагрева нефти. Так как депрессорная присадка начинает действовать в момент зарождения кристалла парафина встраиваясь в его структуру и изменяя форму. Поэтому ввод депрессорных присадок в нефть должен осуществляться выше температуры кристаллизации высокоплавких парафинов. Следовательно, температура нагрева нефти зависит как от свойств самой присадки, так и от состава высокоплавких парафинов в нее входящего.

Для определения оптимальной температуры подогрева нефти, эффективность действия присадок оценивалась при температурах 30, 40 и 60 °С. В качестве присадок были использованы ДПГк -028 и Химеко ДП при оптимальной дозировке 500 г/т.

Результаты полученных экспериментальных данных (рисунок 6), свидетельствуют о значительном содержании в нефти Ярудейского месторождения высокоплавких парафинов с температурой плавления выше 40 °С, так как при 30 °С депрессорные присадки не показали практически никакого эффекта, что говорит о присутствии в нефти при данной температуре твердых сформировавшихся кристаллов высокоплавких парафинов.

Наличие твердых сформировавшихся кристаллов парафина приводит к снижению эффективности применения депрессорных присадок для улучшения низкотемпературных свойств нефти Ярудейского месторождения.

Наиболее оптимальной температурой для ввода депрессорных присадок для нефти Ярудейского месторождения нефти является температура 60 °С. При данной температуре все кристаллы высокоплавких парафинов находится в расплавленном виде.

Температура застывания является важным, но не достаточным показателем эффективности действия депрессорных присадок для улучшения реологических характеристик высокопарафинистых нефтей. Поэтому были проведены исследования по оценке эффективности действия депрессорных присадок на кинематическую вязкость нефти Ярудейского месторождения.

Учитывая технические возможности прибора RHEOTEST® LKD 1.1 и температуру застывания нефти +12 °С, для оценки эффективности действия присадок был выбран диапазон температур от 10 до 0 °С. Результаты экспериментов представлены на рисунке 7.

Анализ результатов эксперимента показал, что при температуре 10 °С, различие в кинематической вязкости нефти Ярудейского месторождения при использовании присадок незначительное. Различие возрастает при снижении температуры до 0 °С. Самая низкая кинематическая вязкость нефти Ярудейского месторождения при использовании присадок ДПГк- 028, Basoflux 42 L

и Химеко-ДП и составляет 220,00, 233,00 и 225,43 сСт. При использовании депрессорной присадки Basoflux 43 L вязкость в 1,3 раза выше и составляет 302,40 сСт. Данные по кинематической вязкости нефти согласуются с данными по температурам застывания образцов нефти Ярудейского месторождения с добавленными присадками.

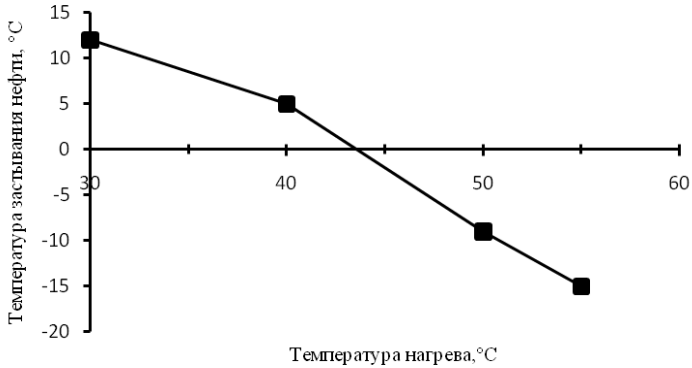


Рисунок 6. Влияние температуры нагрева нефти Ярудейского месторождения на эффективность действия депрессорных присадок при расходе 500 г/т

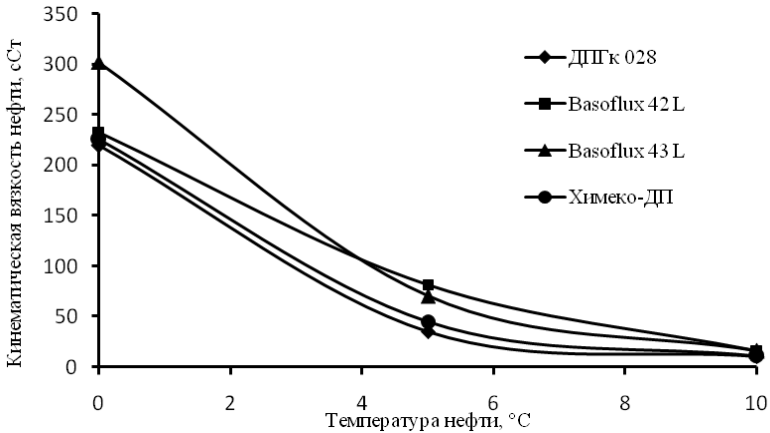


Рисунок 7. Влияние депрессорных присадок на кинематическую вязкость нефти Ярудейского месторождения при температурах нефти 10, 5, 0 °C

Таким образом, на основании результатов экспериментов и климатических условий эксплуатации трубопровода можно рекомендовать для промышленного применения две присадки Химеко ДП и ДПГк-028.

Однако, промышленное внедрение депрессорной присадки на новом объекте, который только вводится в эксплуатацию на основании результатов полученных при проведении лабораторных исследований на нефти с разведочной скважины, обладает рядом сложностей:

1. Разведочная скважина не характеризует общий поток, направляемый в нефтепровод внешней перекачки ЦПС – НПС «Надым» – ПСП.

2. Существует сложность с методиками оценки эффективности действия депрессорных присадок, т.к. они носят лишь сравнительный характер и не отражают условий реального трубопровода. Так, например, до сегодняшнего дня не существовало методики реальной оценки интенсивности роста АСПО в магистральном нефтепроводе при транспортировке высокопарафинистой нефти.

Поэтому для минимизации рисков, связанных с промышленным внедрением депрессорной присадки при запуске нефтепровода внешней перекачки ЦПС – НПС «Надым» – ПСП, были проведены стендовые испытания наиболее эффективных депрессорных присадок на установке WAX Flow Loop для исследования процессов парафиноотложений в трубопроводе (рисунок 8).

Установка позволяет выполнять следующие исследования:

- определение динамики отложений (изменение толщины слоя отложений во времени) в различных условиях движения смеси в трубе (P, T, Q) как для исходной нефти (конденсата), так и с применением различных реагентов. То есть получение интенсивности отложений с оценкой эффективности применения реагентов в условиях реального трубопровода;
- определение температуры начала парафиноотложений в условиях трубопровода – критически важный показатель, достоверное определение которого любыми иными методами не представляется возможным;
- исследования вязкостных свойств смеси в условиях трубопровода;
- определение пускового давления после термостатирования при заданных температурах (имитация холодного пуска трубопровода).

Суть метода сводится к следующему. Температура потока на входе в тестовую секцию должна быть выше значения температура начала кристаллизации парафина (ТНКП) исследуемой нефти, а отложения парафинов происходят исключительно за счет пониженных температур стенки. В этом случае скорость роста отложений зависит от разности температур, и чем она выше, тем интенсивнее отложения.

К примеру, температура потока составляет 40 °С при ТНКП нефти 30 °С, а температура стенки 15 °С. При таком режиме происходит очень интенсивный рост слоя отложений. При этом поскольку температура потока выше

ТНКП, в потоке парафины находятся в растворенном состоянии, а отложения парафинов происходят исключительно в пристеночном слое.

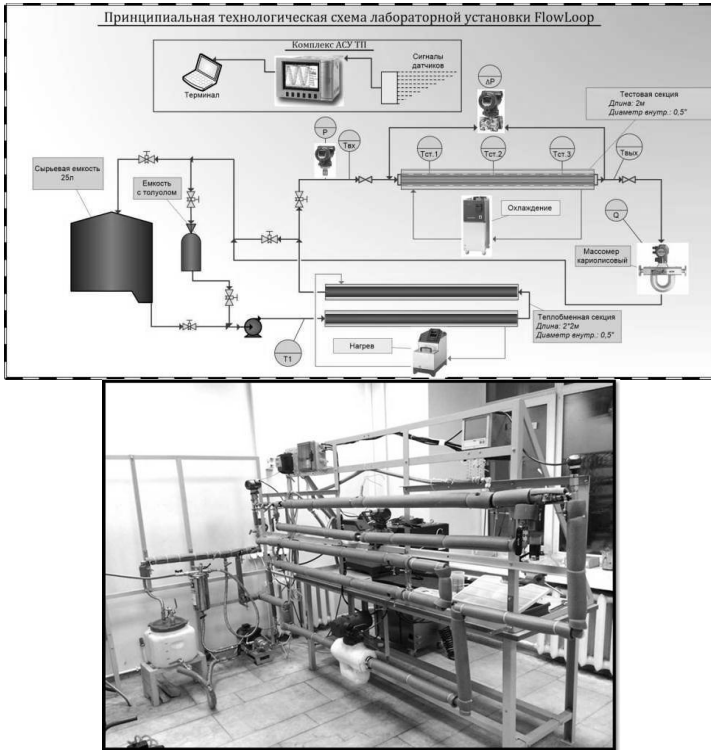


Рисунок 8. Принципиальная схема и фотоизображение стендовой установки WAX Flow Loop для исследования процессов парафиноотложений в трубопроводе

Преимущество данного метода весьма значительно – длительность экспериментов резко сокращается.

Однако данный метод имеет существенный недостаток – условия эксперимента далеки от условий реального трубопровода. В реальном же подземном трубопроводе такая разница температур отсутствует. И главное – при таком режиме все парафины растворены в нефти и находятся в жидком состоянии. Таким образом, при данном режиме механизм дисперсии сдвига не участвует в процессе отложений. В тоже время, с учетом того, что большинство зарубежных исследователей склоняются к тому, что данным механиз-

мом можно пренебречь (хотя они и не отрицают его наличие), такой режим тестирования реагентов практикуется большинством лабораторий.

Ровно такой же режим предполагает метод исследований «холодный стержень», широко распространенный в России (до настоящего времени он являлся единственным для оценки эффективности реагентов). Однако в данном случае результаты не просто далеки от реальности (условия эксперимента не соответствуют условиям трубопровода даже по геометрическим характеристикам), но часто находятся в прямом противоречии с фактом [1].

Идеальным случаем стендовых испытаний являются испытания на фактических режимах. Однако, данный режим имеет ряд осложнений, не позволяющих воспроизвести его в строгом соответствии. В настоящее время ведутся работы по усовершенствованию установки, которые позволят обеспечить фактические условия транспорта (по меньшей мере, еще больше к ним приблизиться). В связи с этим режимы стендовых испытаний подбираются таким образом, чтобы с одной стороны ускорить процессы отложений, а с другой стороны обеспечить максимальное соответствие фактическим режимам. Таким образом, должен существовать некий оптимум (таблица 4).

Таблица 4 – Условия испытаний на режиме близком к реальному

Параметр	Диапазон значений	Обоснование
Расход, кг/ч	200	При данном расходе и температуре 20 °С скорость сдвига составляет 900 с ⁻¹ , что соответствует расходу производительности в 2.6 млн.т/г
Температура на входе тестовой секции, °С	43	Ниже осложняется в виду парафинизации теплообменной секции. (в будущем при установке скребкового теплообменника данная проблема будет решена)
Температура стенки, °С	15	Выбор данной температуры обусловлен необходимостью наличия повышенного градиента температур для ускорения эксперимента
Скорость, м/с	0,75	Соответствует трубке диаметром 1/2" (дюйм)
Условное обозначение режима	200-43-15	

Как уже показано ранее, Метод стендовых испытаний не отражает реальной ситуации в трубопроводе. Однако с позиции оценки эффективности реагентов он вполне подходит. Так, при данном методе намеренно создаются

условия для высокой интенсивности отложений, что ускоряет процедуры анализа. И хотя длительность экспериментов на стенде данным методом существенно превышает время испытаний по методу «холодный стержень», все же оно значительно ниже при испытаниях на реальных режимах транспорта. Использование данного метода имеет целью получение данных об эффективности реагентов для последующего применения в режимах приближенных к реальным режимам. Результаты исследования представлены на рисунках 9 и 10.

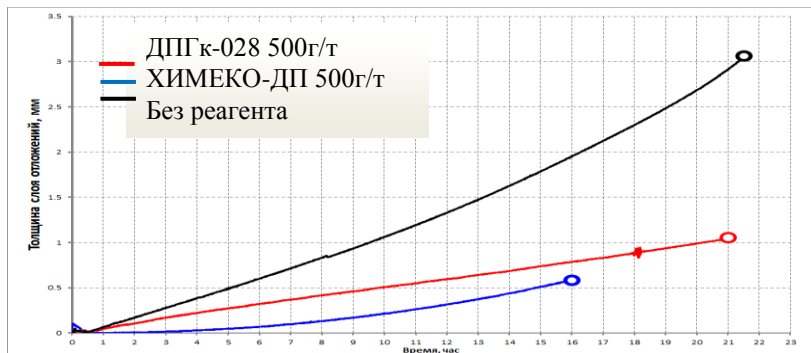


Рисунок 9. Изменение толщины слоя отложений для чистой пробы нефти Ярудейского месторождения и в присутствии реагентов ДПГк-028 и ХИМЕКО-ДП в концентрации 500 г/т



Без реагента ДПГк-028 (62.5 г) ХИМЕКО-ДП (51.1 г)

Рисунок 10. Фотоизображение отложений, извлеченных из тестовой секции установки в конце экспериментов по тестированию чистой пробы нефти и с реагентами ДПГк-028 и ХИМЕКО-ДП при дозировке 500 г/т

По результатам тестирования эффективность реагентов ДПГк-028 и ХИМЕКО-ДП составила 64 и 70% соответственно. Однако «эффективным» реагент можно считать если эффективность (степень ингибирования) выше 90 %, но нужно учитывать, то, что условия испытаний отличаются от реальных. Испытания проводили в более жестких условиях (чем реальных), поэтому данная эффективность соответствует этому режиму. Предполагаем, что

в реальных условиях эффективность будет значительно выше. Поэтому выбор реагента ХИМЕКО-ДП для использования в ЦПС – НПС «Надым» – ПСП является оптимальным.

По результатам стендовых испытаний на установке WAX Flow Loop депрессатор ХИМЕКО-ДП был рекомендован к проведению опытно-промышленных испытаний на Ярудейском НГКМ.

Промышленное внедрение на ЦПС начато при расходе реагента «ХИМЕКО-ДП» не выше 500 г/т нефти. Пробы необработанной и обработанной депрессором нефти испытаны на температуру застывания и вязкость. Результаты промышленного внедрения и значения параметров работы объектов ООО «Яргео» представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Средние значение параметров работы объектов ООО «Яргео»

	ЦПС							НПС					
	Давление на входе, МПа	Темп-ра на выходе, °С	Откачка нефти, т/сут.	Сод-е воды, % мас.	Депрессатор		Темп-ра застывания, °С	Давление на входе, МПа	Темп-ра на входе, °С	Сод-е воды, % мас.	Темп-ра застывания, °С	Давление на выходе, МПа	Темп-ра на выходе, °С
					расход, кг/сут.	дозировка, г/т							
Средние значения за период с 01.12.2015 по 31.01.2016г.	3,94	56,5	5820,76	0,09	3239,26	540,06	-8,29	1,38	19,70	0,09	-14	2,92	47,53

За время промышленного внедрения при дозировке депрессатора в 500 г/т обеспечена температура застывания товарной нефти в пределах от -7 до -18 °С, при температуре застывания необработанной депрессатором товарной нефти +10 – +15 °С; обеспечено давление в нефтепроводах внешней перекачки ЦПС – НПС «Надым» и НПС «Надым» – ПСП в районе НПС «Пур-Пе» не выше 7,2 МПа.

Кинематическая вязкость товарной нефти, отобранной до точки ввода депрессатора, изменялась в пределах 15-20 мм²/с; отобранной на УЗСОД-1 – 7-10 мм²/с; на входе НПС – 9-14 мм²/с.

В результате промышленного внедрения депрессатора «ХИМЕКО-ДП» при дозировке 500 г/т установлено соответствие реагента предъявляемым критериям по снижению температуры застывания и вязкости подготовленной нефти. Комплекс исследований проведенных для Ярудейского НГКМ позволил предварительно подобрать эффективный реагент до стадии запуска месторождения, Тем самым снизить возможные издержки.

Список литературы

1. Alana S., J.D.: "Investigation of Heavy Oil Single-Phase Paraffin Deposition Characteristics", M.S. Thesis, the University of Tulsa, December 2003.

Останин Антон Викторович, Первый заместитель Генерального директора – Главный инженер ООО «ЯРГЕО»

Лужецкий Андрей Вячеславович, доцент кафедры Технологии применения химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Шониезов Исмаи Махмадович, аспирант РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Нугаев Султанхан Тасбулатович, магистрант 2 года обучения РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Ostanin Anton, First Deputy General Director - Chief Engineer "YARGEO" Ltd. Luzhetskiy Andrey, PhD, Associate Professor of Technology of chemicals for the oil and gas industry The Gubkin Russian State Oil and Gas University.

Shoniezov Ismat, PhD student, The Gubkin Russian State Oil and Gas University.

Nugaev Sultankhan, Master's Degree Student, The Gubkin Russian State Oil and Gas University.

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ И ДОБЫЧИ НА ВЫСОКОВСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Резаков Ф.В.
ООО «УДС нефть»

В данной работе рассмотрены перспективы внедрения технологии одновременно-раздельной закачки и добычи нефти на Высоковском нефтегазовом месторождении, рассмотрены различные варианты компоновок глубинно-насосного оборудования. Подобрано оборудование соответствующее необходимым требованиям, проведен подбор скважин-кандидатов, а так же проведена оценка экономической эффективности применения технологии.

Ключевые слова: Поддержание пластового давления, одновременно-раздельная эксплуатация, одновременно-раздельная добыча и закачка, критерий подбора скважин, байпасная система.

THE PROSPECTS FOR THE INTRODUCTION OF SIMULTANEOUS-SEPARATED PUMPING TECHNOLOGY AT THE VYSOKOVSKOE OIL AND GAS FIELD

F. V. Rezakov
«UDS neft»

The article reviewed the prospects for the introduction simultaneous-separated pumping technology at the Vysokovskoe oil and gas field, considered various options layouts downhole pumping equipment. Selected equipment responds to the necessary requirements, selection of candidate-wells was held, and Proved the cost-effectiveness of technology.

Keywords: maintaining the reservoir pressure, simultaneously-separate operation, of simultaneous-separated pumping technology, the criterion of the selection of wells, by-pass system.

Введение

Высоковское нефтегазовое месторождение по запасам относится к мелким, как и более 70% других месторождений России. При разработке подобных месторождений возникает вопрос о повышении рентабельности их разработки. Динамика основных показателей разработки (рисунок 1.) показывает, что на первом этапе разработки увеличивается объем попутно – добываемой воды, при этом энергия нефтяных пластов снижается. В условиях несформиро-

вавшейся системы ППД на начальном этапе разработки, возникает вопрос об эффективном использовании добываемой воды.

Оптимальным вариантом, который уменьшит капитальные вложения на строительство новых скважин, и позволит не снижать темпы добычи за счет перевода существующего добывающего фонда является технология одновременно-раздельной закачки и добычи (ОРЗид).

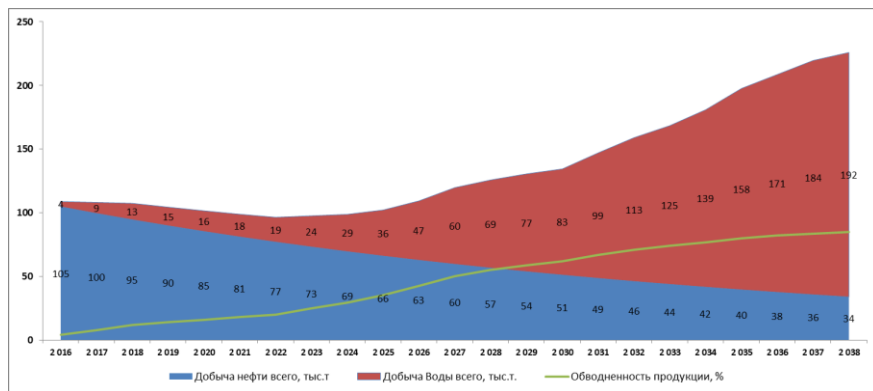


Рисунок 1. Динамика основных показателей разработки Высоковского месторождения

Описание технологии

На сегодняшний день существует несколько вариантов компоновок глубинного насосного оборудования (ГНО) для ОРЗид.

1.Схема с использованием параллельных насосно-компрессорных труб (НКТ) в эксплуатационной колонне.

Преимуществом использования данной схемы можно назвать простоту конструкции, которая обеспечивает надежность подъема жидкости на поверхности и нагнетания закачиваемого агента в пласт. Недостаток – наличие эксплуатационной колонны (ЭК) диаметра не менее 273 мм, что затрудняет ее применение на большинстве пробуренных скважин.

2.Компоновка концентрично расположенных НКТ, с УЭЦН расположенном в герметичном кожухе.

Компоновку ГНО возможно применить в ЭК с диаметром от 146 мм, что является ее преимуществом, но при этом на работу ГНО существенное влияние будет оказывать свободный газ, скапливающийся выше приема насоса и вызывающий срыв подачи, что затрудняет использование компоновки на месторождениях с высоким газовым фактором.

3.Компоновка концентрично расположенных НКТ, подъем жидкости производится по кольцевому пространству между НКТ.

Данная компоновка ГНО обладает такими же преимуществами, что и схема, описанная выше, кроме того, свободный газ не будет оказывать на нее существенного влияния. Недостатком данной компоновки является отсутствие эффективных методов очистки кольцевого пространства от асфальто-парафиновых отложений (АСПО).

4. Компоновка концентрично расположенных НКТ, закачка воды производится по кольцевому пространству и байпасной линии, добыча ведется по внутренней НКТ. Схема компоновки приведена на рисунке 2.

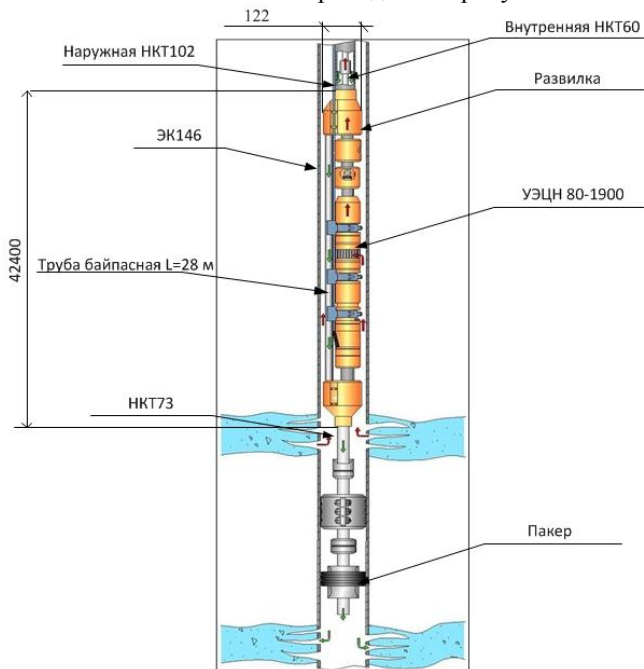


Рисунок. 2 Добыча ведется по внутренней НКТ, закачка – по кольцевому пространству

Принцип работы установки следующий: жидкость с верхнего пласта отбирается насосом 3-го габарита и далее через развилку поднимается на поверхность по внутреннему каналу трубы НКТ 60 мм.

Жидкость для закачки в нижний пласт подается с поверхности по кольцевому пространству между НКТ $\text{Ø}60$ мм и $\text{Ø}102$ мм, далее проходит через развилку, байпасную трубу, далее через патрубок пакерной компоновки, закачивается в нижний пласт.

Преимущества использования данной компоновки:

1. Возможность использования в ЭК диаметром от 146 мм;

2. Возможность работы с повышенным газовым фактором;

3. Возможность удаления АСПО как механическим способом, так и закачкой теплоносителя по кольцевому пространству НКТ.

В условиях Высоковского нефтегазового месторождения оптимально применить схему №4 с добычей нефти по внутренней НКТ диаметром 60 мм и закачкой воды по кольцевому пространству. Характеристики предлагаемой компоновки описаны в таблице 1.

Таблица 1. Основные характеристики выбранной компоновки для ОРЗид

Диаметр обсадной колонны, мм	146
Диаметр наружной НКТ, мм	102
Диаметр Внутренней НКТ, мм	60
Диаметр байпасной трубы (нар/внутр), мм	42/26
Наружный диаметр компоновки, мм	123
Габарит УЭЦН	3
Номинальный дебит, м ³ /сут	80
Максимальный объём закачки, м ³ /сут	400

Краткое описание технологической схемы.

Добытая с нефтяных скважин и подготовленная до необходимого качества на установке подготовки нефти Высоковского месторождения вода (содержание механических примесей до 50 мг/л, нефти до 50 мг/л), подается при помощи насоса ЦНС-13-350 по водоводу до скважины. Приемистость пластов для закачки составляет 100 м³ при давлении 20 атм.

Выбор скважины-кандидата

Скважина для внедрения технологии ОРЗид должна соответствовать следующим критериям:

1. Расстояние между объектом добычи и закачки не менее 5 метров;
2. Максимальный дебит продуктивного пласта не более 80 м³/сут;
3. Вязкость добываемой жидкости не более 50 мПа*с;
4. Глубина спуска насоса не более 3000 м;
5. Давление закачки на устье не более 21 МПа;
6. Объём закачиваемой жидкости не более 300 м³/сут;
7. Наличие гидродинамической связи закачиваемого и добывающего интервалов влияющих и реагирующих скважин.

Данным критериям соответствует скважина 514, ее характеристика представлена в таблице 2, а корреляция с соседними скважинами на рисунке 3.

Год внедрения ОРЗид– 2017. Принимается год ввода в эксплуатацию системы ППД – 2027 г. Период расчета эффективности проекта – 10 лет.

Эффект от реализации проекта заключается в полезном использовании попутно-добываемой воды, дополнительной добыче реагирующих скважин от закачки в пласт, снижения операционных затрат на транспортировку воды.

Таблица 3. Сравнение экономической эффективности вариантов использования добываемой воды

Доход от Варианта № 1, тыс. руб.	-268 364
Доход от Варианта № 2, тыс. руб.	13 498
Доход от Варианта № 3, тыс. руб.	-9 773

Таким образом, экономический эффект от внедрения технологии ОРЗид, по сравнению с вариантом №3 составит 23,3 млн. рублей.

Заключение

Применение технологии ОРЗид является оптимальным решением для эффективного использования попутно добываемой воды и увеличения срока рентабельности разработки Высоковского месторождения. Рекомендуется проведение опытно-промышленного испытания «компоновки ОРЗид с УЭЦН» производства ЗАО «Новомет».

Список литературы

- 1.Гарифов К. М. История и современное состояние техники и технологии ОРЭ пластов в ОАО «ТАТНЕФТЬ». Инженерная практика. 2010. №1. 20-29.
- 2.Рахманов А. Р., Ожередов Е. В., Закиев Б.Ф., Маликов М. М. Повышение надежности технологии одновременно-раздельной закачки в НГДУ «Альметьевскнефть». научно-технический журнал Георесурсы. 2012. №3. 78-80.
- 3.Технологическая схема разработки Высоковского нефтегазового месторождения, Тюмень, 2009.

Резаков Федор Владимирович, инженер по добыче нефти и газа ООО «УДС нефть», 426035, республика Удмуртская, город Ижевск, улица им. Репина, дом 35/1, квартира 106, fedorrez@gmail.com

Rezakov Fedor Vladimirovich, oil and gas production Engineer, Ltd. «UDS neft» 426035, Udmurt Republic, Izhevsk, Repin street, 35/1, 106, fedorrez@gmail.com

НОВАЯ ПРОРЫВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ АС-CSE-1313

*Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х., Мавлиев А.Р., Сидоров Р.В.,
Павлишин Р.Л.*

ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»

Представлен механизм воздействия на пласт новой гелеобразующей технологии АС-CSE-1313, основанный на применении армированных сферических частиц, повышающих охват и перераспределение фильтрационных потоков в высокопроницаемых интервалах пласта и увеличивающих вытеснение нефти в низкопроницаемых интервалах пласта. Приведены критерии эффективного применения технологии, результаты лабораторных исследований и промысловых испытаний, подтверждающих высокую эффективность предлагаемой технологии.

Ключевые слова: армированный состав, выравнивание профиля приемистости, прорывная технология, реагент комплексного действия.

NEW GROUNDBREAKING CONFORMANCE CONTROL TECHNOLOGY AC-CSE-1313

*R.N. Fakhretdinov, G.H. Yakimenko, A.R. Mavliev, R.V. Sidorov,
R.L. Pavlishin*

LLC “ChemServiceEngineering”

The mechanism of stimulation of new gelling technology AC-CSE-1313 based on armored spherical particles application is described. This armored spherical particles provides the improving reservoir coverage and filtration flow changing in highly permeable reservoir intervals and improving the oil displacement in low permeability reservoir intervals. Performance criteria of the AC-CSE-1313 technology, the results of the laboratory research and field tests that confirm high efficiency are described.

Keywords: armored composition, conformance control, groundbreaking technology, combined effect reagent.

В настоящее время в нефтяной отрасли России происходит активное вовлечение в разработку месторождений с низкопроницаемыми коллекторами и высокими пластовыми температурами. При возрастающей обводненности добываемой продукции становится актуальным вопрос о необходимости перераспределения фильтрационных потоков закачиваемой воды для стабилизации добычи нефти и продления рентабельного периода эксплуатации скважин на месторож-

дениях. Наибольшее распространение среди технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, применяемых в отрасли, получили технологии с применением полиакриламида (ПАА). В условиях низкой проницаемости коллектора и высокой температуры эффективность полимерных технологий невысока вследствие термической и механической деструкции, а также невозможности закачать расчетный объем гелеобразующей композиции вследствие значительного повышения давления закачки и прекращения обработки скважины. К тому же, нередко после обработок скважин композициями на основе ПАА снижается приемистость, что негативно сказывается на компенсации отборов закачкой и «потере» части дополнительно добытой нефти от обработок. Выполненный нами анализ результатов применения полимерных систем показывает, что повторные обработки скважин технологиями на основе ПАА также имеют тенденцию к снижению эффективности.

В компании ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» разработана новая гелеобразующая технология AC-CSE-1313. Первые лабораторные и опытно-промышленные работы были проведены в 1992 г. под руководством проф. Р.Н. Фахретдинова. Новый этап в разработке технологии произошел в 2015 г.: коллектив авторов ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» модернизировал технологию, разработав модификацию реагента «AC-CSE-1313 марка А», направленную на повышение эффективности [1].

Механизм действия технологии AC-CSE-1313: в результате взаимодействия реагента AC-CSE-1313 марки А с гелеобразователем (кислотным составом) образуются армированные сферические частицы, схематично изображенные на рисунке 1. Армированная сферическая частица имеет комплексный химический состав с твердым ядром из оксидов алюминия в центре (выделено красным) и аморфной оболочкой, связанной с ядром водородными связями (выделено синим).

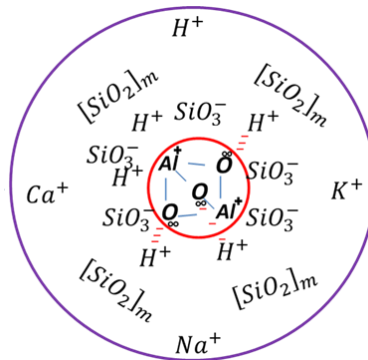


Рис. 1. Схематичная структура армированной сферической частицы

Ключевой особенностью предлагаемой гелеобразующей системы является способность к агломерации армированных сферических частиц при тесном контакте друг с другом, т.е. при их высокой концентрации, а также устойчивое стабильное существование отдельных гелевых глобул при их невысокой концентрации в водной среде.

При закачке гелеобразующего состава АС-CSE-1313 в нагнетательные скважины со слоистой неоднородностью по проницаемости создаются условия для создания водоизолирующего экрана в интервалах пласта с высокой проницаемостью за счет большего объема проникновения состава с дальнейшим структурированием системы. В слабопроницаемые и, соответственно, менее выработанные интервалы пласта внедряется незначительный объем гелеобразующего состава АС-CSE-1313, происходит образование отдельных гелевых тел с размерами 30-40 мкм, которые продолжают фильтрацию в пласте, вытесняя глобулы нефти, таким образом происходит довытеснение остаточной нефти. После закачки необходимого объема гелеобразующего состава АС-CSE-1313 осуществляется продавка оторочкой ПАВ для отдаления от ствола скважины создаваемого гелевого экрана в высокопроницаемых интервалах пласта. Механизм действия технологии продемонстрирован на рисунке 2.

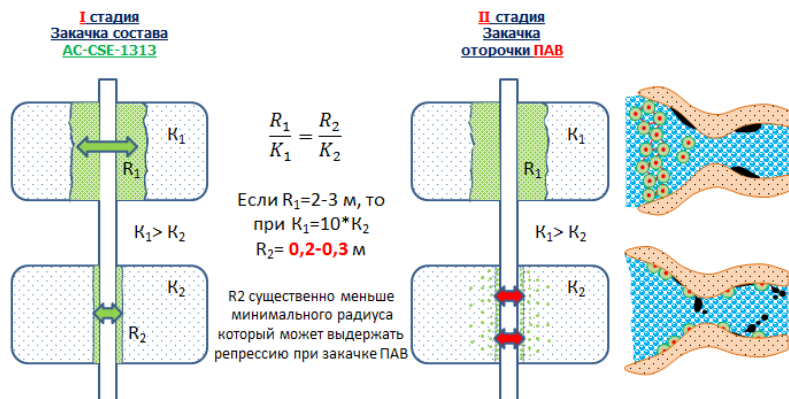


Рис. 2. Механизм действия технологии АС-CSE-1313 на примере скважины со слоистой неоднородностью пласта с двумя интервалами: с высокой (сверху) и низкой проницаемостями (снизу)

На первой стадии в высокопроницаемых интервалах коллектора показано образование прочного армированного экрана. На второй стадии в низкопроницаемом интервале коллектора армированные глобулы рассредоточены в поровом пространстве: происходит вытеснение остаточной нефти.

Критерии эффективного применения технологии AC-CSE-1313.

В работе [2] проведен анализ критериев эффективного применения различных технологий выравнивания профиля приемистости для условий разработки месторождений Западной Сибири. Технология AC-CSE-1313 является универсальной, обладает следующим диапазоном критериев применимости:

- тип коллектора – терригенный, карбонатный;
- коэффициент выработки извлекаемых запасов по участку не более 90%;
- проницаемость пласта от 2 мД;
- коэффициент расчлененности – более 1,5 д.е.;
- приемистость от 30 до 300 м³/сут.;
- неравномерный профиль приемистости по ПГИ;
- герметичность ЭК, отсутствие заколонных перетоков;
- температура пласта: без ограничений;
- минерализация пластовой воды: без ограничений;
- обводненность реагирующих добывающих скважин в диапазоне от 55 до 97%.

Таким образом, технология AC-CSE-1313 рекомендуется для эффективной разработки месторождений в различных геолого-физических условиях.

Результаты лабораторных исследований:

Лабораторное тестирование гелеобразующего состава AC-CSE-1313 было выполнено в ведущих отраслевых институтах страны, в филиалах недропользователей. Проведенные эксперименты подтвердили высокие структурно-реологические свойства гелевой системы AC-CSE-1313. По кривой вязкости полученных гелей на основе реагента AC-CSE-1313 марки «А» можно оценить их высокие реологические характеристики (Рис. 3).

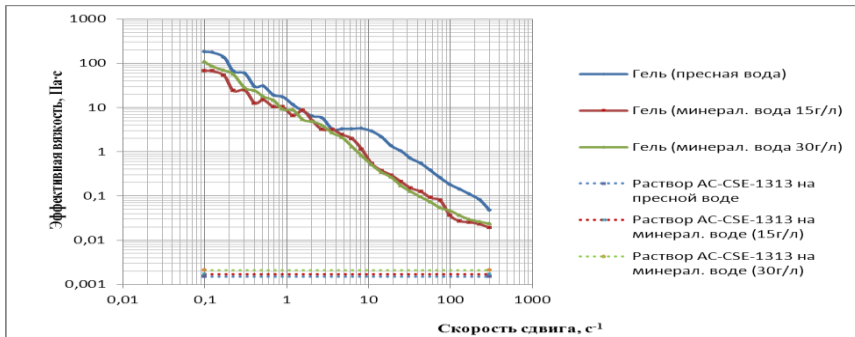


Рис. 3. Результаты реологических исследований состава AC-CSE-1313

Промысловые результаты:

Пилотные участки подбирались с учетом образования единых гидродинамически связанных блоков из 7-9 нагнетательных скважин.

Основные сведения по участкам воздействия технологии:

– Приобское месторождение, пласты АС10, АС12: проницаемость 2,4-8,6 мДа, расчлененность 6,5-7,5 д.ед., пластовая температура 92 °С. Участок состоит из 9 нагнетательных и 30 реагирующих добывающих скважин со средней обводненностью 90,5%, средняя приемистость нагнетательных скважин 215 м³/сут.

– Ачимовское месторождение, юрские пласты ЮВ11 и ЮВ12: проницаемость – 10,5-19,1 мДа, расчлененность 1,5-3,1 д.ед., пластовая температура 96-98 °С. Участок включает 7 нагнетательных и 20 реагирующих добывающих скважин со средней обводненностью 83,2%, средняя приемистость нагнетательных скважин 206 м³/сут.

– Сугмутское месторождение, пласт БС9/2: проницаемость 60 мДа, расчлененность 14,2 д.ед., пластовая температура 87 °С. По участку из 9 нагнетательных и 31 реагирующих добывающих скважин наблюдается опережающая обводненность 84,4%, средняя приемистость нагнетательных скважин 110 м³/сут.

Дополнительная добыча нефти по результатам выполненных работ составляет от 1000 до 2000 т в зависимости от остаточных извлекаемых запасов, уровней добываемой нефти по участкам. Технологический эффект продолжается, расчетный период эффективности ожидается до двух лет.

Опыт применения технологии АС-CSE-1313 показал следующие особенности [3]:

– в процессе закачки наблюдается эффект падения давления закачки, в среднем на 10-15 атм.

– отмечается изменение профиля приемистости обработанных скважин и подключение в работу ранее не дренируемых интервалов.

– по реагирующим добывающим скважинам наблюдается рост дебитов нефти и снижение обводненности.

Новая гелеобразующая система на основе реагента «АС (армированный состав)-CSE-1313» (ТУ 2458-013-66875473-2013) обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными полимерными системами: рабочий раствор при закачке имеет низкую вязкость (1,6-2,5 мПа*с), через заданный интервал времени преобразуется в прочный армированный гель вязкостью до 14 000 мПа*с. Таким образом, в процессе закачки гелеобразующая система легко проникает в призабойную зону пласта в полном расчетном объеме, устанавливая прочные гелевые экраны без повышения давления закачки даже в низкопроницаемых коллекторах, что подтверждает опыт проведения работ на Приобском, Ачимовском и Сугмутском месторождениях Западной Сибири.

Выводы

1. Новая прорывная технология выравнивания профиля приемистости АС-CSE-1313 обладает разноформатным механизмом воздействия армированными сферическими частицами по всему разрезу скважины, происходит увеличение охвата и перераспределение фильтрационных потоков в высокопроницаемых интервалах пласта и увеличение вытеснения нефти в низкопроницаемых зонах.

2. Результаты лабораторных исследований в ведущих отраслевых институтах страны и филиалах недропользователей подтвердили высокие структурно-реологические свойства образуемых на основе реагента АС-CSE-1313 гелей.

3. Промысловый опыт применения технологии АС-CSE-1313 показал высокую эффективность обработок скважин (1000-2000 т. дополнительно добытой нефти) в условиях разработки залежей с низкой проницаемостью и высокой пластовой температурой.

4. Дополнительное преимущество технологии заключается в снижении давления закачки в процессе обработки скважин, в среднем на 10-15 атм.

5. Технология АС-CSE-1313 рекомендуется для эффективной разработки месторождений с целью снижения обводнения, увеличения коэффициента охвата и коэффициента вытеснения.

Список литературы

1. Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х. Эффективность использования новых фундаментальных решений проблем при разработке нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами.//Тр. ин-та/ОАО «ВНИИнефть» им. акад. А.П. Крылова – 2012 г. – Вып.147. – С. 49-61.
2. Гималетдинов Р.А, Сидоренко В.В., Фахретдинов Р.Н. и др. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть»//Нефтяное хозяйство. – 2015. - №5. – С. 78-83.
3. Кузнецов М.А., Ишкинов С.М., Кузнецова Т.И. и др. Постоянно действующие научно-производственные программы промышленного внедрения технологий выравнивания профиля приемистости низкопроницаемых пластов месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»//Нефтяное хозяйство. – 2015. - №10. – С. 106-110.

Мавлиев Альберт Разифович, кандидат технических наук, начальник отдела технологий повышения нефтеотдачи пластов ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», 117420, г. Москва, ул. Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 613, MavlievAR@cse-inc.ru.

Павлишин Руслан Львович, заместитель генерального директора по производству ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», 117420, г. Москва, ул. Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 613, R.Pavlishin@cse-inc.ru

Сидоров Руслан Валерьевич, первый заместитель генерального директора – главный геолог ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», 117420, г. Москва, ул. Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 612, SidorovRV@cse-inc.ru

Фахретдинов Риваль Нуретдинович, доктор химических наук, профессор, действительный член РАЕН, генеральный директор ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», 117420, г. Москва, ул. Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 601, FRN@cse-inc.ru

Якименко Галия Хасимовна, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по науке, ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», 117420, г. Москва, ул. Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 601, YakimenkoGH@cse-inc.ru

Albert Mavliev R., PhD, Head of EOR technologies department ChemServiceEngineering LLC, 613, 14/2 Nametkina St., Moscow 117420, MavlievAR@cse-inc.ru.

Ruslan Pavlishin L., Deputy General Director for production ChemServiceEngineering LLC, 613, 14/2 Nametkina St., Moscow 117420, R.Pavlishin@cse-inc.ru

Ruslan Sidorov V., First Deputy General Director - Chief Geologist ChemServiceEngineering LLC, 612, 14/2 Nametkina St., Moscow 117420, SidorovRV@cse-inc.ru

Rival Fakhretdinov N., Doctor of chemical sciences, professor, member of Academy of Natural Sciences, CEO ChemServiceEngineering LLC, 601, 14/2 Nametkina St., Moscow 117420, FRN@cse-inc.ru

Galia Yakimenko H., PhD, Deputy General Director for Science ChemServiceEngineering LLC, 601, 14/2 Nametkina St., Moscow 117420, YakimenkoGH@cse-inc.ru

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН С ТЕХНОЛОГИЕЙ ДВУХ ЛИФТОВОЙ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Хузин Р.Р., Мияссаров А.Ш., Салихов Д.А.

ООО «Карбон-Ойл»

Галикеев И.А.

ООО «НПП «Горизонт»

Андреев В.Е.

ГАНУ ИНТНМ

Рассмотрен опытный участок разработки башкирского яруса разбуренного скважинами различных конструкций, в том числе первый в Республике Татарстан опыт бурения, освоения скважин сложной конструкции с двумя горизонтальными стволами на залежи высоковязкой нефти в сложно построенных карбонатных коллекторах и селективной работы каждого ствола с применением двух лифтовой установки одновременно-раздельной добычи. Сопоставлены в сравнении характеристики параметров работы скважин различных конструкций и предложены мероприятия по повышению эффективности дальнейшей эксплуатации данных скважин.

Ключевые слова: скважины сложной конструкции, карбонатные коллектора, высоковязкая нефть, одновременно-раздельная добыча.

THE EXPERIENCE OF HEAVY OIL DEPOSITS DEVELOPMENT USING MULTILATERAL WELLS WITH SIMULTANEOUS – SEPARATE OPERATION WITH TWO ELEVATORS

Khuzin RR, Missarov A. Sh., Salikhov, D. A.

ООО "Carbon-Oil"

Galikeyev I. A.

"NPP Gorizont

Andreev V. E.

GHANA INTNM

Considered experimental site development drilled wells of various designs, including the first in the Republic of Tatarstan drilling experience, well development of complex design with two horizontal shafts on the high-viscosity oil deposits in complicated constructions carbonate reservoirs and selective operation of each trunk using installation of dual production. Are compared in comparison characteristic parameters of the wells of various designs and proposed measures to improve the effectiveness of further exploitation of data well.

Key words: wells of complex design carbonate reservoirs, high-viscosity oil, simultaneous-separate operation.

Актуальность вопроса

Ежегодный рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) в структуре запасов ставит вопрос эффективной разработки. Сложнопостретенные карбонатные коллектора содержащие высоковязкую нефть при существующих технологиях разрабатываются низкими темпами отборов и значений коэффициентов извлечений нефти (КИН). Рассмотрен один из методов повышения эффективности разработки данных коллекторов с применением горизонтальных и многозабойных скважин. В качестве примера приведен разрабатываемый участок Некрасовского месторождения, разбуренный скважинами различных конструкций.

Бурение и эксплуатация горизонтальных (ГС) и многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС)

Некрасовское месторождение высоковязкой нефти расположено во внутренней бортовой зоне Аксубаево-Мелекесской впадины Республики Татарстан и по геологическому строению относится к категории сложных, с высокой степенью неоднородности по разрезу и по простиранию (рис.1). Основным объектом эксплуатации являются карбонатные пласты коллекторы башкирского яруса среднего карбона, характеризующиеся слабой гидродинамической связью с водоносной частью пласта и межскважинных зон, низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В настоящее время отсутствуют низко затратные технологии, обеспечивающие высокую эффективность разработки таких месторождений, вследствие чего темпы отборов запасов нефти по ним крайне низки.



Рис.1 Тектоническая схема – схема Некрасовского месторождения нефти
С целью увеличения эффективности разработки месторождения была раз-

свойств нефти. До середины XX века, за редким исключением, бурились вертикальные скважины, и вскрытие пластовых залежей было точечным. В середине XX века открытие Западно-Сибирских месторождений в условиях большого количества озёр и болот вынудило сократить количество площадок для бурения и эксплуатации скважин, а реализацию сетки разработки осуществлять наклонно-направленными скважинами. Таким образом, был освоен новый этап в развитии бурения скважин – бурение в условно двумерном пространстве (глубина, отклонение), при этом вскрытие продуктивных отложений осуществлялось также точечно.

Развитие наклонно-направленного бурения в 70-е годы XX века привело к созданию систем контроля навигационных параметров в процессе бурения, а затем и освоению бурения скважин с горизонтальными окончаниями в продуктивных отложениях. Первые пробуренные до этого периода единичные горизонтальные скважины осуществлялись под техническим руководством А.М. Григоряна. Впервые технологическая схема разработки месторождения, а именно нефтяной залежи Лаявожского газонефтеконденсатного месторождения была принята в 1989 году, а первая осуществлённая в 1992-1993 годах на опытном участке Мишкинского месторождения Удмуртии. Горизонтальное бурение из категории опытно-промышленных работ перешло в промышленные и распространилось во всех нефтедобывающих районах страны.

Системная разработка залежей горизонтальными скважинами требует определённого расположения стволов в коллекторе. Бурение скважин предполагает необходимость бурения начального вертикального участка. Таким образом, при системной разработке залежей горизонтальными скважинами возникает необходимость соединения двух независимых отрезков прямой (вертикальная часть ствола и горизонтальный ствол). В общем виде задача решается в трёхмерном пространстве [1]. Среди возможных вариантов решения – бурение в двух вертикальных плоскостях [2], т.е. скважины при разработке месторождений системами горизонтальных скважин становятся трёхмерными, но самое главное – вскрытие продуктивных отложений не точечное, а линейное. Кардинально изменяется гидродинамика системы скважины – пласт. При уменьшении депрессии позволяет получать более высокие дебиты, увеличение поверхности фильтрации, при этом накопленная добыча многократно выше, чем в наклонно-направленных и вертикальных скважинах. При лучшей степени охвата разработка залежи может осуществляться меньшим количеством скважин. Однако обводнение или загрязнение при бурении горизонтальной скважины пристволенной зоны может привести к существенному воздействию на участок залежи со снижением коэффициента извлечения нефти. Этот фактор является одним из основополагающих критериев применимости разработки залежей системами горизонтальных скважин.

Дальнейшее развитие технологии строительства скважин и разработки

месторождений следует ожидать в распространении бурения многозабойных и многоствольных скважин (рис.3). Условно многозабойные скважины можно отнести к двухмерным в продуктивных отложениях (в пределах одного пласта), а многоствольные – к трёхмерным (при расположении стволов в различных пластах).

В настоящее время существует классификация по уровню сложности заканчивания и крепления стыка стволов многоствольных скважин TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) [3]. Намного больший интерес представляет способ эксплуатации и работа отдельных стволов. При разработке залежей системами горизонтальных скважин из-за большой протяжённости стволов в продуктивных отложениях мы недостаточно чётко можем определять степень выработки отдельных зон. По существу, работе отдельных стволов при многозабойном и многоствольном бурении не придавалось значения.

В 2014-2015гг на Некрасовском месторождении ООО «Карбон-Ойл» было пробурено 13 скважин с горизонтальными стволами, в том числе две двухзабойные скважины, эксплуатация каждого из стволов в которых ведётся отдельным лифтом (рис.4).

Наклонно-направленные (ННС) и горизонтальные скважины (ГС) пробурены долотами диаметром 155,6мм, спущены эксплуатационные колонны 114мм. МЗГС пробурены долотами диаметром 215,9мм, спущены комбинированные колонны 146/168мм, при этом один ствол обсажен и не зацементирован, а второй ствол - открытый.

Стоит отметить, что при строительстве, освоении и эксплуатации скважины применено только отечественное оборудование, в том числе и извлекаемые клинья отклонители [4]. Освоение и дальнейшая эксплуатация каждого ствола селективно друг от друга.

Впервые в двухзабойную горизонтальную скважину внедрено оборудование ОПЭ 2х лифтовой конструкции с разобщением стволов и раздельной эксплуатацией каждого (рис.5). Проблема разобщения пакером двух горизонтальных стволов состояла в надёжной посадке пакера в интервале с углом более 83 град. Специалистами ООО «Карбон-Ойл» были рассмотрены несколько вариантов: компоновки с упорными, поворотными осевыми пакерами. Расчёты нагрузок на «голову» пакера давали результат недостаточного веса для надёжной посадки пакера в горизонтальной части ствола из-за потери веса при залегании колонны НКТ. Проблема была решена совместно со специалистами НПФ «Пакер» посадкой пакера с помощью гидродомкрата, создающего при работе дополнительно 13т веса на пакер. После посадки рабочий инструмент разъединили с помощью посадочного инструмента от оставшейся части длинной лифтовой колонны и подняли. Затем спустили трубный насос с хвостовиком и ответной частью инструмента с центраторами, состыковались с оставленной частью колонны с пакером, герметичность по-

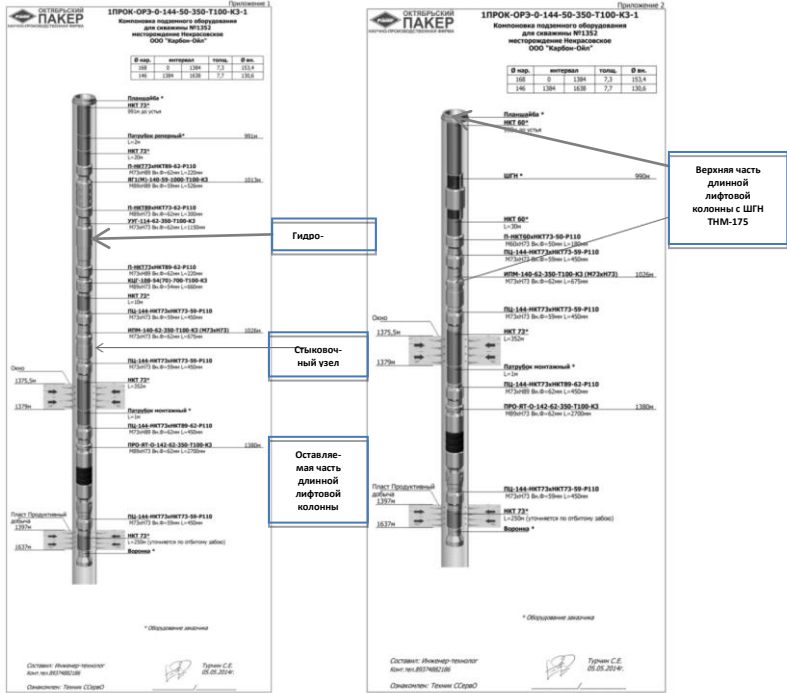


Рис.5 Схема внедрения ОРЭ - Внедрение двух лифтового глубинно-насосного оборудования

Преимущество данных скважин в увеличении степени охвата залежи при меньшем количестве бурения (МЗГС по площади дренирования охватывает площадь 3 наклонно-направленных скважин). В конечном итоге, увеличении КИН при снижении затрат на строительство и эксплуатацию, а также снижении воздействия на окружающую среду. С помощью скважин данной конструкции возможно разбуривание месторождения меньшим количеством скважин и обеспечение более полной выработки залежи.

Для сравнения параметров работы скважин различных конструкций моменты запусков были приведены к одному времени и был рассмотрен 19 месячный период их работы (с момента запуска последней скважины пробуренной на рассматриваемом участке). Сравнительные средние параметры работы ННС, ГС и МЗГС представлены в табл. 1.

Таблица 1. Средние параметры работы ННС, ГС и МЗГС

Тип скважины/ № скв (ГС), конструкция	Qж, м ³ /сут		Qн, т/сут		Рзаб., атм.		Qнакоп. за 19 мес. т нефти	Перфорир./ Фильтровая часть ГС, фильтр+отк. ствол МЗГС м	ОПЗ кислотными составами, м ³ / Ру
	нач.	тек.	нач.	тек.	нач.	тек.			
ННС (среднее)	5,8	1,2	5,1	1,1	20	21	1144	6,4	3,1 / 65
ГС (среднее)	8,4	3,0	7,7	2,7	31	26	1906	231	15 / 60
МЗГС (среднее)	13,9	4,6	12,7	4,2	30	26	2945	244 / 312	15/50 13/45

В первый месяц эксплуатации средний начальный дебит жидкости наклонно-направленных скважин (ННС) составил 5,8 м³/сут, горизонтальных скважин (ГС) в 1,5 раза выше в среднем 8,4 м³/сут, при том, что на ГС начальные дебиты жидкости и все последующие параметры приняты за второй месяц так как на скважинах «плавно» увеличивали отбор, так же за начальные дебиты МЗГС приняты за второй месяц из-за плавного увеличения отбора, средний начальный дебит жидкости по МЗГС составил 13,9 м³/сут, что в 2,4 раза выше, чем у ННС и 1,7 раза выше, чем у ГС. После 19 мес. эксплуатации дебит жидкости ННС снизился в 4,8 раза и составил в среднем 1,2 м³/сут. Дебит жидкости ГС снизился в 2,1 раза и составил в среднем 3,0 м³/сут, что в 2,5 раза выше дебита жидкости ННС. Средний дебит МЗГС составил 4,6 м³/сут, что в 1,6 раза выше, чем у ГС и 3,9 раза выше, чем у ННС. Рост Qж и Qн ГС на 12-й месяц эксплуатации связан с проведением ГТМ на ГС ОПЗ с применением гидрофобного эмульсионного раствора ГЭР. Динамика дебита жидкости в зависимости от конструкции скважин представлена на рис.6.

Аналогичная ситуация и с дебитом нефти, начальный дебит нефти первого месяца эксплуатации средний (ННС) №1351,1363 - 5,1 т/сут, горизонтальных скважин (ГС) в 1,2 раза выше в среднем 7,7 т/сут, средний начальный дебит нефти по МЗГС составил 12,7 т/сут, что в 2,5 раза выше, чем у ННС и 1,7 раза выше чем у ГС. После 19 мес. эксплуатации дебит нефти

ННС снизился в 4,7 раза и составил в среднем 1,1 т/сут. Дебит жидкости ГС снизился в 2,1 раза и составил в среднем 2,7 т/сут, что в 2,5 раза выше дебита нефти ННС. Средний дебит МЗГС составил 4,2 т/сут, что в 1,5 раза выше, чем у ГС и 3,9 раза выше, чем у ННС. Динамика дебита нефти в зависимости от конструкции скважин представлена на рис.7.

Значения начальной и текущей обводненности незначительны и составляют не более 5%. Стоит отметить, что при высоких дебитах ГС, МЗГС (в 1,5 и 2,3 раза выше дебитов ННС соответственно) в первый месяц работы забойные давления (Рзаб) ГС, МЗГС так же в 1,5 раза выше, чем у ННС и составляют в среднем 30 атм. Через 19 мес. эксплуатации Рзаб ГС и МЗГС выше Рзаб ННС на 5 атм. и составляют 26 атм. Динамика забойных давлений в зависимости от конструкции скважин представлена на рис.8. Накопленная добыча нефти (Qнакоп) ННС за 19 мес. составляет в среднем 1144т нефти на скважину, по ГС Qнакоп. в среднем 1,7 раза выше и составляет в среднем 1906т нефти на скважину, по МЗГС Qнакоп. в среднем 2,2 раза выше чем у ННС и в 1,5 раза выше чем у ГС и составляет в среднем 2945 т нефти на скважину. Накопленная добыче нефти в зависимости от конструкции скважин представлена на рис.9.

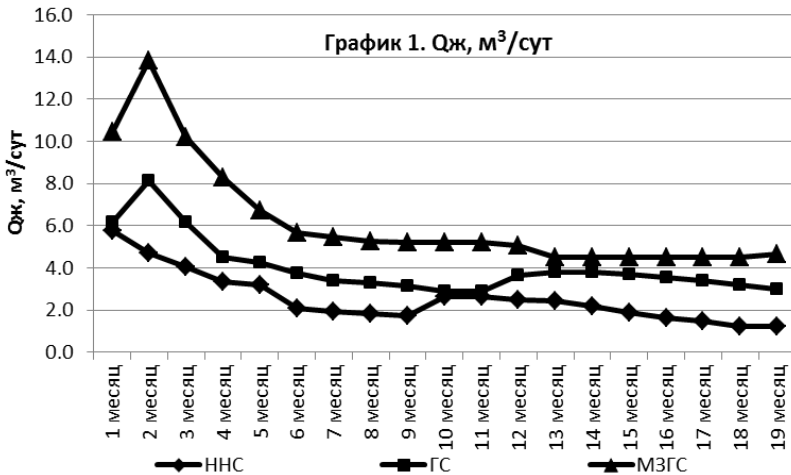


Рис.6 Динамика дебита жидкости – изменение дебита жидкости в зависимости от конструкции скважин

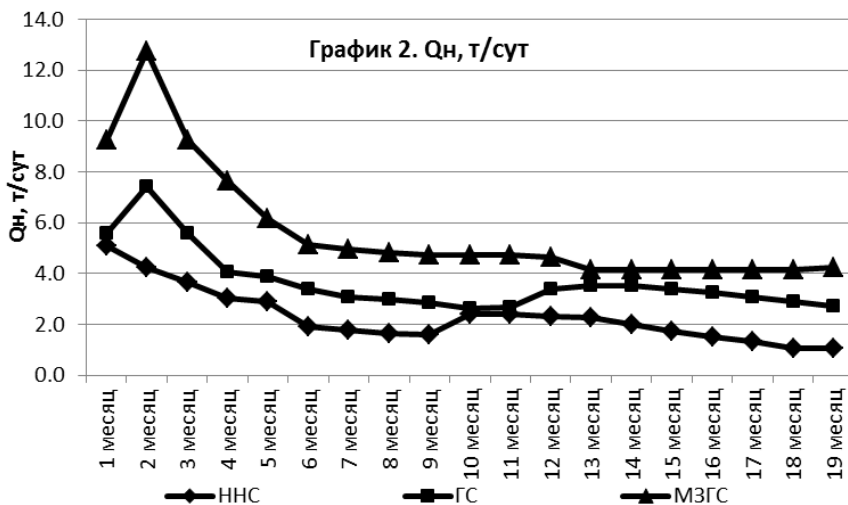


Рис.7 Динамика дебита нефти - изменение дебита нефти в зависимости от конструкции скважин

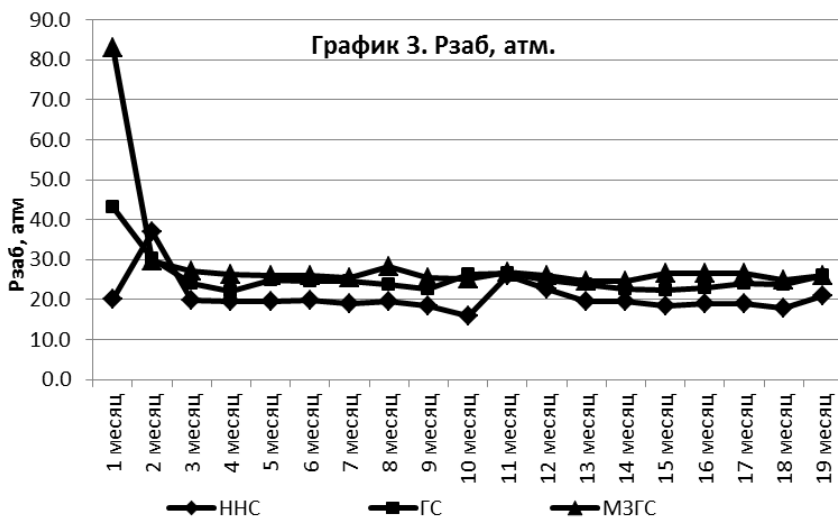


Рис.8 Динамика забойных давлений - изменение забойных давлений в зависимости от конструкции скважин

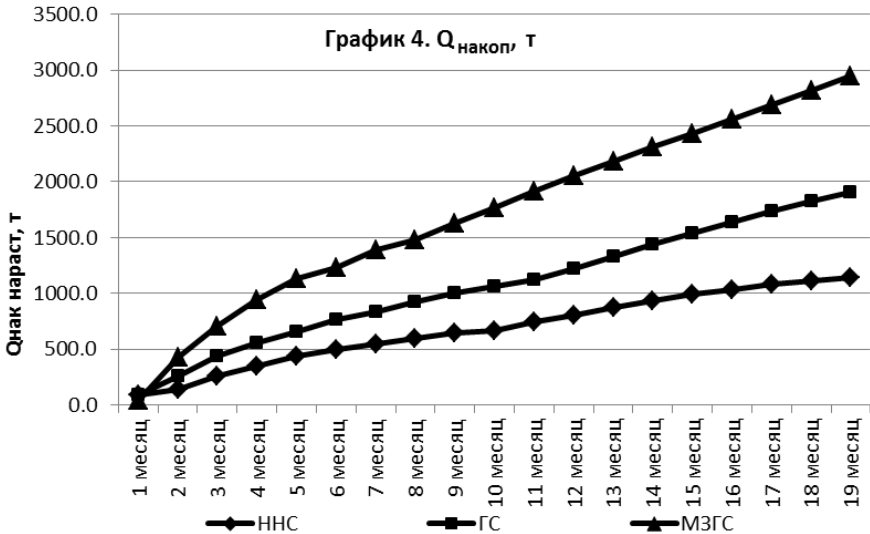


Рис.9 Накопленная добыча нефти – прирост накопленной добычи нефти в зависимости от конструкции скважин

Выводы

Сравнение текущих показателей разработки залежи горизонтальными технологиями в сравнении с традиционными наклонно направленными скважинами по геологогидродинамическому моделированию с учетом темпов падения фактических дебитов пробуренных наклонно-направленных скважин выявил увеличение темпов отбора от НИЗ на 18,7% и от ТИЗ на 20,2%. Разработка залежи высоковязкой нефти горизонтальными скважинами позволяет сократить срок разработки месторождения за счет более высоких темпов отбора и улучшить экономические показатели проекта.

Расчет технико-экономических показателей (ТЭП) пробуренных скважин:

- срок окупаемости ННС составляет 6,9 года, индекс доходности ИД 1,2;
- затраты на бурение ГС на 24% выше в сравнении с ННС, срок окупаемости ГС 4,4 лет ИД 1,34;
- затраты на бурение МЗГС выше в 2 раза чем ННС и в 1,65 раза чем ГС при этом срок окупаемости составляет 5,7 года ИД 1,3.

Расчеты экономической эффективности произведены с учетом накопленной добычи и отработанного времени, средних фактических дебитов с момента запусков скважин. Расчет эффективности по скважинам произведен с учетом ожидаемого снижения дебитов нефти. При условии бурения всех

типов скважин стандартными диаметрами долот наилучшая окупаемость и ИД у МЗГС.

Рассмотрев 3 куста Менчинского поднятия Некрасовского месторождения разбуренных скважинами различной конструкции, можно сделать вывод об эффективности горизонтальных скважин перед наклонно-направленными, применение в конструкции ГС нецементированных хвостовиков не всегда приводит к увеличению начальных и текущих дебитов нефти и росту накопленных отборов в сравнении с цементированными. А в некоторых случаях наоборот цементированный окончания горизонтальных стволов с проведенными поинтервальными ОПЗ показали большую эффективность при добыче и в ТЭП. Для сохранения дебитов скважин всех рассмотренных конструкций необходимо создание очагов заводнения и развитие системы ППД, а так же периодическая поинтервальная обработка стволов скважин кислотными составами. Необходимо продолжить разбуривание залежи высоковязкой нефти горизонтальными скважинами с моно диаметрами экс. колонн для поинтервального ОПЗ с пакерными компоновками и регулированием разработки как наиболее оптимальные технологии среди рассмотренных.

Список литературы

1. Хабибуллин И.Т., Галикеев И.А. Проектирование профилей скважин пространственного типа. // Сборник научных трудов башкирского государственного научно-исследовательского и проектного института нефтяной промышленности. Уфа: 1992.- № 86. - С.75-81.
2. Галикеев И.А. Кустование горизонтальных скважин. // Третий международный семинар "Горизонтальные скважины", 29-30 ноября 2000. Тезисы докладов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000, С.28-29.
3. Technical Advancement-Multilaterals (TAML) «New Classification System For Multilaterals». <http://www.dea.main.com/~deal/taml/taml.htm>.
4. Пат. 2197593 Российская Федерация, МПК4 E21В 7/08. Устройство для многозбойного вскрытия продуктивных пластов одной скважиной [Текст] / Галикеев И.А., Аверин М.Г., Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Баянов В.М., Глухов С.Д.; заявитель и патентообладатель ООО НПП «Горизонт». - № 2002106934/03; заявл. 18.03.02; опубл. 27.01.03, Бюл. № 3.

Хузин Ринат Раисович, д.т.н, директор ООО «Карбон-Ойл», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация, (423450, г. Альметьевск, Агрпоселок, e-mail: karbon@tatais.ru)

Мияссаров Альберт Шамилович, к.т.н, главный геолог ООО «Карбон-Ойл», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация, (423450, г. Альметьевск, Агрпоселок, e-mail: miassarov_a@rambler.ru)

Салихов Динар Альбертович, начальник технологического отдела разработки нефтяных и газовых месторождений ООО «Карбон-Ойл», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация, (423450, г.Альметьевск, Агропоселок, e-mail: dinar_salikhov@mail.ru)

Галикеев Ильгизар Абузарович, директор ООО «Научно-производственное предприятие «Горизонт», г.Ижевск, Удмуртская Республика, Российская Федерация, (426039, г. Ижевск, пр. Дёповский 3, e-mail: mail@horizon-drill.ru)

Андреев Вадим Евгеньевич, директор ГАНУ ИНТНМ г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация, (450075,г. Уфа, проспект Октября, 129/3, e-mail: intnm@ya.ru);

Khuzin Rinat Raisovich, D. T. n, Director of "carbon-oil", Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation, (423450, Almetyevsk, AG-ropoulos, e-mail: karbon@tatais.ru)

Miyasarov Albert Shamilevich, Ph. d, chief geologist of ООО "Carbon-oil", Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation, (423450, Almetyevsk, Agropolog, e-mail: miassarov_a@rambler.ru)

Salikhov Dinar A., head of technological development Department of oil and gas fields ООО "Carbon-oil", Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation, (423450, Almetyevsk, Agropolog, e-mail: dinar_salikhov@mail.ru)

Galikeev Ilgizar Abuzarovich, Director of LLC "Scientific-production enterprise "Horizon", Izhevsk, Udmurt Republic, Russian Federation, (426039, Izhevsk, PR. 3, e-mail: mail@horizon-drill.ru)

Andreev Vadim Evgenievich, Director of the GHANA INTNM Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation (450075,Ufa, Prospekt Oktyabrya, 129/3, e-mail: intnm@ya.ru)

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ БУРЕНИИ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН НА СОСТОЯНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А.

Институт нефти и газа СКФУ, г. Ставрополь

В статье рассмотрены механизмы кольматации призабойной зоны продуктивного пласта с проникновением твердой фазы в поры пласта-коллектора и без проникновения с образованием глинистой корки. Приводятся данные толщин глинистой корки по различным исследованиям и глубины проникновения фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта. Представлен график влияния кольматантов на проникновение полимерглинистого и биополимерного Flo-Pro буровых растворов в призабойную зону пласта.

Ключевые слова: технологическая жидкость, призабойная зона пласта, глубина кольматации, глинистая корка, фильтрат бурового раствора.

INFLUENCE OF DRILLING FLUIDS ON CONDITION OF RESERVOIR'S NEAR BOTTOM-HOLE ZONE DURING WELL DRILLING AND WELL WORKOVER

V. V. Verzhbicky, T. A. Gun'kina

Oil and Gas Institute, North Caucasus Federal University, Stavropol

In the paper a mechanism of near bottom-hole zone colmatation with mud solids intrusion into the pores of reservoir and with the formation of mudcake and no intrusion of mud solids is considered. Various research data on mudcake thickness and on the depth of mud filtrate intrusion into reservoir's near bottom-hole zone are given. A diagram of influence of colmatant on intrusion of polymer clay and biopolymer Flo-Pro drilling muds into formation near bottom-hole zone is presented

Keywords: drilling fluid, near bottom-hole zone, colmatation depth, mudcake, mud filtrate.

В литературе [1–10] признается негативное влияние технологических жидкостей на проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП).

Технологические жидкости представляют собой полидисперсную систему, состоящую из фильтрата бурового раствора и дисперсной фазы, которая состоит из частиц глины и выбуренной породы.

В призабойной зоне пласта переплетаются сложные явления гравитации и адгезии относительно крупных частиц, коагуляции коллоидов и различные виды сорбции растворенных в воде солей [11].

В работе [12] различают два механизма кольматации призабойной зоны продуктивного пласта: с проникновением твердой фазы в поры пласта-коллектора и без проникновения с образованием глинистой корки.

Для образования глинистой корки необходимо, чтобы буровой раствор содержал частицы, размер которых больше размера поровых каналов в пласте.

В зарубежных работах [13–18] толщина глинистой корки оценивается в пределах от 0,05 до 1,8 см.

По данным ВНИИБТ, глубина кольматации твердой фазой бурового раствора в пласт с высокой проницаемостью составляет в среднем 5 – 6 мм, а с низкой проницаемостью – 1,5 – 2 мм, что способно снизить проницаемость продуктивного пласта на 30 – 50 % [19].

По данным лабораторных исследований В.А. Сидоровского глубина проникновения глинистых частиц составляет 1 – 5 мм, в то же время, согласно исследованиям А. И. Леонидовой, она достигает 200 мм [20].

В работе [21] глубина проникновения кольматанта в поры гранулярных коллекторов достигает 20 – 40 см и более. Проницаемость в зоне кольматации в среднем снижается на 40 %, однако в зависимости от свойств породы и флюидов снижение может достигать и 100 %.

Для условий газоконденсатных месторождений и ПХГ наибольший интерес представляют механические загрязнения, прежде всего твердыми частицами бурового и промывочного раствора. При вторичном вскрытии пласта с использованием глинистых растворов на водной основе степень загрязненности пласта составляла через один месяц после освоения 36 – 67 %, а через год – 22 – 50 % [22].

На рисунке 1 представлена толщина глинистой корки по данным различных исследований.

Во время вскрытия наряду с образованием глинистой корки, идет процесс кольматации призабойной зоны пласта – происходит заполнения каналов порового пространства наиболее проницаемой части призабойной зоны пласта тонкодисперсной фазой промывочной жидкости.

В результате этого в призабойной зоне пласта происходит изменение физических свойств пород. Степень необратимости фильтрационных свойств призабойной зоны пласта зависит от природы кольматации, интенсивности и глубины.

Глубина зоны ухудшенной проницаемости пород в призабойной зоне пласта зависит от размера поровых каналов (трещин), а также типа и качества промывочной жидкости.

В работе А.Ф. Боярчука, В.П. Кереселидзе [23] показано, что при размерах поровых каналов и трещин в 100 мкм глубина проникновения известково-битумного раствора в пласт составила 20 – 60 см, а при 250 мкм – 130 – 150 см.

В работе [24] показано, что при разбуривании продуктивного пласта на глубине 2250 м, со скоростью 1,524 м/ч радиус проникновения фильтрата в пласт составляет 8,9 см.

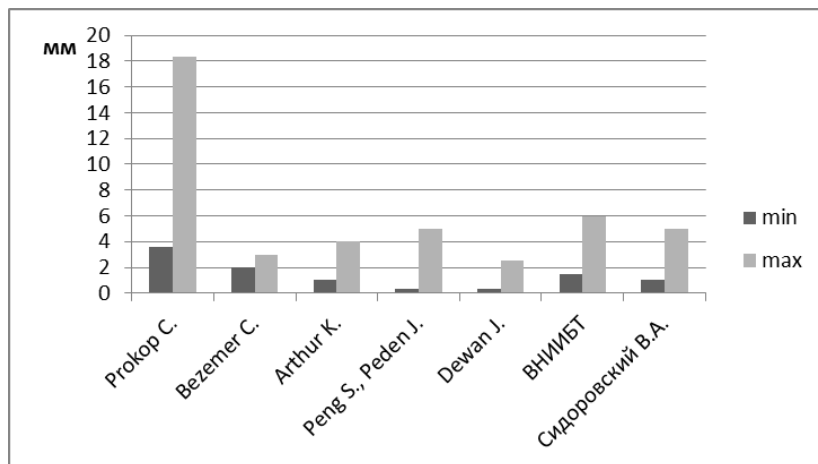


Рисунок 1. Толщина глинистой корки по данным различных исследований

По данным ВНИИнефти, на месторождениях Западной Сибири и Мангышлака в результате воздействия на пласт глинистого раствора с водоотдачей $8 - 10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ фильтрат проникает на глубину 2 – 3 м за двое суток и на 8 м за 1 – 5 месяцев, что ведет к ухудшению проницаемости ПЗП в 1,6 – 22,6 раза. Зона ухудшенной проницаемости простирается в радиусе 6,5 - 13,6 м.

На рисунке 2 представлено проникновение фильтрата бурового раствора в ПЗП.

В работе [25] представлены результаты качественной оценки кольматирующей способности материалов в промывочных жидкостях по результатам исследований фильтрационных процессов через пористую среду в лаборатории кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета.

Результаты исследования полимерглинистого и биополимерного Flo-Pro буровых растворов представлены на рисунке 3.

В результате наиболее эффективными добавками в буровые растворы оказались M-I-XII Coarse и Ez-Plug. В состав этих кольматантов входит волокнистая целлюлоза различной дисперсности, которая уменьшает проник-

новение фильтрата через поровое пространство за счет появления адгезионных взаимодействий.

Таким образом, анализ лабораторных исследований и опыта строительства скважин показал, что выбор кольматирующей добавки зависит не только от пористости породы, но и от компонентного состава буровых растворов. Так, например, присутствие биополимеров всегда положительно влияет на кольматацию порового пространства [25].

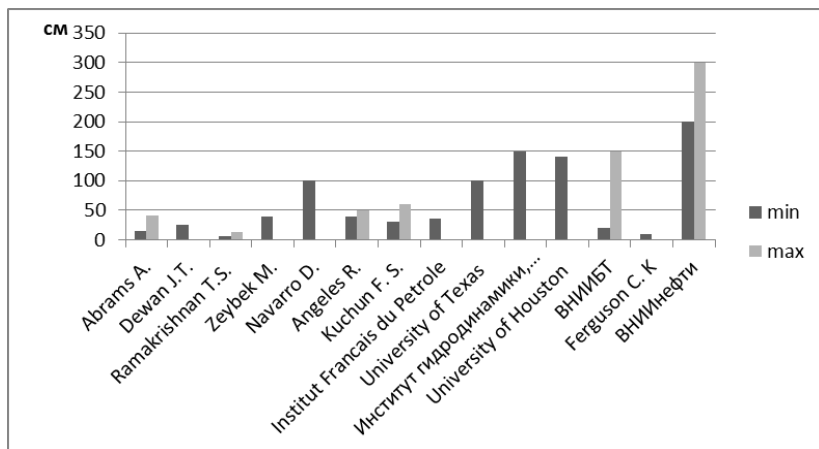


Рисунок 2. Проникновение фильтрата бурового раствора в ПЗП

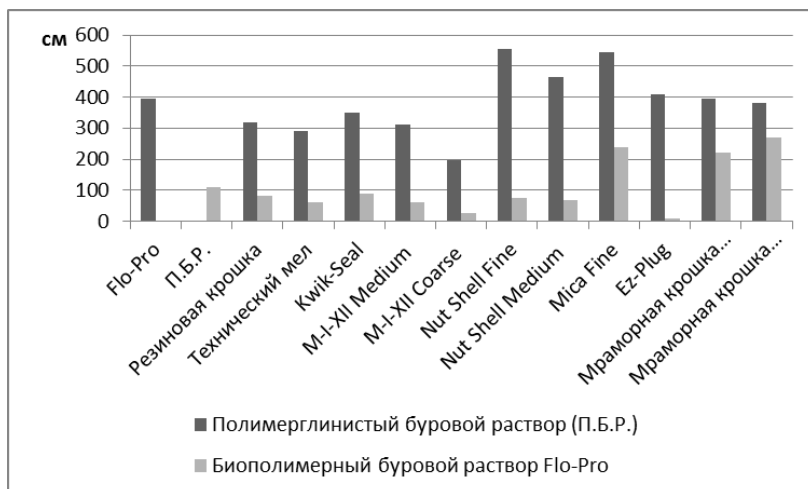


Рисунок 3. Влияние кольматантов на проникновение полимерглинистого и биополимерного Flo-Pro буровых растворов в ПЗП

Необходимо тщательно подбирать размер и форму кольматантов для каждой конкретной скважины, при этом обращать внимание на возможность декольматации призабойной зоны пласта, например с помощью кислотных обработок.

Основной вывод: для минимизации негативного влияния технологических жидкостей в процессе вскрытия продуктивного пласта необходимо подбирать качественные рабочие жидкости на глинистой основе с последующим удалением глинистой корки.

Список литературы

1. Амиан В. А., Амиан А. В., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. М.: Недра, 1980. - 380 с.
2. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта / С.А. Рябоконь, А. А. Вольтерс, А. Б. Сурков, В. Н. Глущенко // Обзор. информ. сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1989.- вып.19. – 42 с.
3. Гиматудинов Ш. К. Исследование зависимости нефтеотдачи неоднородных пористых сред от капиллярных свойств пластовых систем и условий вытеснения нефти водой. Дис. канд. техн. наук -М.: 1964.- 192 с.
4. Бабалян Г. А. Физико-химические процессы в добыче нефти. М.: Недра, 1974.-200 с.
5. Технология поинтервального гидравлического разрыва пласта / П. С. Васильев, А. Д. Голиков, Н. С. Горохов и др. М.: Недра, 1964.- 131 с.
6. Жигач К. Ф., Паус К. Ф. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов. Нефтяное хозяйство, 1957, №11, с 11-13.
7. Котяхов Ф. И. Влияние воды на приток нефти при вскрытии пласта.- М.: Гостоптехиздат, 1949. 72 с.
8. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пластов. М.: Недра, 1970. -309 с.
9. Гетлин К. Бурение и заканчивание скважин. М.: Гостоптехиздат, 1963.-519 с.
10. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Гереш П.А. Техничко-экономический анализ результатов воздействия технологических жидкостей на призабойную зону продуктивных пластов газоконденсатных месторождений. – М: ИРЦ Газпром, 1995. обз. информ. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 101 с.
11. Живаева В.В., Нечаева О.А. Кольматационные процессы при бурении скважин // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. - №5. – 2009. – с. 75 – 76
12. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. – М.: Недра – 1987. – 152 с.

13. Williams M., Cannon G. E. Evaluation of Filtration Properties of Drilling Mud//API Drilling and Production Practice. – 1935. – p20.
14. Dewan J.T., Chenevert M.E. A model for filtration of water-base mud during drilling: determination of mudcake parameters // Petrophysics. – 2001. – №3. – p. 237 – 250.
15. Chin W.C. Formation invasion, with applications to measurement-while-drilling, time-lapse analysis, and formation damage. // Houston: Gulf Publishing Company. 1995. P. 240
16. Prokop C.L., Radial filtration of drilling mud // Petroleum Transactions of AIME. – 1952. – p. 5.
17. Arthur K.G., Peden J. M., The evaluation of drilling fluid filter cake properties and their influence on fluid loss. – SPE 17617. – 1988
18. Bezemer C., Havenaar I. Filtration behavior of circulating drilling fluid // Society of Petroleum Engineers Journal. Dec., 1966. – P. 292
19. Боярчук, Д. Ф. Изучение особенностей проникновения в коллекторы известково-битумных растворов / Д. Ф. Боярчук, В. Л. Кереселидзе // Нефтяное хозяйство, 1983. –№ 11. –С. 25 – 27.
20. Мищенко И. Т., Бравичева Т. Б., Ермолаев А. И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами/ – М.: ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 448 с.
21. Басниев К.С, Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидродинамика. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 488 с.
22. Метод определения степени загрязненности газового пласта / Гусейнов Ф. А., Расулов А. И.// Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в газовой промышленности, 1990. –Вып. 3.– С. 21 – 26.
23. Боярчук, Д. Ф. Изучение особенностей проникновения в коллекторы известково-битумных растворов / Д. Ф. Боярчук, В. Л. Кереселидзе // Нефтяное хозяйство, 1983. –№ 11. –С. 25 – 27.
24. Ferguson C. K., Klotz J. A. Filtration of Mud during drilling. // Petroleum Transactions of AIME. – №201. – 1954. – p. 29
25. Уляшова Н.М., Мынзул М.А., Михеев М.А. К оценке эффективности кольматантов в интервалах горных пород повышенной проницаемости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2013. – №10. – с. 18 – 24

Вержбицкий Вячеслав Владимирович старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт

нефти и газа СКФУ, г. Ставрополь, пр. Кулакова 16/2. Email: Rangm26@yandex.ru

Гунькина Татьяна Александровна к.т.н. доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа СКФУ, г. Ставрополь, пр. Кулакова 16/2. Email: Tatiana.stavr@yandex.ru

Verzhbicky Vyacheslav Vladimirovich, senior lecturer of Oil and Gas Fields' Development and Operation department, Oil and Gas Institute, North Caucasus Federal University, Stavropol, Kulakova ave, 16/2. E-mail: Rangm26@yandex.ru

Gun'kina Tatiana Aleksandrovna, candidate of technical sciences, Associate professor, of Oil and Gas Fields' Development and Operation department, Oil and Gas Institute, North Caucasus Federal University

Stavropol, Kulakova ave, 16/2. E-mail: Tatiana.stavr@yandex.ru

ЗАБОЙНАЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ «ГНОМ-М»

Галикеев И.А., Злобин Н.А., Стыценок Е.В., Чикуров Г.А.
ООО «НПП «Горизонт»

Приведено описание, основные принципы работы и конструктивные особенности забойной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи «Гном-М».

Ключевые слова: забойная телеметрическая система, инклинометр, каротаж, пульсатор, бурение.

GNOM-M MUD PULSE DOWNHOLE MWD TELEMETRY SYSTEM

I.A.Galikeev, N.A. Zlobin, E.V. Stytsenko, G.A. Chikurov
ООО "NPP" Horizon "

Description, basic principles of operation and design features of Gnom-M Mud Pulse Downhole MWD Telemetry System.

Keywords: downhole MWD telemetry system, inclinometer, logging, pulser, drilling.

Одним из наиболее актуальных и перспективных направлений развития технологии бурения является совершенствование забойных телеметрических систем. Это группа приборов, которые позволяют в процессе бурения непрерывно измерять инклинометрические параметры, такие как угол поворота отклонителя, зенита, азимута, а так же дополнительные параметры, например, гамма излучение пород, температуру на забое, при этом, для получения информации и передачи ее на устье скважины не требуется остановка бурения. В зарубежной литературе такие забойные телеметрические системы носят название MWD - measurement while drilling (измерения в процессе бурения).

При проводке наклонно направленных, горизонтальных скважин, боковых горизонтальных стволов и многоствольных скважин достоверность и своевременность получения инклинометрических данных с забоя скважины имеет важнейшее значение для качественного строительства скважины в короткие сроки в точном соответствии с планом-программой, что в конечном итоге повышает эффективность бурения и разработки месторождения.

Многие российские нефтегазодобывающие предприятия используют импортные забойные телеметрические системы компаний APS Technology, Schlumberger, Weatherford, Halliburton и др. Эти телеметрические системы, кроме высокой цены, обладают еще целым ряд недостатков. Например, про-

блемы обслуживания, когда даже мелкий ремонт требует больших затрат времени на поставку запасных частей; отсутствие адаптации к российским условиям с низкими температурами окружающей среды, высокими широтами, а так же к отечественной буровой технике; относительно низкая коррозионная стойкость корпусных элементов.

В НПП "Горизонт" разработана и производится забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи «Гном-М» (глубинное навигационное оборудование) [1], которая по своим функциональным возможностям не уступает зарубежным аналогам, а по некоторым параметрам превосходит их. Так максимальный наружный диаметр скважинного прибора составляет всего 45 мм, когда у большинства других телеметрических систем он не менее 48 мм.

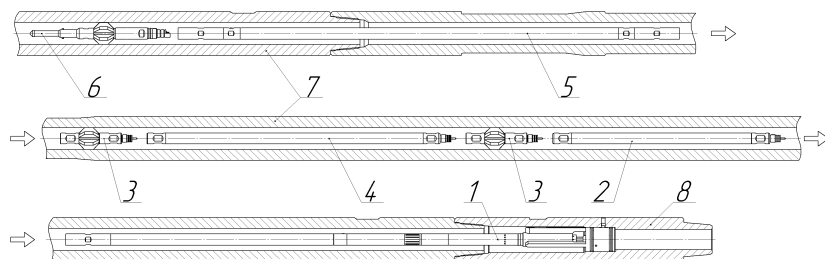


Рис.1. Схема скважинного прибора забойной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи «Гном-М»: 1 – пульсатор с ориентационной корзиной; 2 – гамма модуль; 3 – центратор; 4 – инклинометр; 5 – батарейный блок; 6 – ловильная головка; 7 – немагнитная утяжеленная буровая труба; 8 – ориентационный переводник

Телеметрическая система «Гном-М» состоит из скважинного прибора, который устанавливается в компоновке низа буровой колонны (КНБК) над гидравлическим забойным двигателем, и наземной аппаратуры.

Общий вид скважинного прибора телеметрической системы «Гном-М», расположенного в КНБК, приведен на рис.1. Скважинный прибор состоит из пульсатора с ориентационной корзиной 1, гамма модуля 2, центраторов 3, инклинометра 4, батарейного блока 5, ловильной головки 6, расположенных внутри немагнитной утяжеленной буровой трубы 7 и ориентационного переводника 8.

Гамма модуль предназначен для измерения интенсивности естественного гамма-излучения пород в единицах мощности экспозиционной дозы, что позволяет оценить изменение физических свойств горных пород для литологической идентификации геологических границ.

Инклинометр используется для измерения зенитного угла, азимута и угла установки отклонителя. В конструкции инклинометра для определения углов используется шесть акселерометров - по два в каждой плоскости, что повышает точность измерений и надежность конструкции. Кроме того, инклинометр снабжен тремя феррозондами собственной разработки и двумя датчиками температуры, с помощью которых компенсируются температурные погрешности измерений, что позволяет использовать телесистему «Гном-М» в широком диапазоне температур от -40°C до $+125^{\circ}\text{C}$.

Немагнитная утяжеленная бурильная труба (НУБТ) входит в состав КНБК и устанавливается между ориентационным переводником и колонной бурильных труб, служит для размещения в ней скважинного прибора и изоляции магнитометрических датчиков телесистемы от влияния магнитных частей бурильного инструмента. Ориентационный переводник устанавливается после забойного двигателя и предназначен для однозначной установки скважинного прибора относительно плоскости угла перекоса забойного двигателя.

В процессе бурения скважинный прибор производит измерения навигационных и геофизических параметров, и далее, с помощью пульсатора, преобразует их в положительные импульсы давления промывочной жидкости, которые распространяются по стволу жидкости в буровом инструменте и принимаются датчиком давления на манифольде.

В телеметрической системе «Гном-М» используется забойный пульсатор оригинальной разработки НПП «Горизонт». При включении пульсатор рабочим клапаном изменяет степень дросселирования потока промывочной жидкости и создает в ней положительный импульс давления. Рабочий клапан пульсатора приводится в действие гидравлически с помощью потока промывочной жидкости от управляющего клапана. Разработанный пульсатор от подобных зарубежных изделий отличается тем, что блок управляющего клапана и блок рабочего клапана выполнены в виде отдельных сборочных единиц, соединенных муфтой, при этом электромагнитный привод управляющего клапана объединен с эластичным сильфонным компенсатором давления и выполнен герметичным от поступления промывочной жидкости. Это достигается за счет того, что привод управляющего клапана расположен внутри заполненного маслом сильфонного компенсатора давления. Такая конструкция повышает надежность, энергоэффективность, технологичность изготовления и сборки пульсатора. За счет низкого энергопотребления пульсатора продолжительность работы от одного комплекта батарей достигает 300 часов.

Наземная аппаратура состоит из датчика давления, датчика глубины, пульта бурильщика, пульта оператора рис.2. На устье скважины сигналы, принятые датчиками давления и глубины, поступают в пульт оператора, где с помощью компьютерной программы, они фильтруются, декодируются и

накапливаются. Декодированная информация отображается на мониторах пультов бурильщика и оператора, что позволяет следить за изменением траектории скважины непосредственно в процессе бурения. Разработанный для телеметрической системы программный комплекс позволяет производить привязку данных измерений к глубине, обмен информацией, ее редактирование и сохранение в удобном формате, а так же загрузку сохраненных данных и их визуализацию на мониторе в цифровом и графическом виде.



Рис.2. Забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи «Гном-М» (слева направо): ловильная головка; батарейный блок; центратор и инклинометр; центратор и гамма модуль; сменные центрирующие элементы разных диаметров и пульсатор; датчик давления и ориентационная корзина; wi-fi модуль, пульт бурильщика, пульт оператора, компьютер оператора

Важным достоинством телеметрической системы «Гном-М» является то, что омываемые промывочной жидкостью детали изготавливаются из титана, а так же из разработанной и запатентованной специалистами НПП «Горизонт» немагнитной коррозионностойкой аустенитной стали марки 08X18H6AG10C [2]. Это конструкционный материал, который классифицируется по геометрическим признакам как наноструктурный. Объемные наноструктуры материала получается методом кристаллизации из аморфного сплава при выплавке. Кроме лучших немагнитных и антикоррозионных

свойств, эта сталь отличается и более высокой прочностью при статическом и усталостном нагружении, а также большей твердостью (HRC 30÷33) по сравнению с другими нержавеющими сталями, например 08X18H10T, имеющими обычную величину зерна.

Сочетание чрезвычайно высокой коррозионной стойкости стали 08X18H6AG10C ко всем растворам, которые используются при строительстве скважин, включая сероводород, плавиковую и соляную кислоту, с низкой магнитной проницаемостью ($\mu < 1,001$) делает эту сталь незаменимой при изготовлении деталей скважинного прибора, а так же НУБТ, в которой размещается телеметрическая система в процессе бурения. Всё это позволяет обеспечить точную работу феррозондов инклинометра, которым требуется удаление магнитных масс от них на как можно большее расстояние.

Основные технические характеристики:

- диапазон измерения азимута $0 \div 360^\circ \pm 2^\circ$;
- диапазон измерения зенитного угла $0 \div 180^\circ \pm 0,1^\circ$;
- диапазон измерения апсидального угла (угла установки отклонителя) $0 \div 360^\circ \pm 1^\circ$;
- диапазон измерения мощности экспозиционной дозы $0-250$ мкР/ч $\pm 15\%$;
- продолжительность работы от одного комплекта батарей до 300 часов.

Список литературы

1. Пат. 2379504 Российская Федерация, МПК E21B47/12, H04B13/00. Устройство передачи информации вдоль ствола скважины / Галикеев И.А., Трефилов О.С., Азаров А.В., Злобин Н.А., Булдаков Д.В.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Горизонт"; заявл. №2008129830/03 от 18.07.2008; опубл.20.01.2010.
2. Пат. 2180364 Российская Федерация, МПК C22C38/58. Аустенитная сталь / Галикеев И.А., Мурадян О.С., Ощепков В.Ф.; заявитель и патентообладатель Закрытое акционерное общество "Научно-производственное предприятие "Горизонт"; заявл. №2001100806 от 09.01.2001; опубл.10.03.2002.

Авторы:

Галикеев Ильгизар Абузарович, директор ООО «НПП «Горизонт», доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», г. Ижевск, mail@horizon-drill.ru;
Злобин Николай Александрович, ведущий инженер-конструктор ООО «НПП «Горизонт», г. Ижевск, проезд Дёповский, дом 3;

Стыцено Егор Васильевич, инженер-конструктор ООО «НПП «Горизонт», г. Ижевск, проезд Дёповский, дом 3;

Чикуров Геннадий Александрович, инженер-конструктор ООО «НПП «Горизонт», к.т.н., доцент кафедры «Сопроотивление материалов» ФГБОУ ВПО «ИжГТУ имени М.Т.Калашникова», г. Ижевск.

Authors:

Ilgizar A. Galikeev, director @ ООО NPP Gorizont, assistant professor @ Drilling of Oil and Gas Wells Dept., Udmurt State University, Izhevsk, mail@horizon-drill.ru;

Nikolai A. Zlobin, senior design engineer @ ООО NPP Gorizont, 3, Proezd Depovskiy, Izhevsk; mail@horizon-drill.ru

Egor V. Stytsenko, design engineer @ ООО NPP Gorizont, 3, Proezd Depovskiy, Izhevsk; mail@horizon-drill.ru

Gennadiy A. Chikurov, design engineer @ ООО NPP Gorizont, candidate of Science, associate professor @ Strength of Materials Dept., M.T.Kalashnikov Izhevsk State Technical University, Izhevsk; mail@horizon-drill.ru

ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБОЛОВОК ДЛЯ РАБОТЫ С АВТОНОМНЫМИ ПАКЕРНЫМИ КОМПОНОВКАМИ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ПЛАСТОВ

Нурлыгаянов Д.Д., Зайнуллин Е.Р., Натаров А.Л.

ПАО «Белкамнефть»

В работе рассматриваются проблемы подбора технологий связанные с ловильными работами автономными пакерными компоновками при отключении пластов и пути их решения на основе индивидуального подхода, и оценка эффективности данного метода. Проведен анализ и рассмотрены модификации существующих методов ловильных работ, представлена их классификация.

Ключевые слова: наружная труболовка, пакер, промывка, цанга, муфта

APPLICATION OF SPEAR FOR STANDALONE PACKER CONFIGURATIONS UNDER BLOCKING SEAM

Nurlygayanov D. D. Zainullin E. R., Natarov A. L.

PJSC "Belkamneft"

Analysis of spear works methods is accomplished. Classification and comparative characteristic of methods, design of spear tools are demonstrated.

Keywords: exterior spear, packer, well flushing, tsang, coupling.

В процессе ремонтных работ в скважинах из-за нарушения технологических процессов происходят аварии, связанные с поломкой и срывом резьб НКТ, падение посторонних предметов в скважину, нарушение целостности обсадных колонн. Прежде чем приступить к ликвидации той или иной аварии, необходимо её проанализировать. При этом надо всегда помнить, что применение несоответствующего ловильного инструмента приводит к усложнению аварии.

Перед спуском ловильного инструмента в скважину составляют эскиз общей компоновки ловильного инструмента и ловильной части с указанием основных размеров.

При работе любым инструментом необходимо помнить, что, прежде чем спустить его в скважину, надо знать, как его оттуда извлечь в случае аварии.

Ловильный инструмент служит для извлечения из скважины аварийных НКТ, бурильных труб, кабеля и других предметов или для обработки их поверхности.

К таким инструментам относятся печати, труболовки, метчики (рис.1), колоколы (рис.2), ловители, ясы (рис.3), райберы, фрезеры и т.д.

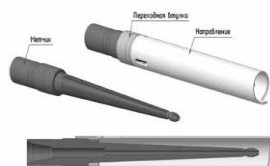


Рис.1. Метчик ловильный нарезной

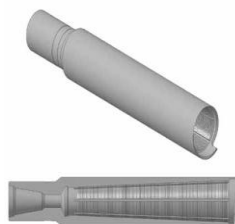


Рис.2. Колокол ловильный нарезной



Рис.3. Ясс механический

По характеру захвата труб труболовки подразделяются на две группы: внутренние (для захвата за внутреннюю поверхность) и наружные (для захвата за наружную поверхность трубы или муфты).

Наружные труболовки подразделяются на труболовки освобождающие, которые отличаются друг от друга конструкцией механизма захвата и освобождения.

В скважинах с небольшим зазором между эксплуатационной колонной ловильных труб применяют труболовки без центрирующих приспособлений, в скважинах со значительным зазором – с центрирующими приспособлениями (направлением с вырезом или направлением с воронкой – для внутренних труболовок или только с воронкой – для наружных).

Труболовки без центрирующего приспособления присоединяются к буровой колонне при помощи обычного переводника, с центрирующими приспособлениями – посредством специального переводника.

Центральное отверстие во внутренних труболовках служит для промывки аварийных концов труб.

Труболовка предназначена для ловли НКТ. Их выпускают с резьбой правого и левого направлений. Труболовки с резьбой правого направления служат для извлечения колонны захваченных труб целиком, а с резьбой левого направления – для извлечения труб по частям путем их отвинчивания.

Ловильные работы труболовкой проводят в следующей последовательности. После проверки работы механизмов захвата и освобождения труболовку спускают на бурильных трубах без вращения во избежание срабатывания механизма фиксации плашек в освобожденном положении. За 30 метров до верхнего конца аварийных труб восстанавливают циркуляцию и при прокачке жидкости спускают труболовку до верхнего конца аварийных труб. Контролируя показания индикатора веса, медленно вводят труболовку внутрь аварийных труб и фиксируют момент посадки инструмента. Расхаживанием в пределах грузоподъемности труболовки поднимают захваченные трубы.

В случае, если колонну труб поднять невозможно, её отворачивают вращением ротора против часовой стрелки для левой трубуловки, а по часовой для правой.

Для работы с автономными пакерными компоновками применяется оборудование: инструмент посадочный механический ИПМ-118, инструмент посадочный гидравлический ИПГ-118, разъединитель колонный РК-118. Каждый инструмент работает по разному согласно руководству по эксплуатации. У каждого из них есть свои плюсы и минусы. Все они могут разъединиться с пакерами и также соединятся.

На Арланском месторождении Вятской площади, столкнулись с рядом проблем, при работе с данным оборудованием, решение которых потребовало применить новаторские решения и несколько поменять привычные технологические операции.

Скважины, как правило, в основном имеют некий угол наклона. Если максимальный угол кривизны на скважине 30° и более, то велика вероятность того, что отстыковаться от пакеров будет не возможно, т.к. рассчитать правильно вес колонны НКТ затруднительно вследствие того, что колонна НКТ ложится на стенку эксплуатационной колонны. Также при вращении колонны НКТ для отстыковки ИПМ-118, подвеска будет набирать пружину, в этом случае затруднительно будет просчитать число вращений. Подобная ситуация сложилась на скважине №13334 Арланского месторождения Вятской площади. По данной скважине принято решение вместо ИПМ-118 установить внутреннюю освобождающуюся трубуловку ТВМ-73. Над пакером на патрубок установили ТВМ-73, для лучшего сцепления сухарей произвели натяжку трубуловки. Следует отметить, что спуск компоновки нужно производить с задержкой, для исключения проворота подвески, чтобы исключить произвольное освобождение трубуловки. После посадки пакера было произведено успешное освобождение трубуловки. Стоит отметить технологический прием при освобождении трубуловки: после посадки пакера нужно резко бросить подвеску, для освобождения сухарей трубуловки от патрубка и также для лучшего прижатия пакера. После этого выбрать половину веса подвески и производить вращение колонны НКТ по часовой стрелке до освобождения трубуловки. Если колонна НКТ набирает пружину, то необходимо производить добавку веса подвески по одной тоне.

Для подъема автономного пакера, спускают ИПМ-118 – ловитель. Но если скважина эксплуатировалась установкой ЭЦН, то следует спустить перо-магнит и с промывкой произвести очистку «головой» ИПМ-118 от клямс (кабельных поясов) и окалины. Столкнувшись с такой ситуацией, промывка не помогла, клямсы спрессовались в ИПМ-118, заловится не смогли. Подъем пакеров произвели с помощью метчика. Опять напрашивается вывод, что ловить пакеры за патрубок трубуловкой намного легче, после работы магни-

том и промывки. Даже если на магните выйдут не все клямсы, то все равно они не смогут помешать при ловильных работах.

Если представить, что клямсы все-таки каким-то образом попали во внутрь патрубка и мешают труболовке заловиться, то в этом случае следует произвести спуск наружной труболовки. Обычно спускается труболовка ТЛНК-124 (рис.4).

Завод изготовитель утверждает, что с такой труболовкой ловильные работы за муфту производить нельзя. В данном случае было применено нестандартное и главное простое решение. Над цангой 89мм установили муфту от НКТ 73мм, для того, чтобы ловимая муфта не смогла пройти через цангу. При ловильных работах, при наличии клямс вокруг патрубка, корпус ТЛНК-124 сталкивает клямсы вниз, также труболовка имеет заводной зуб для облегчения ловильных работ. Еще один плюс этой труболовки то, что можно не бояться проворота подвески, как на ТВМ-73, которая может освободиться.

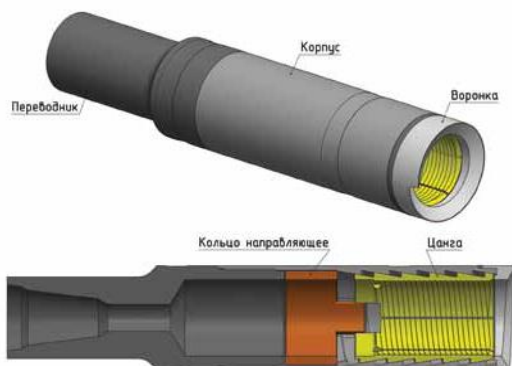


Рис.4. Труболовка наружная освобождающаяся короткая типа ТЛНК и ТЛНКТ

Данная труболовка неоднократно испытана и стоит на вооружении в комплекте с другими ловителями.

В целом следует отметить, что применение данного метода позволяет значительно сократить время по работе с автономными пакерными компонентами и сократить до минимума осложнения при подъеме оборудования. Одновременно с этим повышается надежность состыковки труболовки с пакером и гарантированному освобождению при осложнениях благодаря установки над цангой 89мм муфты от НКТ 73мм, для того, чтобы ловимая муфта

не смогла пройти через цангу. Можно не бояться проворота подвески, как на ТВМ-73, которая может освободиться.

Нефтегазовая промышленность всегда испытывала информационный «голод» по части отсутствия учебного пособия, книг, для обучения молодых специалистов и какого-либо материала для передачи опыта коллегам. Данная статья направлена в первую очередь для передачи информации и опыта, накопленного на Арланском месторождении Вятской площади, а именно применения трубопроводов при работе с автономными пакерами.

Список литературы

1. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. «Ремонт газовых скважин»
2. http://neftegaz.ru/en/tech_library/view/2656
3. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах

Нурлыгаянов Давид Динарович, магистрант группы №3М-21.04.01.01-29(К), ИНиГ им.М.С.Гуцериева, УдГУ, nurlygayanov@npu1.belkam.com

Зайнуллин Евгений Рафинадович, ведущий инженер-технолог, Управление подземного и капитального ремонта скважин, ПАО «Белкамнефть», zainullin@npu1.belkam.com

Натаров Андрей Леонидович, начальник отдела гидродинамического моделирования, ПАО «Белкамнефть», natarov@belkam.com

D. D. Nurlygayanov, master student, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University

A. L. Natarov, Head of Hydrodynamic Simulation department of JSC “Belkamneft”

E. R. Zainullin, leading technologist of the Work over department, JSC “Belkamneft”

СИЛЫ СОПРОТИВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЮ КОЛОНН ТРУБ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Чучкалов М.Ю., Галикеев И.А.

Институт нефти и газа им. М.С. Гутериева

В процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин возникают проблемы с доведением нагрузки до долота, сложности спуска обсадных колонн из-за больших сил сопротивления по стволу скважины. Вследствие этого снижается механическая скорость бурения, увеличиваются затраты на строительство скважины и повышается вероятность возникновения осложнений и аварий. Этой теме посвящена данная статья.

На сегодняшний день для нефтегазовой промышленности, а в частности, для бурения нефтяных и газовых скважин это актуальная тема, т.к. вводятся в разработку все больше месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, залегающими близко к земной поверхности. В работе рассматривается возможность применения наклонных станков для бурения горизонтально-направленных скважин и методы снижения сил сопротивления. Так же в статье приводятся формулы для расчета потерь нагрузки при бурении скважин, на основании которых производится анализ факторов, влияющих на увеличение сил сопротивления по стволу скважины.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, бурение, силы сопротивления, изгиб труб, сопротивление движению, распределение нагрузки.

PIPE STRING MOTION RESISTANCE FORCES IN HORIZONTAL WELLS

Chuchkalov M.U., Galikeev I.A.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

When drilling directional and horizontal wells, the following problems occur such as adjusting WOB, casing running complexity due to large resistance forces in the hole. This reduces ROP, increases well drilling cost and probability of complications and accidents. This is the subject of this article.

These days the subject is rather topical for the oil and gas industry and, in particular, for drilling oil and gas wells, because they bring into development more and more fields with HTR reserves lying close to the earth's surface. This research considers possibility of using angular machines for drilling horizontal and directional wells and methods to reduce resistance forces. Also, the article provides formulas used to calculate load losses while drilling and analyze factors influencing the increase of resistance forces in the hole.

Keywords: horizontal well drilling, resistance force drill pipe bending, the resistance to movement, load distribution.

Бурение горизонтальных и горизонтально-направленных скважин

В последнее время все больше нефтяных компаний занимаются разработкой месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Месторождения находятся в труднодоступных местах, на шельфах, в заболоченных местах, под крупными реками и т.д. Бурение вертикальных скважин для этих целей не представляется возможным. Проектируются горизонтальные и наклонно-горизонтальные скважины, которые имеют значительное преимущество перед вертикальными. Но существуют и определенные сложности при проводке подобных скважин: это увеличение сопротивлений по стволу скважины, что осложняет подбор компоновок низа бурильных колонн, требует оптимизации траектории из-за высокой интенсивности набора параметров и осложненных геологических условий, связанных с неглубоким залеганием пластов, появляются проблемы с доведением необходимой нагрузки до долота из-за изгиба колонн бурильных труб, а так же сложностями при спуске обсадных колонн и эксплуатации скважины. Все эти факторы негативно сказываются на продолжительности строительства скважины и аварийность буровых работ.

В последнее время начало развивается очень стремительно ГНБ в разных регионах России и зарубежья. Это районы республики Татарстан – Ашальчинское месторождение, где разрабатываются высоковязкие нефти, Республика Коми – Ярегское месторождение, Сахалин – месторождения Катангли и Уиглекуты, также промыслы Ульяновской и Самарской областей.

Рассмотрим основные условия, при которых происходит бурение типичной горизонтальной скважины для анализа факторов, влияющих на качественную и быструю проводку ствола скважины. В верхних слоях земной коры пластовое и горное давление имеют небольшие значения. При проводке скважины в таких условиях наиболее вероятные осложнения, это размыв устья, грифообразование, осыпи и обвалы стенок скважины, сужение ствола, а так же поглощение бурового раствора.

Профиль скважины

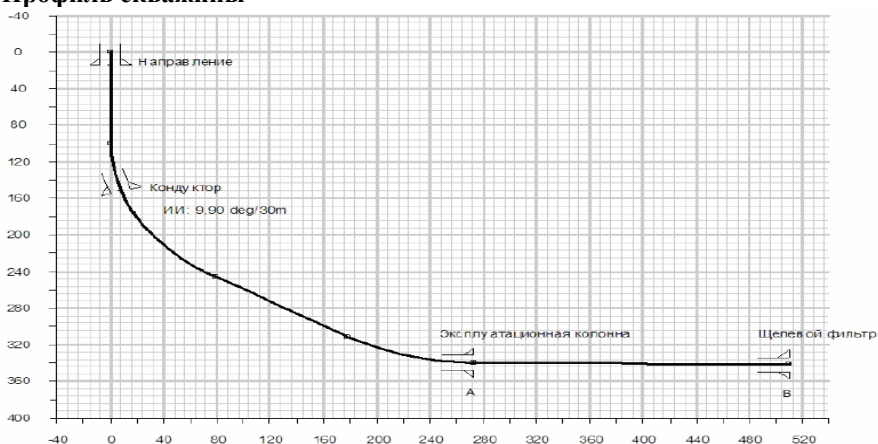


Рис. 1. Профиль горизонтальной скважины

Профиль рассматриваемой скважины приведен на рисунке 1. Бурение рассматриваемой скважины осложнено тем, что интенсивный набор параметров происходит в интервале неустойчивых и рыхлых горных пород. Следствием этого могут быть сложности в наборе технологических параметров бурения, вероятность прихвата бурильной колонны и сложности в спуске обсадных колонн, насосно-компрессорного оборудования и в целом эксплуатации скважины. Заданная интенсивность набора зенитного угла представленной скважины составляет 3,3 гр. на 10 м. Глубина установки башмака обсадной колонны диаметром 245 мм в рассматриваемой скважине расположена в искривленном участке на глубине 166,62 м. При разбуривании оснастки обсадной колонны и последующем углублении скважины возможно смещение текучих, рыхлых и неустойчивых горных пород ниже башмака, что может повлечь потерю ствола скважины при СПО, затяжки и посадки инструмента. Помимо этого при интенсивности искривления скважины 3,3 гр./10 м появляется сложности в качественной проводке ствола скважины, т.к. снижается управляемость бурения. В данных условиях практически все время в интервале набора параметров необходимо бурить в режиме слайдирования, что непосредственно повлияет на вероятность возникновения осложнений и увеличит время бурения скважины. Компоновку низа бурильной колонны при заданной интенсивности вращать запрещено, что неблагоприятно скажется на очистке ствола скважины и его качестве, так же появится необходимость смены компоновки низа бурильной колонны. Для снижения сил сопротивления по стволу в горизонтальных и горизонтально-направленных скважинах и устранения возможных осложнений предлагаются следующие мероприятия:

1. Спроектировать траекторию скважины.
2. Рассмотреть возможность применения наклонных станков для снижения интенсивности набора технологических параметров бурения.
3. Привести формулу потерь нагрузки по стволу скважины для анализа факторов, влияющих на увеличение сил сопротивления.

Проектирование траектории скважины

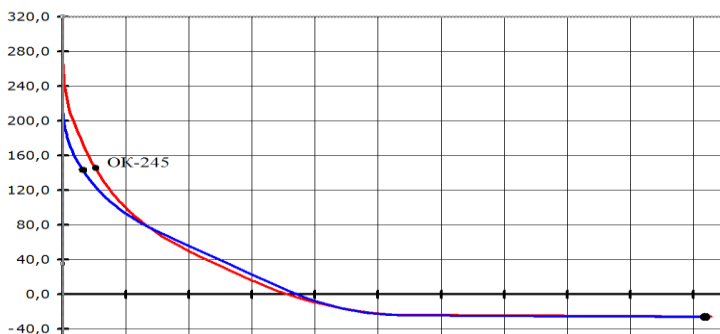


Рис. 2. Профиль спроектированной скважины

Максимальная интенсивность набора параметров не должна быть высокой, что позволит снизить силы сопротивления по стволу скважины, уменьшить вероятность осложнений и бурить весь интервал без подъемов бурильного инструмента для смены компоновки низа бурильной колонны. Возможный вариант проектирования траектории рассматриваемой скважины приведен на рисунке 2. Синим цветом обозначена проектная траектория, красным цветом обозначен возможный вариант изменения траектории.

После изменения траектории максимальная интенсивность набора технологических параметров составила 2,6 гр./10м. Скважина имеет большой радиус кривизны, при котором возможно вращение КНБК. В интервале установки башмака кондуктора предусмотрена стабилизация траектории. Данные мероприятия позволяют снизить вероятность осложнений и аварий в процессе бурения.

Силы сопротивления движению колонн труб

Известно, что на искривленном участке для невесомой колонны нагрузка передается по закону:

$$P_k = P_n \cdot e^{-\mu\varphi},$$

где P_k - конечная нагрузка, P_n - начальная нагрузка, μ - коэффициент сопротивления, φ - угол охвата искривленного участка.

$$EIy'' = -Py.$$

В работах, посвященных проблемам устойчивости колонн труб в скважинах, рассматривали решение только для прямолинейных и мало искривленных стволов, где справедливо уравнение Эйлера и решение задачи сводится к определению коэффициентов интегрирования в зависимости от принятия способа заделки концов рассматриваемого участка. Однако, для криволинейных участков данное уравнение упругой линии не приемлемо.

Точное уравнение упругой линии:

$$EIy'' = -Py(1 + y'^2)^{3/2}.$$

При создании следящей нагрузки на прямолинейном участке ствола образуется синусоидальная кривая колонны труб, на длине одной полуволны имеется три точки касания. Потери нагрузки при этом составят:

$$\Delta P = \mu P \sin \varphi_{cl},$$

где φ_{cl} - суммарное искривление участка колонны.

При рассмотрении работы колонны труб на прямолинейных участках исходим из того, что только часть колонны подвергается сжатию. Таким образом, верхняя часть рассматриваемой колонны подвергается сжатию только за счет собственного веса, а каждая последующая за счет собственного веса и нарастающего передающейся нагрузки от веса вышерасположенной колонны. Критическая нагрузка, при

которой колонна теряет форму устойчивости, на каждом интервале рассчитывается по разному. В случае наклонного прямолинейного участка формула преобразуется:

$$P = qL(\cos i - \mu \sin i)(\cos i - \mu \sin \varphi_e - \mu \sin \varphi_{cl})$$

Самая существенная разница в работе колонны на наклонных участках это то, что в состоянии покоя колонна на всем протяжении наклонного участка прилегает к нижней стенке. На наклонных участках суммарная нормальная составляющая от веса колонны приводит к тому, что под бурильной колонной корка проминается, а это означает, что контакт происходит не по линии, а по поверхности. В работу сил сопротивления вовлекаются межмолекулярные силы, которых не было при нулевой площади контакта, а также силы прижатия за счет несбалансированности давления. Чем больше толщина корки, тем больше поверхность контакта, следовательно, больше силы сопротивления. Кроме того, при зенитных углах свыше 40 градусов образуются шламовые пробки. В таком случае даже в обсаженных стволах контакт происходит не по линии, а, следовательно, происходит увеличение сил сопротивления.

В начальный момент создания нагрузки, при образовании синусоидальной линии колонны труб происходит разрыв связей между трубами и стенкой скважины, поверхность контакта резко сокращается, соответственно сокращаются силы сопротивления, связанные с площадью контакта. При создании нагрузки в случае применения замковых труб, по существу контакт между колонной труб и стенками скважины происходит по замковым соединениям. Дальнейшее увеличение осевых нагрузок приводит к увеличению нормальных составляющих нагрузки. Это увеличение происходит не пропорционально, так как одновременно увеличивается искривление колонны труб. Дальнейшее увеличение нагрузки приводит к тому, что контакты между колонной труб и стенками скважины происходят по кромкам соединений, и удельные нагрузки на контактах могут превысить критическую нагрузку разрушения стенок скважины. Образовавшийся уступ будет прогрессировать, так как приводит к увеличению зазора между колонной труб и стенками скважины, т.е. увеличивается нормальная составляющая нагрузки. Внедрение замка в стенки скважины может происходить до момента касания стенок скважины телом трубы. При продольном перемещении колонны труб на длину, не превышающую расстояние между замками, в стволе образуется желоб глубиной, не превышающей разницы радиусов труб и замков. Повторное прохождение интервала приводит к углублению образовавшегося желоба, и, следовательно, к прогрессирующему росту сил сопротивления.

В вертикальном стволе нормальные нагрузки отсутствуют, отсутствуют потери нагрузки. На наклонном участке растягивающая следящая нагрузка направлена вдоль оси скважины и труб, т.е. также не приводит к образованию сил сопротивления. Силы сопротивления могут быть образованы только от распределенной на длине рассматриваемого участка нормальной составляющей веса колонны. На криволинейном участке действуют нормальные нагрузки от прижатия при передаче

растягивающего усилия и от прижатия за счет собственного веса, но их направления противоположны. Таким образом, потери будут от модуля разности этих усилий. В целом для растянутого участка уравнение потерь нагрузок можно составить в виде:

$$P_p = qL_p \cos a_p - \left[\mu qL_n \sin a_{cp} - \left(P_n + \frac{qL_n}{2} \right) (1 - \mu^{-\mu \varphi_n}) - \mu qL_n \cdot \sin a_n \right],$$

где $L_p \cos a_p$ - общая длина по вертикали растянутого участка; L_n - длина криволинейного участка; P_n - натяжение колонны в конце искривленного участка; φ_n - угол охвата криволинейного участка; a_n - угол наклона прямолинейного участка.

Угол охвата колонны труб на растянутом участке окажется несколько ниже, чем угол охвата оси ствола скважины за счет спрямления.

Уравнение для сжатой части колонны можно записать в виде:

$$P_c = qL_c \cos a_{cp} - \mu qL_n \sin a_{cp} - \left(P_n + \frac{qL_n}{2} \right) (1 - \mu^{-\mu(\varphi_n + \delta)}) - \mu qL_n \cdot \sin a_n.$$

При анализе формул потерь нагрузок на криволинейных и прямолинейных участках, можно сделать выводы:

1. Увеличение зазора между колонной труб и стенками скважины приводит к росту искривления колонны, следовательно, к увеличению сил сопротивления и удлинению интервала создания нагрузки.

2. Увеличение веса погонного метра колонны труб в интервале набора угла позволяет сократить длину сжатой части колонны, но искривление колонны на участке набора угла растет быстрее.

3. Увеличение жесткости колонны приводит к сокращению искривления.

4. Большое значение на потери нагрузки оказывает коэффициент сопротивления. Чем больше его значение, тем выше потери в процессе проводки ствола скважины. Одна из важнейших задач в этом направлении снизить силы сопротивления.

5. Так же значительно влияет на потери нагрузки и коэффициент охвата.

Чем больше участков набора технологических параметров, тем выше коэффициент охвата. Следовательно, на этих участках появляются максимальные силы сопротивления движению колонны труб. Это может привести к изгибу бурильной колонны при создании нагрузки, что неблагоприятно скажется на качестве ствола скважины из-за образования желобов, снизятся механическая скорость бурения и повысится вероятность осложнений на этих участках. Продемонстрируем на рисунке 3 распределение нагрузки по стволу скважины.

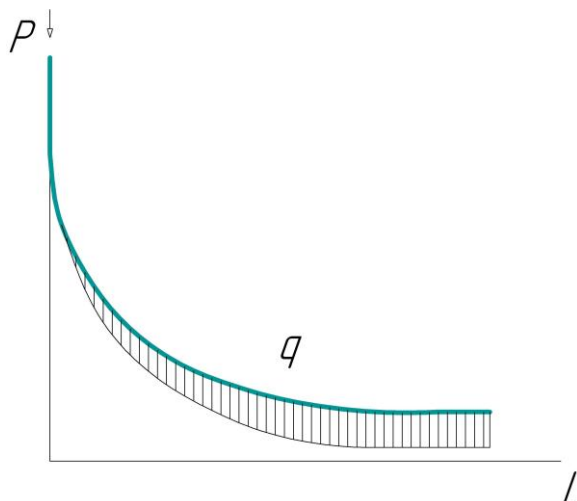


Рис. 3. Распределение нагрузки по стволу скважины

Распределенная нагрузка увеличивается с увеличением зенитного угла скважины. Бурильная колонна лежит на стенке скважины, оказывая большее давление при создании нагрузки на долото. При создании критической нагрузки на долото, бурильная колонна теряет форму устойчивости и ось инструмента изгибается. В этом случае распределенная нагрузка снижается и переходит в сосредоточенную. На рисунке 4 показан изгиб колонны при создании нагрузки, превышающей критическую. В показанных точках сосредоточенная нагрузка имеет максимальное значение. В этих местах будет происходить наработка желобов. Этот фактор значительно увеличивает силы сопротивления по стволу скважины, происходит резкий скачек потерь нагрузки.

Применение наклонных станков для бурения горизонтально-направленных скважин

В целях снижения интенсивности набора технологических параметров в процессе бурения возможно применение наклонных станков. Зарезка скважины происходит под определенным углом к вертикали, что значительно упрощает траекторию скважины. Траектории рассматриваемой скважины и горизонтально-направленной скважины показаны на рисунке 5.

Синим цветом обозначена рассматриваемая траектория, красным цветом обозначен возможный вариант изменения траектории.

При проектировании горизонтально-направленной скважины произошло удлинение ствола скважины. Этот фактор компенсируется снижением времени направленного бурения скважины, т.к. снижается интенсивность набора

технологических параметров. Так же снижается вероятность обвалообразования и желобообразования благодаря изменению траектории.

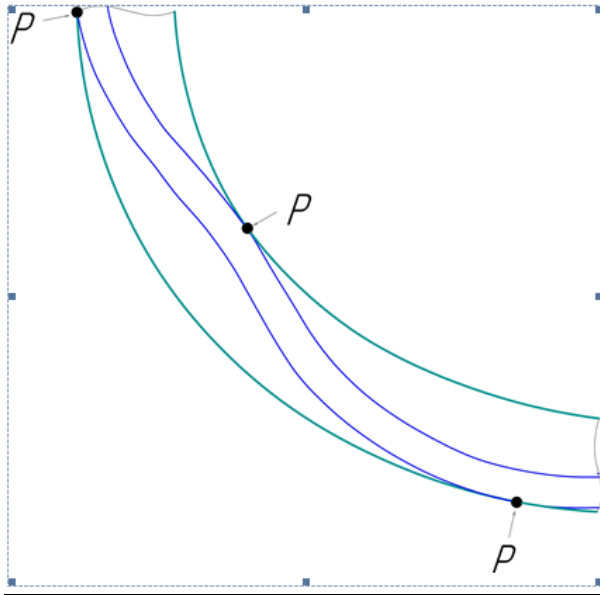


Рис. 4. Изгиб колонны бурильных труб в скважине

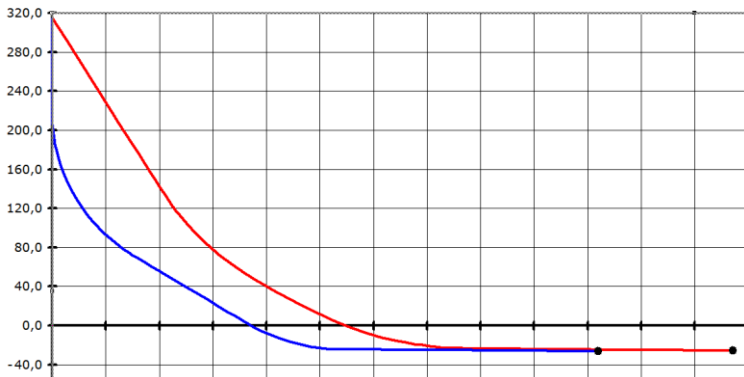


Рис. 5. Профиль горизонтально-направленной скважины

Сравнительный анализ расчетов

Анализ вариантов решения задачи приведен в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительный анализ расчетов

Скважина	<i>R_{кр}</i>	<i>I</i> , гр./10 м	Участок установки башмака (гл.,м)	Зен. угол уст. баш- мака	Вра- щение КНБК
ГС	173,6	3,3	Криволиней- ный (166,63)	21,99	Нет
ГС (про- ект)	220,38	2,6	Стабилиза- ция (166,63)	20	Есть
ГНС	286,5	2	Стабилиза- ция (190,5)	30	Есть

Пути решения проблемы снижения сил сопротивления

Для снижения сил сопротивления в процессе строительства скважины возможны следующие пути решения этой проблемы:

1. Установка центрирующих устройств в бурильную колонну.
2. Уменьшение затрубного пространства между бурильной колонной и стенкой скважины путем применения бурильных труб увеличенного диаметра.
3. Применение ТБТ на участках большой протяженности.
4. Применение бурильного инструмента с 18 градусными заплечиками.
5. Применение промывочных жидкостей, которые предупреждают образование корки и имеют, как правило, лучшие по сравнению с глинистыми растворами смазывающие свойства.
6. Использование труб различных геометрических характеристик, что позволяет уменьшить величину сжатой части за счет использования тяжелой бурильной колонны на участке создания осевого усилия и легкой полноразмерной трубы на горизонтальном участке.
7. Ввод в буровой раствор смазывающих добавок.
8. Проектирование траектории скважины со снижением интенсивности технологических параметров бурения для возможности проводки участка скважины под секцию обсадной колонны за одно долбление без изменения КНБК.

Список литературы

1. Тимошенко С.П. Устойчивость стержней, пластин и оболочек - М.: Наука, 1971. – 808с.
2. Александров М.М. Взаимодействие колонн труб со стенками скважины. М.: Недра, 1982. -144с.

3. Александров М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине. М.: Недра, 1978. -208с.

Чучкалов Максим Юрьевич, аспирант Института нефти и газа им. М.С. Гучериева, Удмуртский Государственный Университет, ул. Университетская 1, 426034, Chuchkalovmax@mail.ru

Галикеев Ильгизар Абузарович, доцент кафедры БНГС, Gilgizar@gmail.ru
Chuchkalov Maxim Urevich, graduate student of institute of oil and gas of a name M.S. Gucerieva, Udmurt State University, 1 Universitetskaya st., 426034, Chuchkalovmax@mail.ru

Galikeev Ilgizar Abuzarovich, associate professor of BNGS department, Gilgizar@gmail.ru

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ В КОЛЛЕКТОРАХ НЕБОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Шумихин А.А., Суханов А.Е.

ООО «Везерфорд»

В данном докладе обозначены ключевые проблемы при проводке скважин в коллекторах небольшой мощности (до 2.0 метров). В качестве решения рассмотрено применение геонавигации при проводке данных скважин. Рассмотрены ключевые методы геонавигации, которые применяются при бурении горизонтальных скважин. Представлены результаты работ с применением геонавигации при бурении в терригенных коллекторах невысокой мощности на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Пермский край).

Ключевые слова: бурение, геонавигация, картограф границ, трудноизвлекаемые запасы, терригенный коллектор, коллектора малой мощности

GEOSTEERING IN LOW CAPACITY RESERVOIRS

Shumikhin A.A., Sukhanov A.E.

LLC “Weatherford”

The paper presents key issues related to drilling wells in low capacity reservoirs (up to 2.0 m). Geosteering is offered as a solution for drilling such wells. Key methods of geosteering used in drilling horizontal wells are reviewed. The results of geosteering while drilling in low capacity terrigenous reservoirs at the fields of the Volga-Urals petroleum province (Perm region) are described in the paper.

Keywords: drilling, geosteering, azimuthal resistivity tool, hard-to-recover reserves grows, terrigenous reservoir, low capacity reservoirs.

Актуальность вопроса

В настоящее время, ввиду истощения многих крупных месторождений (или переходом их на позднюю стадию разработки) идет увеличение доли освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Данные месторождения характеризуются сложным геологическим строением, и в первую очередь небольшой мощностью продуктивных коллекторов. В связи с этим довольно остро стоит вопрос о повышении эффективности бурения скважин на таких месторождениях. Особый интерес вызывает проводка горизонтальных скважин в маломощных продуктивных пластах. Бурение таких скважин значительно увеличивает дебит и коэффициент нефте- и газоотдачи пласта,

однако сопряженно с целым рядом геологических трудностей. Приведем основные из них.

- Неопределенность характера поведения геологической структуры в азимуте бурения скважины.
- Неопределенность стратиграфического положение ствола скважины.
- Бурение без пилотного ствола или слабая изученность района бурения.
- Осложнения, сопровождающие длительное бурение в заглинизированной части целевого пласта (обвалы, прихваты инструмента, сужение ствола скважины и прочее), в том числе при спуске хвостовика.

Ограниченность в применении классических методов каротажа (ГК, ННК-т, ГКК-п, УЭС) в процессе бурения. А так же ввиду расстояния от долота до точек замера каротажных датчиков (до 30м) и учитывая обычную практику бурения относительно коротких горизонтальных секций (до 300м) на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, любой, даже не продолжительный, выход ствола скважины из продуктивного пласта существенно снижает показатель вскрытия коллектор/не коллектор.

В данном докладе рассмотрено применение геонавигации и комплекса каротажа во время бурения Triple Combo™ с добавлением картографа границ Guide Wave™ для оптимальной проводки горизонтальных скважин в терригенных маломощных коллекторах (до 2.0 м). В качестве примера будут приведены скважины, пробуренные на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной области (Пермский край).

Применение геонавигации

Геонавигация изучает методы управления положением компоновки низа бурильной колонны (КНБК) относительно исследуемых пластов, основываясь на технологической и геофизической информации, получаемой в процессе бурения скважины. Главной задачей геонавигации является проводка ствола скважины в максимальном соответствии с целями, поставленными Заказчиком.

Процесс работы геонавигации в компании «Везерфорд» можно разделить на три основных этапа.

Первый этап – это предварительное моделирование. На основе тщательного анализа данных полученных от Заказчика о скважине и месторождении строится предварительная геологическая модель. Производится оценка рисков, предлагаются рекомендации по их снижению. Разрабатывается стратегия бурения в соответствии с поставленными геологическими целями Заказчика.

Второй этап – непосредственно сопровождение в режиме реального времени. Определяется стратиграфическое положение ствола скважины в разрезе опорных скважин и поведение геологической структуры, выдаются рекомендации по корректировке траектории ствола скважины. Созданная

геологическая модель уточняется данными в процессе бурения. При этом экран геонавигации с текущей настройкой геологической модели непрерывно транслируется представителям Заказчика в режиме телеконференции через сервер «Везерфорд» Webex. Кроме того, предоставляется доступ к серверу Visean, где в реальном времени транслируются данные каротажа и технологические параметры в время бурения.

Третий этап заключается в формировании финального отчета по геонавигации и анализе выполненных работ. Анализируются данные из памяти приборов для дополнительного уточнения геологической модели. Предлагаются корректирующие мероприятия на основе проведенного анализа. Заказчику предоставляются данные из финальной 2D геологической модели для уточнения секторной 3D геологической модели. Данные предоставляются в виде файла с расстояниями от ствола скважины до поверхностей целевых пластов.

В настоящее время геонавигацию согласно применяемым геофизическим методам разделяют на реактивную и проактивную.

В основе реактивной геонавигации лежат корреляция каротажа в процессе бурения с синтетическими кривыми (смоделированные показания каротажных приборов по основным геофизическим свойствам пластов в интервале бурения, определенных при анализе соседних скважин) и интерпретация имиджа плотностного каротажа (ГГК-п), направленная на определение характера залегания геологической структуры. Реактивная геонавигация подразумевает корректировку скважины на основании геолого-геофизических свойств уже вскрытых пород, это и является ее основным отличием от проактивной геонавигации. Кроме того, необходимо учитывать невозможность применения имиджа ГГК-п для определения характера поведения структуры в литологически однородных разрезах (нет возможности выделить какие-либо границы), а так же сложность разделения структурных границ от кривой слоистости внутри пласта или границ включений (карбонатных линз и т.п.). Все это вкупе с малой глубиной этого методов накладывает определенные ограничения на применение реактивной геонавигации.

В основе проактивной геонавигации лежит определение расстояния до контрастных границ пласта глубинным, азимутальным, электромагнитным каротажом (картограф границ), который обладает относительно большим радиусом исследования. Этот метод позволяет получить информацию о приближении к какой-либо контрастной границе пластовозалеганий до ее фактического пересечения, что дает возможность своевременно скорректировать траекторию ствола скважины (Рис. 1).

Применение проактивной геонавигации в комплексе с анализом 3D-геомодели позволяет учитывать большой спектр возможных рисков при проведении горизонтальных скважин, и тем самым помогает оперативно выбрать наиболее

лее геологически обоснованный вариант проводки 2D-геомодели в процессе бурения, что позволяет снизить риск выхода из продуктивной части разреза.

Учитывая указанные выше трудности бурения в коллекторах малой мощности и ограничения, накладываемые на применение методов активной геонавигации, единственно верным решением для оптимальной проводки скважины в данных сложных, геологических условиях являются применение проактивной геонавигации в совокупности с комплексом приборов каротажа в процессе бурения, включающим себя картограф границ.



Рис.1. Сравнение применения реактивной (а) и проактивной (б) геонавигации - В основе проактивной геонавигации лежит использование геофизических методов, которые обладают относительно большим радиусом исследования и позволяют получить информацию о приближении к какой-либо контрастной границе) до ее фактического пересечения (в отличие от реактивной геонавигации), что дает возможность своевременно скорректировать траекторию ствола скважины

Комплекс Triple Combo™ с картографом границ Guide Wave™

Комплекс каротажа во время бурения Triple Combo™ с добавлением картографа границ Guide Wave™ представляет собой систему, объединяющую в себе, помимо инклинометра и классических методов каротажа, еще и азимутальный многочастотный электромагнитный каротаж. Кроме того в комплекс входят измерения технологических параметров бурения, таких как температура в стволе скважины, трубное и затрубное давление, а так же уровень и характер вибраций, воздействующих на КНБК. Все это в сочетании с гидравлическим каналом связи и высокой скоростью передачи данных (с учетом эффективных методов сжатия данных) позволяет получать необходимую информацию для результативной проводки скважины и оперативной петрофизической интерпретации.

Принцип работы картографа границ Guide Wave™ компании «Везерфорд» основан на свойствах распространения электромагнитных волн в горных породах. Сопротивление матриц горных пород, слагающих и вмещающих газонефтяные коллекторы, практически бесконечно. Проводимость горных пород определяется содержащимися в них флюидами (Рис.2).

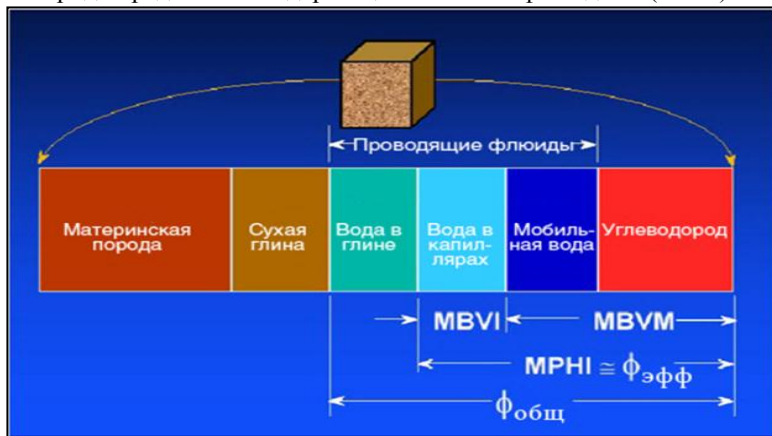


Рис.2. Удельное сопротивление пласта - Углеводороды, скелет горной породы и сухая глина являются неограниченно резистивными. Пластовая вода - единственный проводящий компонент пласта. Количество воды в пласте, ее соленость, а так же температура пласта влияют на изменение удельного сопротивления

В отличие от остальных методов каротажа во время бурения: ГК, ГКК-п и ННК-т, имеющих глубинность исследования не более 10 см, электромагнитный каротаж имеет максимальную глубинность в несколько метров, которая достигается увеличением длины зонда и снижением частоты электромагнитного излучения (трехчастотные измерения: 2МГц, 400кГц, 100кГц) (Рис.3).

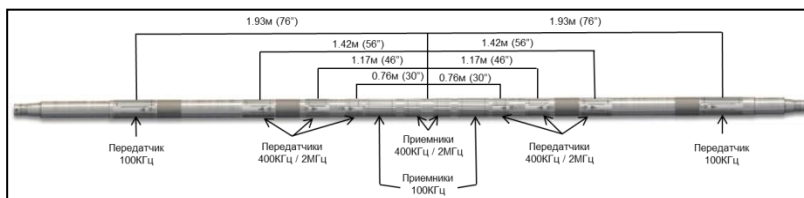
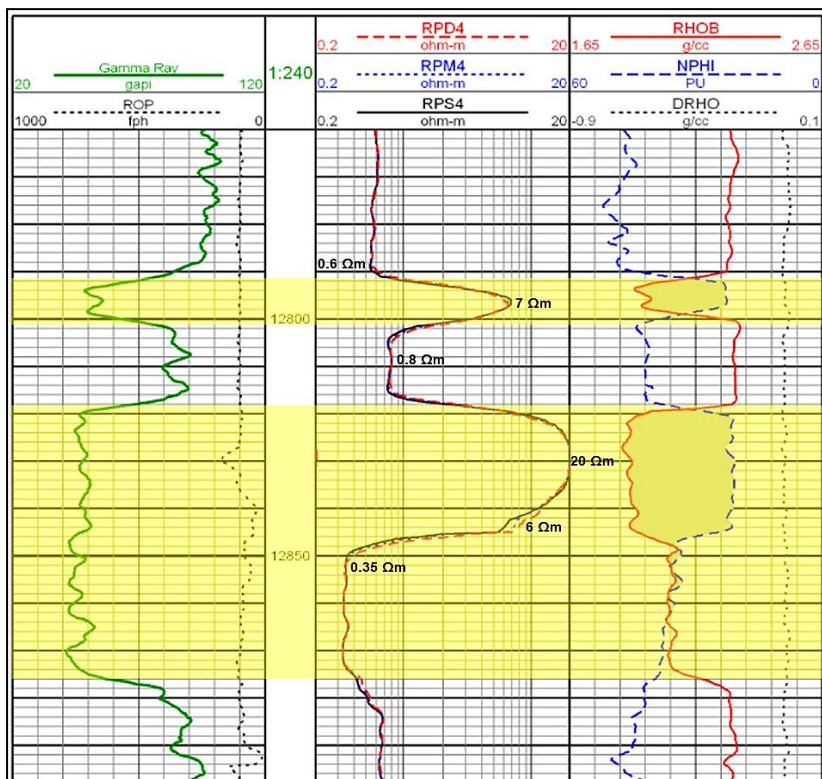


Рис.3. Картограф границ Guide Wave™ - общая схема прибора с указанием расстояний до зондов, положений приемников и передатчиков на 2МГц, 400кГц и 100кГц

В основе интерпретации данных, полученных от прибора лежит решение обратной задачи геофизики – расчет инверсии. Приборы электромагнитного каротажа оптимальны для поиска более проводимой формации из относительно менее проводимой среды, в обратных условиях они работают хуже. Решающий фактор – контраст удельных проводимостей (Рис.4).

Анализ по параметру ΔC указывает на приоритет картирования контрастной границы картографом из более высокоомной формации в менее высокоомную. Таким образом, картограф границ при нахождении в формации в 20 Ом-м будет картировать наиболее контрастную границу по ΔC – формацию с сопротивлением 0.35 Ом-м.



$$\Delta C = 1/0.6 - 1/7 = 1.5$$

$$\Delta C = 1/0.8 - 1/7 = 1.1$$

$$\Delta C = 1/0.8 - 1/20 = 1.2$$

$$\Delta C = 1/0.35 - 1/6 = 2.7$$

Рис.4. Контраст удельных проводимостей - пример анализа картографа границ по отбивке контрастной границы по параметру ΔC .

Следующим немаловажным фактором, оказывающим влияние на дальность и качество картируемых границ, является геологическая однородность в зоне исследования прибора. Принцип зондирования картографа границ очень схож со сканером, который проходит интервальное расстояние от точки А до точки Б (в зависимости от длины зонда, из которой складывается глубинность исследования). Расстояние (толща горных пород) от точки А до точки Б может быть сложена как однородным литотипом горных пород так и чередованием пропластков различной мощности с различным литотипом (различными физическими свойствами), которые будут вносить свой вклад в результат расчета инверсий. Чем выше дифференциация разреза (высокая слоистость) тем выше вклад пропластков с различными электромагнитными свойствами в расчет инверсий: границы инверсий картографа могут перескакивать с одной границы на другую, но при этом тренд выделяемых границ сохраняется (Рис.5).

Главными преимуществами указанного прибора являются: высокая дальность обнаружения контрастной границы (практические результаты - свыше 6м, теоретические данные - свыше 9м по вертикали), определение направления на более проводимую формацию, вычисление дистанций до контрастных границ, возможность настройки под текущую геологию путем выбора оптимального сочетания частот измерений. Так же прибор обладает высоким динамическим диапазоном измерений (до 4000 Ом-м по свойству сдвига фаз на частоте 2МГц), полной симметричностью зондов и высокой мощностью передатчиков.

Результаты работ

В качестве примеров рассмотрим две скважины пробуренные на разных месторождениях в Пермском крае в терригенных коллекторах (Гульский горизонт) малой мощности (2.0 – 2.5 м). Чтобы показать результаты применения проактивной геонавигации при бурении указанных скважин, в нашем анализе будет сделан акцент на сравнении первоначальной модели (представлении) Заказчика о предполагаемом характере поведения геологической структуры в азимуте бурения скважины (после проводки транспортной секции) с финальной геологической моделью, предоставленной специалистами по геонавигации компании «Везерфорд» и отображающую фактическое поведение геологической структуры.

В обоих рассматриваемых случаях основной задачей, поставленной перед командой по геонавигации компании «Везерфорд» перед началом бурения, было удержание ствола скважины в продуктивном пропластке.

В первом случае мощность целевого коллектора составляла порядка 2.0 м, сверху и снизу он был ограничен заглинизированными пропластками. На этапе планирования согласно данных, предоставленных Заказчиком, предполагалось небольшое восстание геологической структуры с углом около 0.5 – 1.0 гр.

В процессе бурения данной скважины было сделано несколько корректировок траектории ствола скважины, рассмотрим две ключевые из них (Рис.6).

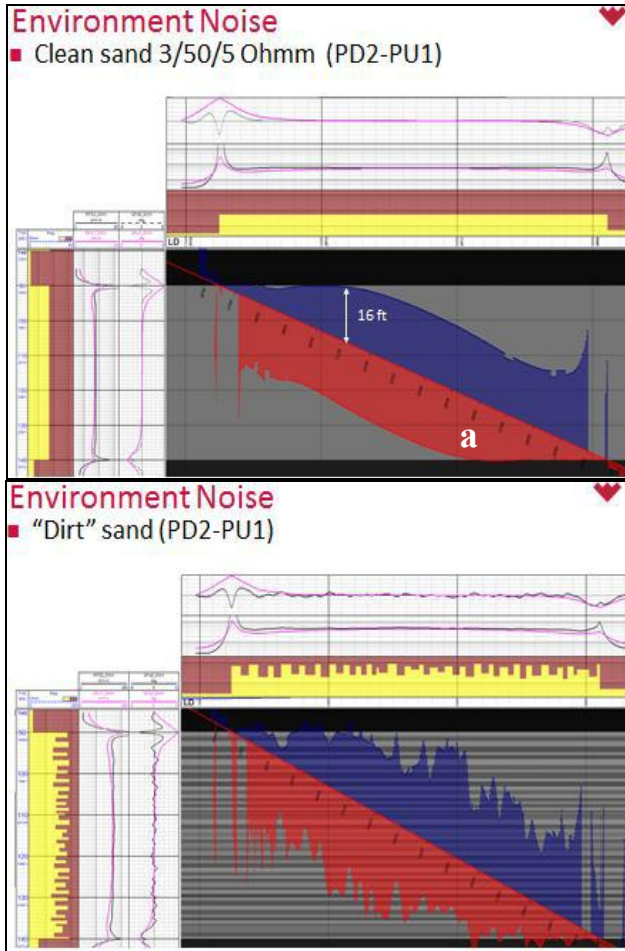


Рис.5. Картирование границ - Пример картирования контрастной границы в однородном (а) и в дифференцированном (б) пластах

Первая корректировка была дана, когда благодаря интерпретации направленных геосигналов от картографа границ и согласно увязке синтетических и фактических каротажных данных характер залегания структуры был оценен

как субгоризонтальный (Блок 1 на Рис.6). По направленным сигналам от картографа границ стало ясно о приближении более низкоомной части целевого пласта сверху. С целью недопущения пересечения кровли целевого пласта ввиду восходящего профиля и удержания ствола скважины в продуктивном коллекторе было принято решение опуститься вниз по абсолютной отметке и продолжить бурение с углом 90.0гр.

Вторая ключевая корректировка была дана после того, как поведение геологической структуры согласно интерпретации направленных геосигналов от картографа границ сменилось на восходящее (Блок 2 на Рис.5) и заключалась в том, чтобы продолжить бурение с углом 90.5гр. Затем поведение структуры было оценено как субгоризонтальное, а потом и вовсе как ниспадающее с углом около 0.5 гр., поэтому была дана корректировка на сброс зенитного угла до 90 гр., однако серьезного влияния она уже не оказала, так как бурение было остановлено ввиду достижения проектного забоя.

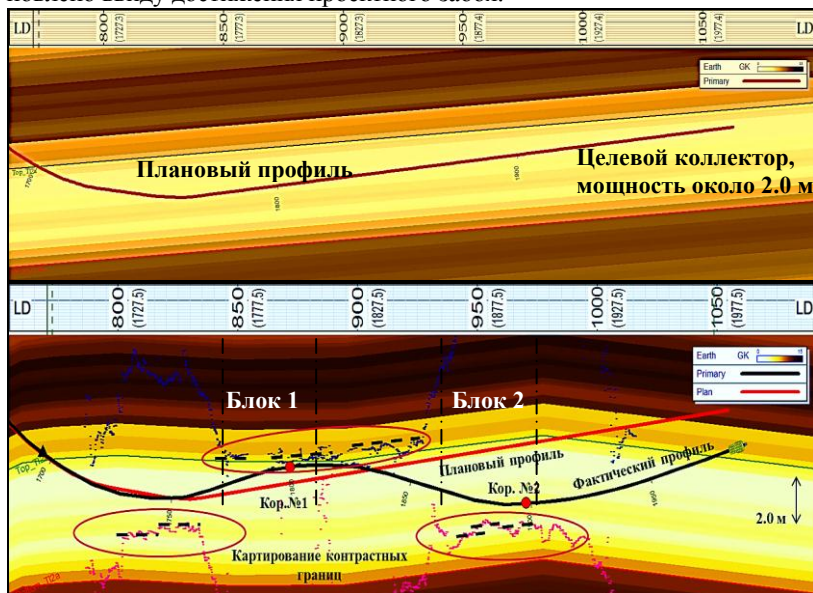


Рис.6. Предполагаемое поведение геологической структуры на этапе моделирования (а) и фактическое поведение геологической структуры (б) - На этапе планирования согласно данным Заказчика предполагалось небольшое восстание геологической структуры с углом около 0.5 – 1.0 гр. Фактически же поведение структуры вдоль ствола скважины поначалу носило субгоризонтальный характер, затем сменилось на восстание, а после и вовсе определялось как ниспадающее (заливка геологической модели на рисунках выполнена по свойству ГК)

Вскрытие коллектора на данной скважине составило порядка 76.6% в интервале петрофизической интерпретации. В качестве итога стоит отметить значительную разницу между изначально планируемыми Заказчиком и фактическим характером поведения геологической структуры, представленным специалистами по геонавигации в финальной геомодели. На этапе планирования Заказчиком предполагалось только небольшое восстание геологической структуры в азимуте бурения скважины с углом около 0.5 – 1.0 гр. Фактическое же поведение структуры поначалу носило субгоризонтальный характер, затем сменилось на восстание, а после и вовсе было определено как ниспадающее. Анализ финальной геологической модели показывает, что при бурении по плановому профилю вскрытие не коллектора составило бы более 40%.

Мощность продуктивного коллектора во втором примере так же составляла около 2.0 м. Кровля и подошва целевого пласта была представлена заглинированными участками. При бурении данной скважины было сделано несколько корректировок, однако мы рассмотрим только одну из них, ключевую (Рис.7).

На момент выдачи корректировки согласно анализу направленных геосигналов от картографа границ и увязке синтетических и фактических картатжных данных характер залегания структуры был оценен как субгоризонтальный (Блок 1 на Рис.7).

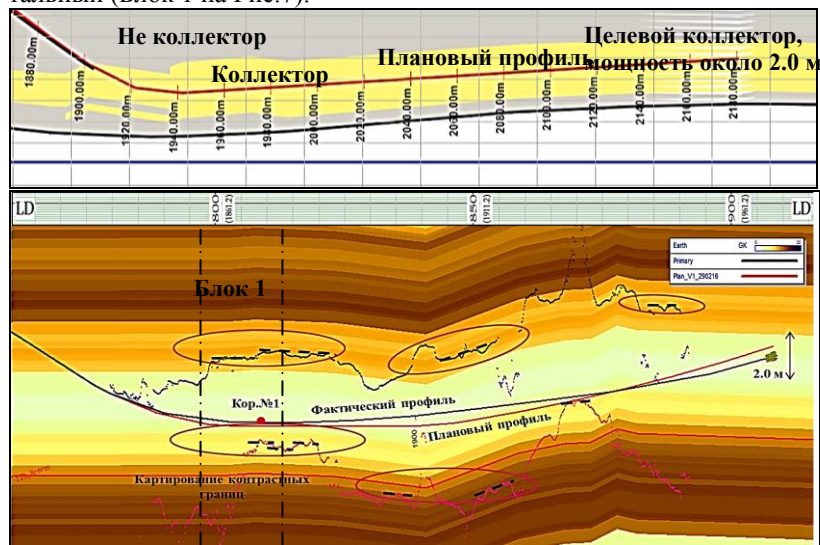


Рис.7. Предполагаемое поведение геологической структуры на этапе моделирования (а) и фактическое поведение геологической структуры (б) – Перед началом бурения горизонтальной секции геологической службой Заказчика предполагалось небольшое восстание структуры с углом около 0.5 – 0.7 гр. Фактически же поведение структуры вдоль ствола скважины поначалу носило субгоризонтальный характер, затем сменилось на падение и только потом определялось как восстающее (заливка геологической модели на рисунках выполнена по свойству ГК)

Цель корректировки заключалась в необходимости отойти от подошвы целевого пласта, так как в дальнейшем прогнозировался интенсивный рост геологической структуры. Именно определение момента смены характера поведения геологической структуры на рост было на тот момент ключевой задачей. Изменение характера залегания геологической структуры было спрогнозировано с помощью данных картографа границ (изменение в откликах геосигналов по проводимости и изменение соотношений верхнего/нижнего сопротивлений). Было предложено продолжить бурение с углом 91.5 гр. На тот момент, когда подтвердился интенсивный рост геологической структуры, ствол скважины уже находился на безопасном удалении от подошвы целевого коллектора, таким образом данная корректировка позволила избежать бурение в приподошвенной, заглинизированной части пласта и позволила существенно снизить величину вскрытия продуктивной части коллектора.

В итоге вскрытие коллектора на данной скважине составило порядка 97.2% в интервале петрофизической интерпретации. Как и в первом примере необходимо отметить разницу между предполагаемым и фактическим характером поведения геологической структуры. Вместо планируемого просто небольшого восстания структуры в азимуте бурения скважины с углом 0.5 – 0.7 гр. сначала наблюдалось субгоризонтальное залегание, сменившееся затем падением, и только потом начался рост структуры, причем гораздо более интенсивный, чем изначально предполагалось. В рассмотренном примере в случае бурения по плановому профилю вскрытие не коллектора составило бы более 20%.

Выводы

В свете сделанного обзора о результатах применения проактивной геонавигации при бурении горизонтальных скважин в коллекторах невысокой мощности можно смело утверждать, что данный метод показал себя, как довольно успешное решение трудностей, сопровождающих проводку данных скважин. Применение картографа границ за счет большого радиуса исследования и возможности определения контрастной границы проводимости пластов позволяет осуществлять успешное бурение таких горизонтальных скважин, существенно снизив процент вскрытия не коллектора при их проводке.

Список литературы

1 Башкатов, А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. [Текст]: учебник / А.Д.

- 2 Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин [Текст]: учеб. пособие для техникумов / Ю.В. Вадецкий – М.: Издательский центр «Академия», 2006. 347 с.
- 3 Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела [Текст]: учебник / В.И. Кудинов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. – 720 с.
- 5 Попов, А.Н. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учебник / А.Н. Попов, М., Недра, 2003.
- 6 Рязанов, В.И. Направленное бурение глубоких скважин [Текст]: практическое пособие/ В.И. Рязанов. – Томск: Изд. ТПУ, 1999.-84 с.
- 7 Каталог оборудования для наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин // «А Weatherford Company». Москва, 2009. – 70с.

Шумихин Андрей Александрович, специалист по геонавигации, ООО «Везерфорд», Email: Andrey.Shumikhin@eu.weatherford.com

Суханов Александр Евгениевич, специалист по геонавигации, ООО «Везерфорд», Email: Aleksandr.Sukhanov@eu.weatherford.com

426039, Россия, город Ижевск, улица Новосмирновская, дом 37, филиал ООО «Везерфорд» в Ижевске. Телефон: +7.3412.48.34.40

Email: reception.izhevsk@eu.weatherford.com

125047, Россия, Москва, 4-й Лесной переулок, 4, штаб-квартира ООО «Везерфорд» в России. Телефон: +7.495.775.47.12.

Email: reception.moscow@eu.weatherford.com

Web: weatherford.ru | weatherford.com

Shumikhin Andrey Aleksandrovich, Geosteering Specialist, Weatherford LLC, Email: Andrey.Shumikhin@eu.weatherford.com

Sukhanov Aleksandr Evgenievich, Geosteering Specialist, Weatherford LLC, Email: Aleksandr.Sukhanov@eu.weatherford.com

The branch office in Izhevsk: 37, Novosmirnovskaya Str., Izhevsk, 426039, Russia, Cell +7 3412 48 34 40, Email: reception.izhevsk@eu.weatherford.com

The main branch in Russia 4, 4th Lesnoy Pereulok, 12-14th floors, Moscow, 125047, Russia, Cell: +7495.775.47.12, Email: reception.moscow@eu.weatherford.com

Web site: weatherford.ru | weatherford.com

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОИЗВОДСТВЕ ДЕТАЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Дементьев В.Б., Зайцев И.Н.

Институт механики УрО РАН

Колесова С.Б.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

Рассматриваются новые технологии производства деталей для оборудования добычи нефти и газа. Отмечается, что в новых условиях выдвигаются требования к уникальности свойств этих деталей. Необходимы повышенная прочность, долговечность. Экономический эффект от применения упоминаемых технологий достигается сокращением поломок и простаивания оборудования во время ремонта. Подчеркивается важность объединения усилий академической и вузовской науки.

Ключевые слова: Нефтегазодобывающая промышленность, оборудование, технологии, научно-исследовательские работы, конкурентоспособность, прочность, долговечность.

APPLICATION OF NEW TECHNOLOGIES IN PRODUCTION OF DETAILS OF THE OIL AND GAS EQUIPMENT PARTS

Dementyev V. B., Zaytsev I.N.

Institute of Mechanics, Ural Branch RAS

Kolesova S. B.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

Discusses the new parts production technology equipment for oil and gas production. It is noted that in the new conditions put forward demands to the unique properties of these parts. The need to improve the strength and durability. The economic effect of the mentioned technologies is achieved by reduction of breakdowns and equipment downtime during repairs. Importance of association of efforts of the academic and high school science is emphasized.

Keywords: Oil and gas industry, equipment, technology, research and development, competitiveness, strength, durability.

Топливо-энергетический комплекс, в том числе, нефтегазодобывающая промышленность, является одной из наиболее значимых отраслей Российской экономики.

Основная цель энергетической политики России – получить долговременные социально-экономических и экономико-технологических преиму-

ществ за счет обладания крупнейшими топливно-энергетическими ресурсами, в частности, наращивания ресурсно-технологического потенциала, развития национальной экономики при гарантированно достаточном уровне энергетической обеспеченности, надежности, безопасности и эффективности ТЭК, в том числе нефтегазодобывающей отрасли.

В соответствии с утвержденной Приказом Министерства энергетики РФ от 6 июня 2011 г. N212 «Генеральной схемой развития нефтяной отрасли на период до 2020 года», одной из важнейших задач государственной энергетической политики, стоящих перед нефтедобывающей отраслью РФ, является обеспечение добычи нефти на уровне 500-510 млн. тонн в год.

Значительная часть нефтегазодобывающего оборудования эксплуатируется в суровых климатических условиях и агрессивных средах, что предъявляет повышенные требования как к конструкционной прочности, так и антикоррозионной стойкости, эксплуатационной надежности и долговечности оборудования.

Возросли требования к уровню качества погружного оборудования в нефтегазовом секторе, в том числе и труб НКТ, штанг, в связи с изменениями условий добычи. Освоение новых технологий извлечения запасов нефти и газа влечет за собой увеличение глубин и усложнение профилей скважин, ужесточение условий эксплуатации оборудования. С учетом этих жизненных реалий операторы рынка – крупнейшие нефтяные и газовые компании – требуют от производителей не просто надежной продукции, а уникальной, специфичной, с конкретным набором свойств. Кроме того, актуальной становится задача создания отечественного нефтегазодобывающего оборудования для проектов нефтегазодобычи на шельфе.

В такой ситуации необходима разработка новых технологий и средств производства, позволяющих обеспечить прецизионный характер изделий и их улучшенные эксплуатационные свойства.

В буквальном смысле для каждой отдельной скважины приходится подчас осваивать эксклюзивный продукт. Чтобы сохранить свои преимущества и место на рынке, производителям нужно уметь быстро разрабатывать и запускать в производство новые виды продукции, обладать ноу-хау в области технологии, логистики, организовывать эффективные продажи и сервис. В условиях жесткого конкурентного противостояния удержать свои позиции сможет тот производитель, который предложит продукцию высочайшего уровня качества, по наиболее привлекательной цене и в оптимальные сроки.

Описанными условиями и определяются основные преимущества использования именно высокопрочных прецизионных труб и прутков для изготовления комплектующих деталей и узлов, а также крепежных изделий при производстве современного нефтедобывающего оборудования. Высокая точность заготовки, чистота поверхностей, повышают эффективность производ-

ства, снижая потребность в трудоемких операциях механической обработки. Стабильно высокий уровень эксплуатационных свойств материалов обеспечивает долговечность изготавливаемых деталей и узлов в агрессивных средах, увеличенные показатели жесткости и прочности изделий при растяжении и сжатии, высокую нагрузочную способность [1].

Разработка и применение ресурсоэффективных технологий создания новых материалов с повышенными эксплуатационными свойствами и, прежде всего, функционально-градиентных покрытий, композиционных материалов, наноматериалов, сегодня являются приоритетными во всех передовых странах мира и соответствуют Приоритетным направлениям развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и Перечню критических технологий, утвержденных Указом Президента РФ от 7 июля 2011 г. N 899.

Кроме того, направление научных, конструкторских, технологических работ, соответствуют целям и задачам сформулированных в РФ технологических платформ, перечень которых утвержден решениями Правительственной комиссии РФ по высоким технологиям и инновациям от 01.04.2011, Протокол № 2, от 05.07.2011, Протокол № 3 и решением Президиума Правительственной комиссии РФ по высоким технологиям и инновациям от 21.02.2012, Протокол № 2: ТП № 23 - «Технологии добычи и использования углеводородов», а также, исходя из самой сущности разрабатываемого процесса РЛД – ТП № 21 - «Материалы и технологии металлургии».

В связи с вышеизложенным, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева совместно с Институтом механики УрО РАН в рамках соглашения о совместной деятельности выполняют научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы с целью разработки проектов по созданию современного, высокотехнологичного, экономически эффективного производства высокопрочных прецизионных труб, высокоресурсных насосных штанг и прецизионных прутков для изготовления комплектующих деталей и узлов, а также крепежных изделий для современного нефтедобывающего оборудования [2].

В связи с этим сформулированы

Цели проекта:

- формирование и освоение технологических компетенций на основе разработки и координации технологических процессов формообразования, термомеханической обработки и модификации поверхностей для получения прецизионных деталей на основе материалов с нанодисперсной субструктурой с повышенными на 15-40% эксплуатационными характеристиками для нефтегазовой и энергетической отраслей [3];

- создание новых видов технологического оборудования? предназначенного для реализации разрабатываемых технологических решений [4];

- организация и развитие кооперации Института нефти и газа имени М.С. Гущериева с академическим институтом ФГБУН «Институт механики» УрО РАН, с другими вузами и научными организациями в процессе совместной разработки и реализации проекта создания высокотехнологического производства;

- создание совместной интеллектуальной собственности, трансферт разработанных технологий в смежные отрасли промышленности;

- стимулирование научно-исследовательской работы коллективов ВУЗов и научных организаций-соисполнителей для создания новых наукоемких технологических и конструкторских разработок, конкурентоспособных на внешнем и внутреннем рынках.

- обеспечение конкурентоспособности промышленности региона на мировом рынке нефтегазодобывающего оборудования и прецизионной металлургической продукции.

Задачи проекта:

1) разработка комплекса технологических решений, позволяющих увеличить прочность готовых изделий на 15-40%, и повысить срок их службы не менее, чем в 1,5 раза. Разрабатываемый комплекс решений будет применен в рамках проекта в процессе выпуска высокотехнологичной продукции, в том числе:

- в производстве прецизионных труб, высокоресурсных штанг и прутков из низколегированных конструкционных сталей с нанодисперсной субструктурой с заданным комплексом повышенных эксплуатационных характеристик на основе перспективного метода ротационного локального деформирования с термофиксацией структуры (РЛД) [5];

- в производстве прецизионных труб из немагнитной высокоазотистой стали ВНС-53 [6];

- в процессе высокоточного формообразования деталей и их элементов, обеспечивающего сохранение полученной нанодисперсной субструктуры [7];

- в процессе поверхностного модифицирования для дополнительного повышения эксплуатационных характеристик изготавливаемых комплектующих деталей и узлов нефтегазобывающего оборудования;

2) проектирование и создание нового типа оборудования, совмещающего ряд технических решений, не использовавшихся ранее в едином комплексе, позволяющих производить прецизионную прокатную продукцию, геометрические параметры точности которой, соответствуют аналогичным параметрам прецизионных холоднодеформированных изделий, а механические свойства (прочность и пластичность) превосходят горячекатаную продукцию на 15-30% по сравнению с изготовленной из аналогичных марок стали;

3) проведение испытаний деталей и узлов, получаемых по разрабатываемым технологиям, обеспечение заданных параметров качества и эксплуатационных характеристик;

4) адаптация, правовая защита и промышленное внедрение результатов НИОКР.

5) формирование системы современного управления и кадрового обеспечения создаваемого высокотехнологичного производства, создание ресурсного образовательного центра.

Реализация целей и решение задач комплексного проекта опирается на научно-технический задел, имеющийся у участников проекта:

- научные достижения ведущих ученых ФГБУН «Институт механики» УрО РАН в области исследований влияния термомеханических режимов упрочняющей обработки на структуру и свойства (прочность, пластичность) сталей;

- значительный научно-технический потенциал и опыт участников проекта в области разработки и производства точных упрочненных заготовок;

- опыт разработки интегрированных технологий управления сложными машиностроительными системами в производстве.

Основой для технологического решения проблем проекта является координируемое (согласованное) использование технологий пластического формообразования, термических и финишных операций.

Улучшение потребительских свойств продукции происходит за счет создания нанодисперсных субструктур, обеспечиваемого разрабатываемым в ходе проекта уникальным прокатным оборудованием.

На основе результатов исследований влияния термомеханических режимов упрочняющей обработки на структуру и свойства стали, а также на основе разработанных технологий РЛД прокатных изделий в результате проекта будут созданы базовые технологии, уникальное оборудование (станы) и организовано серийное производство прецизионных прокатных изделий с нанодисперсной субструктурой (труб, прутков, высокоресурсных штанг), отличающихся повышенной механической прочностью, повышенным коэффициентом использования металла, эксплуатационной надежностью и долговечностью, используемых в нефтегазодобывающей отрасли.

Данный вид обработки позволяет создавать такие условия высокотемпературной пластической деформации и последующей закалки, при которых подавляется развитие рекристаллизационных процессов и создается особое структурное состояние, характеризующееся повышенной плотностью дефектов и особым их распределением с образованием субструктуры полигонизации. Отсюда и экспериментально наблюдаемая развитая мозаичность строения стали, повышенная тонкая субмикроскопическая неоднородность строения и состава мартенсита, которая обеспечивает уникальное сочетание свойств, когда наряду с повышением прочности одновременно увеличиваются пластичность, вязкость и сопротивление хрупкому разрушению.

Предлагаемая технология РЛД с термофиксацией структуры и последующим высоким отпуском позволяет совместить повышение прочностных свойств, как низкотемпературной термомеханической обработке (НТМО), с достижением более высокой пластичности, как при высокотемпературной термомеханической обработке (ВТМО) [8].

Помимо предложенных методов повышение прочности в 1,5-2 раза с сохранением или увеличением пластичности и вязкости разрушения может дать введение азота в сталь. Особенно перспективным является введение азота в нержавеющие стали, поскольку растворимость его в твердом растворе системы Fe-Cr особенно высока, и он, как сильный аустенитообразующий элемент, способен заменить собой никель и соответственно существенно удешевить стоимость материала [9].

Применение стали ВНС-53, в которой в качестве основного стабилизирующего аустенит-элемента используется азот, для прокатных изделий значительно снижает затраты на легирующие элементы (никель), повышает прочность без потери пластичности металла и в определенном сочетании с хромом значительно (в 1,4 раза) повышает устойчивость к коррозионному воздействию.

Изделия из высокоазотистых сталей не склонны к коррозионному растрескиванию под напряжением, а механические свойства зоны термического влияния (швы у сварных конструкций) по прочности и стойкости не хуже основного металла даже при температуре минус 40°C.

Последние 15 лет разработки новых азотистых сталей особенно активно идут в США, Германии, Франции, Японии. По актуальной проблеме высокоазотистых сталей проводятся ежегодные международные конференции.

Исследования показали, что применение указанных уникальных технологий может обеспечить новый уровень качества нефтегазового оборудования, значительно увеличить межремонтный период и сократить простои оборудования.

Из проведенных авторами проекта исследований следует, что использование высокоазотистых лигатур обеспечивает необходимое содержание азота в сталях даже в сверхравновесных количествах. Уникальные свойства высокоазотистых сталей можно получить в нанокристаллическом состоянии, которое достигается с помощью методов, предложенных в проекте.

Важное значение и широкие перспективы при реализации подобных проектов имеет кооперация академической и вузовской науки. При подготовке кадров для нефтегазовой отрасли, работающей в новых реалиях, привлечение научных кадров академии наук может оказать значительную помощь.

Список литературы

1. Дементьев В.Б. Конверсионная технология изготовления пальцев гусеницы /А.Д. Засыпкин // Тракторы и сельхозмашины. 2013. № 11. С. 48-51.

2. Шаврин О.И. Инновационные аспекты в разработке и освоении новых упрочняющих технологий тяжело нагруженных деталей / В.Б. Дементьев, А.Н. Спичкин // Вестник ИжГТУ. № 4(36). 2007. С. 21-23.
3. Шаврин О.И. О мезо уровненом подходе к формированию структуры и свойств конструкционных сталей при термомеханическом упрочнении / В.Б. Дементьев, А.Н. Спичкин // Вестник ИжГТУ, №3 (51), изд-во ИжГТУ, 2011, с.30-32.
4. Засыпкин А.Д. Исследование процесса винтового обжатия труб на оправке в двух клетевой установке ВТМО / В.Б. Дементьев // Известия ВУЗов. «Черная металлургия» №1, 2009г. № 1 с. 22-27.
5. Качество поверхности цилиндрических изделий с термомеханическим упрочнением / О.И. Шаврин, В.Б. Дементьев, Маслов Л.Н., Засыпкин // Ижевск: ИПМ УрО РАН, 2006 - 178 с.
6. Махнева Т.М. Оптимизация способа стабилизации дополнительного количества остаточного аустенита в структуре ВНС стали / С.Б. Михайлов, В.Б. Дементьев // Вестник ИжГТУ, т.4., изд-во ИжГТУ, 2009. С. 49-53.
- 7 Махнева Т.М. Технология изготовления высокопрочных нержавеющей сталей с нано кристаллической структурой / В.Б. Дементьев, Н.В. Гончаров // Вестник ИжГТУ, т.1., изд-во ИжГТУ, 2010. С. 26-29.
8. Шаврин О.И. Опыт применения процесса ВТМО винтовым обжатием при изготовлении осесимметричных деталей / В.Б. Дементьев // МиТОМ, №8, 2002. С. 27-29.
- 9 Дементьев В.Б. К вопросу повышения конструктивной прочности мартенситностареющих сталей /А.А. Сухих, Махнева Т.М.// Материаловедение. 2015. №3. С. 27-30.

Дементьев Вячеслав Борисович, д.т.н., директор ИМ УрО РАН,

e-mail: demen@udman.ru;

Зайцев Иван Николаевич, к.т.н., научный сотрудник ИМ УрО РАН,

e-mail: ivanz12n@gmail.com;

Колесова Светлана Борисовна, к.э.н., директор ИНГ им М.С. Гуцериева,

e-mail: sbkolesova@udsu.ru.

Dementyev Vyacheslav.Borisovich., Dr.Sci., Professor, Derector, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34,

e-mail: demen@udman.ru

Zaytsev Ivan Nikolaevich, PhD, researcher, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34,

e-mail: ivanz12n@gmail.com

Kolesova Svetlana Borisovna, PhD, Associate Professor, Derector, Institute of Oil and Gas. Izhevsk, 1, Universitetskaya St., bld. 1,

e-mail: sbkolesova@udsu.ru

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЛИТЬЯ ПО ГАЗИФИЦИРУЕМЫМ
МОДЕЛЯМ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УЛУЧШЕННЫХ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ДЕТАЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ**

*Дементьев В.Б., Овчаренко П.Г., Лещев А.Ю., Зайцев И.Н.,
Иванова Т.Н.*

Институт механики УрО РАН

Рассмотрен способ получения легированных слоев на поверхности отливок из железоуглеродистых сплавов, изготовленных литьем по газифицируемым моделям, посредством протекания самораспространяющегося высокотемпературного синтеза в легирующих композициях. Протекание синтеза обеспечивается применением композиций, содержащих, в качестве одного из компонентов, титан и ферротитан, а его инициирование осуществляется в момент формообразования отливок за счет тепловой энергии расплава. Отражены основные этапы способа и области его применимости для изготовления литых деталей нефтегазового машиностроения.

Ключевые слова: литье по газифицируемым моделям, поверхностное легирование, синтез, легирующие композиции, железоуглеродистые сплавы.

**APPLICATION OF TECHNOLOGY OF LOST FOAM CASTING FOR
ENSURING THE IMPROVED UTILIZATION PROPERTIES OF DETAILS
OF OIL AND GAS MECHANICAL ENGINEERING**

*Dementyev V.B., Ovcharenko P.G., Leshchev A.Yu., Zaytsev I.N.,
Ivanova T.N.*

Institute of Mechanics, Ural Branch RAS

The way of receiving the alloyed layers on a surface of castings from the iron-carbon of the alloys made by lost foam casting by means of course of the self-extending high-temperature synthesis in the alloying compositions is considered. Course of synthesis is provided with application of the compositions containing as one of components, the titan and ferrotitanium, and his initiation is carried out at the time of a shaping of castings at the expense of thermal energy of fusion. The main stages of a way and area of its applicability for production of cast details of oil and gas mechanical engineering are reflected.

Keywords: lost foam casting, the superficial alloying, synthesis alloying compositions, iron-carbon alloys.

Получение литых деталей, обладающих улучшенными эксплуатационными характеристиками, выбор оптимальных материалов и способов их из-

готовления, является актуальной задачей в области современного литейного производства. При изготовлении деталей различными способами литья, с целью улучшения их эксплуатационных свойств, широко применяют модифицирование, объемное легирование расплава, введение легирующих добавок в объем расплава и нанесение легирующих покрытий на стенки литейных форм [1].

Одной из эффективных технологий, позволяющих, с одной стороны, получать отливки высокой сложности, с другой – обеспечить формирование улучшенных эксплуатационных свойств, является литьё по газифицируемым моделям (ЛГМ) – способ получения отливок с применением разовых моделей из пенополистирола [2]. Основная особенность данной технологии – использование не извлекаемой газифицируемой модели (в основном из пенополистирола), которая удаляется (газифицируется) непосредственно при заливке модельных блоков расплавом.

Формирование улучшенных служебных свойств отливок ЛГМ реализуется, либо при нанесении легирующих элементов или композиций на поверхность модели, обеспечивая поверхностное легирование, либо установкой металлических, керамических или металлокерамических вставок в модели, позволяя получать композиционные отливки различного назначения (твердотельные теплообменники, литые элементы бурового и режущего инструмента, рабочие органы измельчительных установок различного типа и др.) [3 – 5]. При заливке модельных блоков пенополистирол (материал модели) газифицируется, создавая восстановительную атмосферу, которая препятствует окислению расплава, легирующих составов и установочных элементов, что позволяет формировать бездефектные контактные зоны на границе основной металл – легирующий состав.

Особое место при формировании поверхностных слоев с улучшенными характеристиками занимают легирующие композиции (ЛК), способные при взаимодействии с расплавом образовывать тугоплавкие неорганические соединения за счет протекания в них самораспространяющегося высокотемпературного синтеза (СВС), поскольку создание такого рода соединений позволяет получать отливки с легированным слоем значительной толщины (3 ÷ 5 мм), параметры которого можно регулировать составом легирующих композиций. Формирование легированного слоя на поверхности отливок методом ЛГМ осуществляется при взаимодействии композиций, нанесенных на модели из пенополистирола (литейные формы), с заливаемым расплавом в процессе изготовления отливок. Начало синтеза между элементами ЛК инициирует тепловая энергия расплава. Знание особенностей взаимодействия легирующих элементов и композиций с расплавом, их влияние на структуру и свойства легированных слоев расширяет возможность обеспечения требуемых свойств в литых изделиях. В свою очередь, температура расплава, сред-

ство к элементам ЛК, определяют протекание процессов взаимодействия между элементами композиции и заливаемым расплавом, что напрямую влияет на состав, структуру и свойства легированных слоев в отливках.

Из основных технологических этапов данного способа можно выделить приготовление порошкообразных смесей ЛК, их смешивание с клеевыми связующими с последующим нанесением на требуемые участки поверхности моделей из пенополистирола, и непосредственное формообразование отливок. Составы ЛК выбирают из условий протекания синтеза и согласно стехиометрии реакций образования требуемых фаз.

Выбор в качестве легирующих композиций титана и ферротитана с различными добавками (углерода, аморфного бора, карбида бора и др.), обусловлен способностью данных систем вступать во взаимодействие по механизму СВС, что позволяет дополнительно использовать тепло реакций синтеза, а также формировать в легированном слое боридные, карбидные и карбонитридные составляющие титана – TiB_2 , TiC , $Ti(CN)$ (рис.1), увеличивая при этом твердость слоя.

На полученных отливках из сталей и чугунов, твердость составляющих легированного слоя находится в пределах $1017 \div 1163 HV_{0,05}$, твердость основного металла составляет $239 \div 291 HV$ (серый чугун), $290 \div 323 HV$ (сталь 40).

Данная технология несколько усложняет процесс изготовления отливок, появляются стадии приготовления порошкообразных композиций (измельчение, смешивание), нанесения легирующих составов на требуемые поверхности моделей и повышаются требования к параметрам расплава, особенно к его температуре (низкая температура не всегда приводит к иницированию синтеза в покрытии), но при этом, позволяет получать отливки с улучшенными эксплуатационными характеристиками, формирование которых протекает непосредственно в процессе изготовления отливок, минуя дальнейшие операции по упрочняющей обработке.

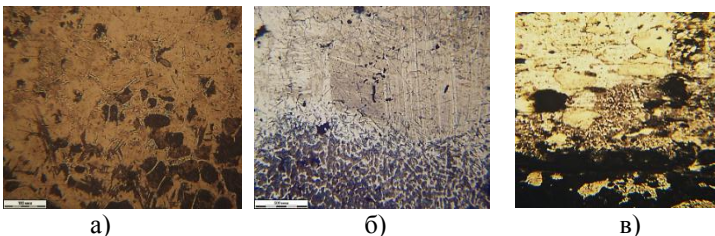


Рис.1. Структура легированных слоев на отливках из железоуглеродистых сплавов:

- а) ЛК: ферротитан – карбид бора;
- б) ЛК: ферротитан – ферробор;
- в) ЛК: ферротитан – углерод – хром.



Рис.2. Отливки седла (а) и клапана (б) с легированными рабочими поверхностями

Рассмотренный способ может быть реализован при изготовлении роторов и статоров погружных насосов, задвижек, клапанов (рис. 2) и прочих литых деталей, требующих от рабочих поверхностей особых свойств – высокая твердость, стойкость к абразивному и гидроабразивному износу и др.

Особый интерес вызывает применение этой технологии при производстве втулок для шламовых и других насосов, применяемых в нефтедобыче. Поверхностный твердый слой втулки работает в тяжелых условиях абразивного износа. Тонкие твердые покрытия изнашиваются быстро. Рассмотренным способом можно получить твердые износостойкие покрытия до 2 мм. Большая толщина покрытия значительно увеличивает срок работы втулок, что, в свою очередь, значительно снижаются затраты, так как процесс их замены является длительным и трудоемким.

Применение технологии ЛГМ позволяет получать поверхностно легированные отливки, сочетающие в себе различные служебные свойства (повышенная твердость, износостойкость и др.) непосредственно на стадии формообразования, исключая последующие операции упрочняющей обработки. Формирование легированных слоев протекает в ходе синтеза между элементами ЛК, который инициирует тепловая энергия заливаемого расплава, а его характеристики (состав, толщина, твердость слоя) во многом определяются составом реакционных смесей.

Список литературы

1. Специальные способы литья: Справочник / В.А.Ефимов, Г.А.Анисович, В.Н.Бабич и др.; Под общ. ред. В.А.Ефимова. М.: Машиностроение, 1991. – 436с.
2. Шуляк В.С. Литье по газифицируемым моделям. – СПб.: НПО «Профессионал», 2007. – 408с.

3. Патент 2514250 РФ, МКИ В22С 9/04. Способ получения композиционных отливок методом литья по газифицируемым моделям / Карев В.А., Кузьминых Е.В., Лещев А.Ю., Овчаренко Г.И., Овчаренко П.Г. Оpubл. 27.04.2014.
4. Патент 2510304 РФ, кл. В22С 9/04. Способ изготовления моделей из пенополистирола для получения композиционных отливок / П.Г.Овчаренко, А.Ю.Лещев. Оpubл. 27.03.2014.
5. Патент 2475331 РФ, МКИ В22С 9/04. Способ легирования поверхности металлических изделий / Фарафощин В.В., Ильин Б.Д., Овчаренко Г.И., Васильев С.В., Липанов А.М., Лещев А.Ю., Овчаренко П.Г. Оpubл. 20.02.2013.

Дементьев Вячеслав Борисович, д.т.н., директор ИМ УрО РАН, e-mail: demen@udman.ru;

Овчаренко Павел Георгиевич, научный сотрудник ИМ УрО РАН, e-mail: ovcrg@yandex.ru;

Лещев Андрей Юрьевич, научный сотрудник ИМ УрО РАН, e-mail: L130758@yandex.ru.

Зайцев Иван Николаевич, к.т.н., научный сотрудник ИМ УрО РАН, e-mail: ivanz12n@gmail.com;

Иванова Татьяна Николаевна, д.т.н., профессор кафедры РЭНГМ ИНГ им. М.С. Гуцериева, e-mail: tatnic2013@yandex.ru.

Dementyev Vyacheslav.Borisovich., Dr.Sci., Professor, Derector, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34.

Ovchrenko Pavel Georgievich, researcher, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34.

Leshchev Andrey Yur'evich, researcher, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34.

Zaytsev Ivan Nikolaevich, PhD, researcher, Institute of Mechanics, Ural Branch RAS, Izhevsk, T.Baramzinoy str., 34.

Ivanova Tatyana Nikolaevna, Dr.Sci., Professor, Institute of Oil and Gas. Izhevsk, 1, Universitetskaya St., bld. 1.

СОЛНЕЧНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Зиновьев В.В., Бартенев О.А., Бельтюков А.П.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

В нефтяной отрасли используется маломощная измерительная аппаратура. Прокладка ЛЭП к таким измерительным узлам может быть затруднена. Предлагается использовать источники электроснабжения на основе солнечной энергии. В статье рассматривается модель солнечного элемента как единичного источника. Используется W-функция Ламберта для получения параметров солнечного элемента. Показывается универсальность такого подхода.

Ключевые слова: питание маломощной аппаратуры, солнечная энергетика, W-функция Ламберта, моделирование солнечного элемента.

SOLAR GENERATION IN THE OIL INDUSTRY

V.V. Zinov'ev, O.A. Bartenev, A.P. Beltiukov

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

The oil industry uses low-power measuring equipment. Laying of power lines to such measurement sites may be difficult. It is proposed to use power sources based on solar energy. The article deals with the model of the solar cell as a single source. Lambert W-function is used to obtain the solar cell parameters. Versatility of this approach is shown.

Keywords: power low-power equipment, solar energy, W-Lambert function, modeling of a solar cell.

Введение

В нефтяной отрасли растет доля месторождений, расположенных на труднодоступных территориях, что требует увеличения капитальных вложений на их освоение, а также применения новых технологий и технических средств и, как следствие, прокладки новых протяженных линий электропередач для питания потребителей, в том числе небольшой мощности.

Использование солнечной энергетикки позволит снизить капиталовложения на возведение линий электропередач и оплату электроэнергии. Солнечная энергетика позволяет не зависеть от тарифов и платежей за подключение к сети. Срок службы солнечных панелей колеблется от 30 до 40 лет, нет существенных затрат на эксплуатацию.

Для питания маломощной измерительной аппаратуры будет достаточно нескольких солнечных панелей, кроме которых требуется дополнительное обо-

рудование для накопления выработанной энергии и преобразования ее в переменный ток.

Дополнительным преимуществом установок солнечной энергетики является мобильность. В случае консервации скважины автономный источник электроснабжения на основе солнечной энергии может быть демонтирован и перевезен на новое место.

Солнечный элемент, также называемый фотоэлектрическим преобразователем (ФЭП), превращает энергию солнечного излучения непосредственно в электроэнергию. Когда элемент облучается солнечным светом, он ведет себя в базовом режиме как источник тока в соответствии со своей вольт-амперной характеристикой (ВАХ). ВАХ является основной энергетической характеристикой солнечного элемента.

Вольт-амперную характеристику ФЭП экспериментально получают на заводе-изготовителе. Для изучения ФЭП при различных режимах работы необходимо иметь модель ФЭП - аналитическое соотношение между электрическими параметрами ФЭП и внешними условиями (интенсивность солнечного излучения, температура и т.п.).

Реперными точками ВАХ (рис. 1) являются точка холостого хода, которая характеризуется напряжением холостого хода U_{xx} при токе равном нулю, точка короткого замыкания, которая характеризуется током короткого замыкания $I_{кз}$ при напряжении равном нулю и точка, в которой мощность ФЭП максимальна ($U_{мм}$; $I_{мм}$). Эти четыре основных параметра (U_{xx} , $I_{кз}$, $U_{мм}$ и $I_{мм}$) позволяют описать вольт-амперную характеристику ФЭП и могут использоваться для моделирования выходных электрических параметров.

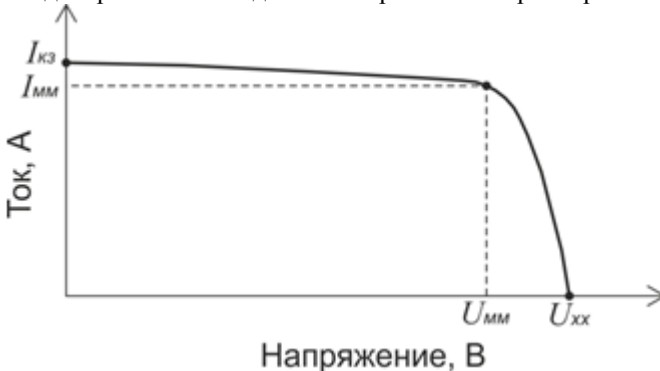


Рис. 1. Типичная вольт-амперная характеристика ФЭП

Целью данной работы является показать универсальный метод, который бы позволял достаточно точно определять ряд электрических характеристик ФЭП.

В работе представлена математическая модель фотоэлектрического преобразователя с учетом влияния внешних факторов - энергетической освещенности и температуры. Модель основывается на использовании W-функции Ламберта [1]. Этот метод отличается универсальностью и высокой точностью для определения электрических параметров ФЭП.

1. Электрическая схема замещения солнечного элемента

Выходные электрические параметры солнечного элемента – напряжение и ток – зависят от внешних условий, в которых находится данный элемент, прежде всего это энергетическая освещенность и температура.

ФЭП можно представить в виде эквивалентной электрической схемы замещения на рис. 2.

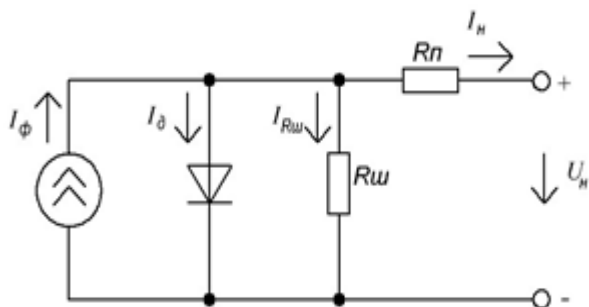


Рис. 2. Эквивалентная схема солнечного элемента

По закону Кирхгофа для данной схемы можно записать следующее соотношение токов:

$$I_n = I_\phi - I_0 - I_{R_{ш}}$$

Рассматривая диод как идеальный получается следующее уравнение, отражающее связь между током и напряжением нагрузки

$$I_n = I_\phi - I_{0,n} \cdot \left(\exp \left(\frac{e \cdot (U_n + I_n R_\pi)}{A \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right) - \frac{U_{R_{ш}}}{R_{ш}}, \quad (1)$$

I_n – ток нагрузки, А;

U_n – напряжение нагрузки, В;

I_ϕ – фототок (ток, произведенный фотогальваническим эффектом), А;

$I_{0,n}$ – обратный ток насыщения, А;

e – заряд электрона ($e = 1,602177 \cdot 10^{-19}$ Кл);

A – фактор идеальности p-n-перехода ($A = 1 \dots 5$);

k – постоянная Больцмана ($k = 1,380649 \cdot 10^{-23}$ Дж/К);

T – абсолютная температура, К;

R_π – последовательное сопротивление, Ом;

$R_{ш}$ – шунтовое (параллельное) сопротивление, Ом.

С учетом термического напряжения

$$U_T = \frac{k \cdot T}{e}$$

уравнение (1) приобретет вид:

$$I_H = I_\Phi - I_{0,H} \cdot \left(\exp \left(\frac{U_H + I_H R_n}{A \cdot U_T} \right) - 1 \right) - \frac{U_H + I_H R_n}{R_{ш}}. \quad (2)$$

Построение реальной ВАХ на основе решения трансцендентного уравнения (2) и получение зависимости $I_H = f(U_H)$ связано со знанием параметров эквивалентной схемы (рис. 2).

В этом подходе параметры $I_{0,H}$, R_n , $R_{ш}$ можно рассчитать на основе паспортных данных солнечного элемента (модуля). Фототок I_Φ рассчитывается исходя из освещенности и температуры.

Ток $I_{0,H}$ зависит от температуры и определяется по формуле:

$$I_{0,H} = \frac{I_{кз} + k_{Iкз}(T - T_0)}{\exp \left(\frac{U_{хх} + k_{Uхх}(T - T_0)}{A \cdot U_T} \right) - 1}, \quad (3)$$

где $I_{кз}$ – ток короткого замыкания, А;

$U_{хх}$ – напряжение холостого хода, В;

$k_{Iкз}$ и $k_{Uхх}$ – температурные коэффициенты тока короткого замыкания и напряжения холостого хода соответственно, А/К и В/К;

T_0 – абсолютная температура при стандартных условиях ($T_0 = 298$ К);

Фототок прямо пропорционален энергетической освещенности и увеличивается с ростом температуры солнечного элемента:

$$I_\Phi = \frac{E}{E_0} (I_{кз} + k_{Iкз}(T - T_0)), \quad (4)$$

где E – энергетическая освещенность, Вт/м²;

E_0 – энергетическая освещенность при стандартных условиях, ($E_0 = 1000$ Вт/м²).

Последовательное (R_n) и шунтовое ($R_{ш}$) сопротивления можно определить численным методом, например по методике, приведенной в [2]. Метод основан на последовательном приближении значений R_n и $R_{ш}$ к оптимальным, при которых совпадают три характерные точки ФЭП (холостого хода, короткого замыкания и максимальной мощности) модельной вольт-амперной характеристики и паспортной.

Обычно трансцендентные уравнения типа (2) решаются с использованием численных методов. Существует множество различных численных методов с разной точностью и трудоемкостью. Повысить точность и снизить трудоемкость можно используя W-функцию Ламберта.

2. Моделирование параметров солнечного элемента с использованием W-функции Ламберта

Согласно [1] W-функция Ламберта определяется как:

$$W(x)e^{W(x)} = x, \quad (5)$$

где x – комплексное число.

Для преобразования экспоненциальных трансцендентных уравнений используется следующее соотношение:

$$Ye^Y = X \Leftrightarrow Y = W(X). \quad (6)$$

В нашей задаче при выводе необходимых формул используется уравнение (2).

Явная форма уравнения для тока или напряжения может быть получена при помощи W-функции Ламберта. Для этого преобразуем уравнение (2) к форме удобной для введения W-функции Ламберта.

Уравнение для зависимости $U_H = f(I_H)$ на основе (2) имеет вид:

$$U_H = -A \cdot U_T \cdot W \left(I_{0.н} \frac{R_{ш}}{A \cdot U_T} \exp \left(\frac{R_{ш}}{A \cdot U_T} (-I_H + I_{\phi} + I_{0.н}) \right) \right) - I_H (R_H + R_{ш}) + R_{ш} (I_{\phi} + I_{0.н}). \quad (7)$$

Аналогично для зависимости $I_H = f(U_H)$ получаем:

$$I_H = -\frac{A \cdot U_T}{R_H} W \left(I_{0.н} \frac{R_H}{A \cdot U_T \cdot r_1} \exp \left(\frac{U_H + R_H \cdot (I_{\phi} + I_{0.н})}{A \cdot U_T \cdot r_1} \right) \right) + \frac{I_{\phi} + I_{0.н} - \frac{U_H}{R_{ш}}}{r_1}, \quad (8)$$

где

$$r_1 = 1 + \frac{R_H}{R_{ш}}.$$

Конечные формулы для сопротивлений R_H и $R_{ш}$ можно также вывести, используя W-функцию Ламберта.

Уравнение для R_H также можно записать, используя W-функцию Ламберта. Для нахождения результата необходимы только паспортные данные ФЭП:

$$R_H = a \left(W(b \cdot \exp(c)) - (d + c) \right), \quad (9)$$

где

$$\begin{aligned} a &= \frac{AU_T}{I_{МН}}; \\ b &= \frac{U_{МН}(2I_{МН} - I_{КЗ})}{U_{МН}I_{КЗ} + U_{ХХ}(I_{МН} - I_{КЗ})}; \\ c &= \frac{2U_{МН} - U_{ХХ}}{AU_T} + \frac{U_{МН}I_{КЗ} - U_{ХХ}I_{МН}}{U_{МН}I_{КЗ} + U_{ХХ}(I_{МН} - I_{КЗ})}; \\ d &= \frac{U_{МН} - U_{ХХ}}{AU_T}. \end{aligned} \quad (10)$$

Уравнение для определения $R_{ш}$ с учетом рассчитанного сопротивления R_H запишется в виде:

$$R_{ш} = \frac{(U_{нн} - I_{нн}R_{п})(U_{нн} - R_{п}(I_{кз} - I_{нн}) - AU_{т})}{(U_{нн} - I_{нн}R_{п})(I_{кз} - I_{нн}) - AU_{т}I_{нн}}, \quad (11)$$

3. Модель последовательного соединения солнечных элементов

Для солнечных энергоустановок используются модули, представляющие собой электрические соединения отдельных элементов. Последовательное соединение из n солнечных элементов показано на рис. 3.

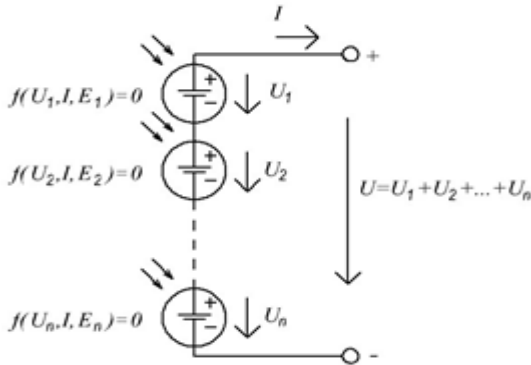


Рис. 3. Последовательное соединение фотоэлементов

Можно записать систему из n нелинейных уравнений:

$$\begin{aligned} f(U_1, I, E_1) &= 0 \\ f(U_2, I, E_2) &= 0 \\ \dots &\dots \dots \dots \dots \dots \\ f(U_n, I, E_n) &= 0 \end{aligned}$$

Или

$$[f(U_i, I, E_i)] = [0]$$

Ток в цепи может меняться от 0 до максимального значения I_{\max} , которое равно току короткого замыкания ($I_{кз}$) при максимальной энергетической освещенности. Вектор тока, состоящий из дискретных значений с шагом ΔI , можно записать:

$$[I(k)] = [0, \Delta I, 2\Delta I, \dots, k\Delta I, \dots, I_{\max}]$$

Каждому значению I_k соответствует значение U_i – напряжение i -ого солнечного элемента, которое определяется по формуле (7).

Поскольку в последовательном соединении n солнечных элементов, то каждому I_k будет соответствовать n напряжений U_i элементов, находящихся

при соответствующих освещенностях E_i . Результирующее напряжение последовательного соединения складывается из напряжений отдельных элементов:

$$U(k) = \sum_{i=1}^n U_i(k)$$

Таким образом, модель последовательного соединения солнечных элементов описывается двумя векторами:

$$\begin{aligned} [I_k] &= [I_1, I_2, \dots, I_k, \dots, I_K] \\ [U_k] &= [U_1, U_2, \dots, U_k, \dots, U_K] \end{aligned}$$

На основе этого можно составить эквивалентную электрическую схему и ВАХ всего модуля и изучать его характеристики, используя W-функцию Ламберта.

4. Моделирование параметров солнечного модуля

Для примера выбран солнечный модуль KC200G японской фирмы Кюосега мощностью 200 Вт, параметры которого приведены в табл. 1. Модуль состоит из 54 последовательно соединенных элементов. Параметры схемы замещения для модуля приведены в табл. 2. Токи $I_{o,n}$ и I_ϕ рассчитаны по формулам (3) и (4) соответственно. Сопротивления R_n и R_{sh} по формулам (9) – (11). Параметр A для кремниевых поликристаллических солнечных элементов принимается равным 1,3.

В целях сравнения на языке программирования Python была написана программа для решения уравнения (2) методом Ньютона. Для четырех уровней освещенности были вычислены координаты точек вольт-амперной характеристики модуля. Результаты приведены на рис. 4.

На рис. 5 приведены ВАХ, рассчитанные с использованием W-функции Ламберта по формуле(7). Расчеты проводились в свободной системе компьютерной алгебры Maxima.

Таблица 1. Паспортные параметры солнечного модуля KC200G при 25°C, AM1,5, 1000 Вт/м²

I_{MM}	7,61 А
U_{MM}	26,3 В
P_{\max}	200,143 Вт
U_{XX}	32,9 В
I_{K3}	8,21 А
K_V	-0,1230 В/К
K_I	0,0032 А/К
$N_{\text{элемент}}$	54

Таблица 2. Рассчитанные параметры модели KC200G при стандартных условиях

$I_{o,n}$	$9,825 \cdot 10^{-8}$ А
I_ϕ	8,214 А
R_{sh}	415,405 Ом
R_n	0,221 Ом

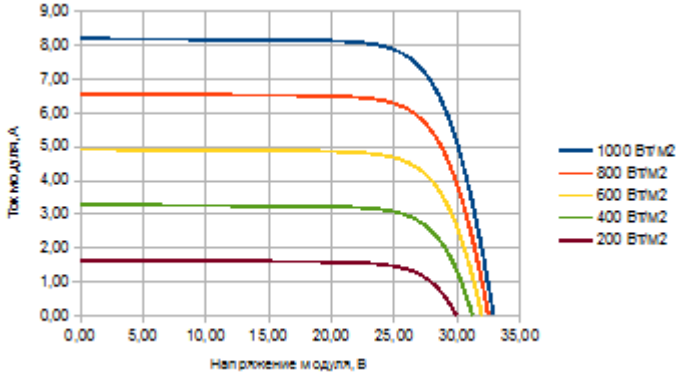


Рис.4. ВАХ модуля KC200G при различных освещенностях, построенная методом Ньютона

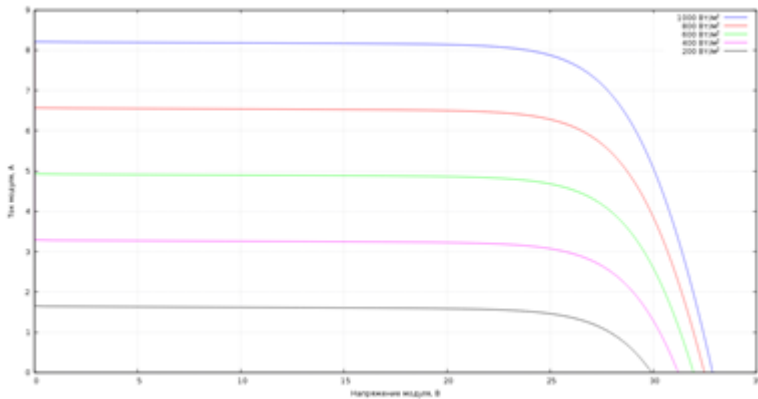


Рис. 5. ВАХ модуля KC200G при различных освещенностях, построенная с использованием W-функции Ламберта

Заключение

В данной работе было показано использование W-функции Ламберта для определения параметров ФЭП. Получены уравнения для построения вольт-амперных характеристик солнечного модуля в двух формах: $U_n = f(I_n)$ и $I_n = f(U_n)$; уравнения для вычисления сопротивлений R_n и $R_{ш}$. При этом в расчетных формулах используются только паспортные данные солнечного модуля. Использование W-функции Ламберта дает универсальный метод для получения электрических параметров любых солнечных модулей.

Сравнение результатов по методу Ньютона (рис. 4) и с использованием W -функции Ламберта (рис. 5) показало их совпадение с достаточной точностью. При этом метод Ньютона является численным итерационным, дающим результат с определенной заданной точностью, а при использовании W -функции Ламберта получаются готовые формулы в явной форме для вычисления искомых значений.

Список литературы

1. Дубинов А.Е., Дубинова И.Д., Сайков С.К. W -функция Ламберта и ее применение в математических задачах физики. Саров: ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», 2006. 160 с.
2. Villalva M.G., Gazoli J.R., Filho E.R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays // IEEE Transactions on Power Electronics. USA. 2009. Vol. 24. № 5. P. 1198–1208.

Зиновьев Виталий Валерьевич, аспирант, Удмуртский государственный университет, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

E-mail: vi777vz@gmail.com

Бартенев Олег Архипович, к.ф.-м.н., доцент, заведующий кафедрой теплоэнергетики, Удмуртский государственный университет, 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

E-mail: boa2@udsu.ru

Бельтюков Анатолий Петрович, д.ф.-м.н., профессор, заведующий кафедрой теоретических основ информатики, Удмуртский государственный университет, 426034, Россия, г. Ижевск,

ул. Университетская, 1.

E-mail: belt.udsu@mail.ru

Zinov'ev Vitaliy Valer'evich, postgraduate student, Udmurt State University, ul. Universitetskaya, 1, Izhevsk, 426034, Russia.

E-mail: vi777vz@gmail.com

Bartenev Oleg Arkhipovich, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor, Department of Heatenergy, Udmurt State University, ul. Universitetskaya, 1, Izhevsk, 426034, Russia.

E-mail: boa2@udsu.ru

Beltiukov Anatoliy Petrovich, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Department of Theoretical Foundations of Computer Science, Udmurt State University, ul. Universitetskaya, 1, Izhevsk, 426034, Russia.

E-mail: belt.udsu@mail.ru

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ «МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ» ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ АУТОНОМНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Иванов К.А., Иванников В.П., Кабакова А.В.

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

Характерная для автономных объектов малой гидроэнергетики низкая плотность и неуправляемость создаваемых природой энергетических потоков, неравномерное потребление электроэнергии, связанное со спецификой организации производственных процессов, необходимость организации и развития коммерческого учета, требует развития методов и технологий обеспечения стабильности энергообеспечения, путём поддержания нормированной частоты и мощности электрического тока, решения задач ультразвукового контроля, получения оперативных данных о результатах измерения, с высокой точностью, расхода воды, что неразрывно связано с возможностью управления качеством процесса выработки электроэнергии и эффективностью использования водных ресурсов путем регулирования водного стока через створ гидроузла.

Ключевые слова: автономные объекты малой гидроэнергетики, нефтегазовая отрасль, стабильность энергообеспечения, управление качеством процесса выработки электроэнергии, ультразвуковой контроль, регулирование водного стока через створ гидроузла.

DEVELOPMENT FEATURES OF " SMALL HYDROPOWER" FOR POWER SUPPLY OF AUTONOMOUS OBJECTS OIL AND GAS INDUSTRY

Ivannikov V.P., Kabakova A.V., Ivanov K.A.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

Typical for autonomous objects of small hydropower low density and lack of control created by the nature of energy flow, uneven energy consumption associated with the specifics of the organization of production processes, the need for organization and development of commercial accounting, requires the development of methods and stability provide technologies of energy supply, by maintaining a normalized frequency and power of electric current decisions ultrasonic control, receiving real-time data on the results of measurements with high accuracy, the water flow, which is inextricably linked to the ability to control the quality of the process of power generation and the efficient use of water resources by regulating the water flow through hydroelectric target.

Keywords: autonomous objects of small hydropower, oil and gas industry, energy stability, quality management process of electricity generation, ultrasonic control, regulation of water flow through hydroelectric target.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ), прежде всего Солнце, ветер и гидроресурсы, достаточно доступны и имеют значительный потенциал на всей территории России, по крайней мере, в заселенных районах. Кроме того, они неистощимы, доступны, и не наносят экологического урона.

Сразу оговоримся, что такие гидроресурсы, как энергия рек, является скорее традиционным и возобновляемым источником энергии. Следует отметить, что в целом, в России, запасы гидроэнергии для централизованного электроснабжения практически реализованы. Однако, остаются не реализованными запасы гидроэнергии для автономного (внесистемного) электроснабжения [1].

Использование энергии малых рек (малой гидроэнергетики) для решения задач автономного электроснабжения, несмотря на достаточно широкое распространение этих привлекательных, очевидных, традиционных решений, оказывается весьма затруднительным, в связи с неуправляемостью и низкой плотностью энергетических потоков, создаваемых таким возобновляемыми источниками энергии, и сложностью решения задач накопления, преобразования, высокой стоимостью получаемой энергии. Поэтому, всю малую гидроэнергетику, а тем более такие источники энергии, как приливы, океанические градиенты температур и океанические волны, геотермальные источники, вполне можно отнести к нетрадиционным возобновляемым источникам энергии (НВИЭ).

Развитие нетрадиционных и возобновляемых технологий производства энергоресурсов в современных условиях

Как отмечено выше, характерной особенностью большинства нетрадиционных и возобновляемых источников энергии является *низкая плотность и неуправляемость создаваемых природой энергетических потоков*. Именно это, главным образом, создает дополнительные проблемы и должно учитываться при определении условий эффективного применения возобновляемых источников энергии. В частности, широкомасштабному и массовому применению возобновляемых источников энергии для энергоснабжения, более всего препятствуют проблемы технико-экономического характера, поскольку электроэнергия, получаемая от возобновляемых источников, в настоящее время, оказывается достаточно дорогой, её стоимость в большинстве случаев превышает стоимость электроэнергии, получаемой традиционными способами. Это приводит к тому, что применение преобразователей энергии возобновляемых источников в энергосистемах, например, в качестве вспомогательных источников электроснабжения, снимающих избыточную нагрузку электрических сетей, часто оказывается экономически невыгодным. А именно, экономия электроэнергии, получаемая за счет использования возобновля-

емых источников энергии, не превышает затрат на сооружение энергоустановок на основе ВИЭ.

Однако следует отметить, что объектов, удаленных от энергосистем на значительные расстояния, возможно только автономное электроснабжение, так как подключение их к централизованной системе требует больших капитальных затрат, связанных со строительством и эксплуатацией протяженных линий электропередачи. Для таких объектов стоимость электроэнергии, получаемой от возобновляемых источников энергии, становится соизмеримой со стоимостью электроэнергии, получаемой от энергосистем, и этот фактор перестает быть сдерживающим для применения возобновляемых источников энергии.

Место и роль нетрадиционных источников энергии будем определять исходя из того, что энергия должна производить полезную работу или превращаться в тепло в том месте, где эта работа или тепло требуются. Такой анализ необходимо проводить с учетом необходимой мощности, особенностей проектирования и экологии.

Например, для удовлетворения потребностей человека полностью за счет *энергии солнечного излучения*, солнечными коллекторами и ФЭП, требуется занять очень большую площадь. Солнечные станции являются достаточно земляемкими – от 0,001 до 0,006 га/кВт с наиболее вероятными значениями 0,003–0,004 га/кВт. Это меньше, чем для ГЭС, но больше, чем для ТЭС и АЭС. Кроме того, это будет связано с очень большим и материальными затратами:

- связанными с отчуждением земель и их деградацией;
- с большой материалоемкостью (для строительства солнечной станции потребление стали в 12 раз больше, а бетона в 60 раз больше, чем у ТЭС той же мощности);
- с опасностью перегрева и возгорания систем, заражения продуктов токсичными веществами при использовании солнечных систем в сельском хозяйстве;
- с изменением теплового баланса, влажности, направления ветра в районе расположения станции;
- с созданием помех телевизионной и радиосвязи;
- с воздействием на климат космических СЭС (передаче энергии космических СЭС на Землю в виде микроволнового излучения, опасного для живых организмов и человека).

Ветроэнергетику, казалось бы, можно отнести к более перспективному направлению. Но регионы Удмуртской республики, с постоянной удельной мощностью ветрового потока выше 150 Вт/м², которые перспективны для ветроэнергетики, составляют небольшую долю от общей площади. Республика не обладает высоким потенциалом по скоростям ветра, которого было бы достаточно для строительства мощных ветроэлектростанций. Однако, такие возможности не исключаются в перспективе с использованием ВЭУ нового поколения с номи-

нальной мощностью ветроагрегатов до 50 кВт, в особенности для автономных потребителей в сельской местности, удаленных от основных энергоисточников. Такие ВЭУ могут быть использованы по всей территории Удмуртии со среднегодовой скоростью ветра ниже 4,5 м/с.

Тип и характеристики агрегата ВЭУ для его эффективного использования необходимо выбирать, учитывая ветровые, гидрологические и хозяйственные условия зоны. Если, например, в районе с сильными ветрами установить ветроагрегат с тихоходным двигателем (многолопастный), то он может выйти из строя вследствие больших аэродинамических нагрузок на ветроколесо. С другой стороны, использование быстроходных (малолопастных) агрегатов без пусковых устройств в зонах с малой среднегодовой скоростью ветра (меньше 3,5 м/с) может привести к снижению выработки. В связи с непостоянством ветровых потоков может быть реализовано несколько режимов работы ВЭУ.

Наибольший интерес, конечно же, представляют ветроэлектрические и солнечные станции, которые могут быть подключены к электрической сети, что обеспечивает стабильность энергоснабжения. В случае выработки излишней энергии она передается в сеть, а при ее недостатке она заимствуется из электрической сети. Автономные солнечные станции и ВЭУ могут быть снабжены резервными дизельгенераторами и аккумуляторами. В последнем случае отпадает необходимость в поддержании нормированной частоты электрического тока. Все эти меры позволяют обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей и рационально использовать генерируемую энергию.

Области и цели эффективного применения ветроэлектрических и солнечных электростанций:

1) выработка электроэнергии – для локальных объектов (лесной кордон, пост ГАИ, контролирующие и т. д.), для освещения участков дорог;

2) выработка механической энергии – водоподъем на пастбищах, аэрация воды на рыбоводных прудах, озонирование и ионизация зерно- и овощехранилищ, привод стационарных сельскохозяйственных машин (мельниц, сепараторов и др.);

3) выработка тепловой энергии – отопление и горячее водоснабжение небольших объектов (бытовки, теплицы, сушилки и др.).

При использовании возобновляемых источников энергии совместно с традиционными источниками энергии в единой энергосистеме проблема нерегулярности поступления мощности от ВИЭ в значительной степени устраняется за счет размещения нетрадиционных энергоустановок в разных климатических зонах и использовании их в качестве разгрузочных. Однако при этом возникают проблемы обеспечения необходимого качества получаемой электроэнергии. Эти проблемы объясняются сильной неравномерностью поступления энергии в энергетические периоды, поскольку ветер обладает

значительной порывистостью, что требует специальных мер по поддержанию частоты вращения генераторов переменного тока, а солнечное излучение имеет сильную зависимость от состояния атмосферы. Проблему усугубляют низкие к.п.д. многих преобразователей энергии. Так, к.п.д. современных фотоэлектрических преобразователей энергии солнечного излучения, самого мощного вида энергии возобновляемых источников, не превышает 27% для лабораторных условий. Коммерческие установки на фотоэлектрических преобразователях имеют к.п.д. всего 10 – 14% [6].

Неуправляемость, низкая плотность, низкий к.п.д. возобновляемых энергетических потоков существенно ограничивают возможности активного перехода к использованию нетрадиционных источников энергии. И всё же, в структуре энергетических источников к концу этого столетия возобновляемые источники энергии будут составлять более 40%, причем основная доля будет приходиться на солнечные электростанции, гидроэлектростанции и на солнечные нагревательные установки. При этом, по оценкам специалистов, средняя единичная мощность гидроэлектростанций будет существенно превосходить солнечные энергетические установки, но общая мощность ГЭС будет уступать солнечным электростанциям.

При определении перспектив полной замены традиционных источников энергии на возобновляемые источники следует помнить о малой плотности мощности последних. Существуют большие трудности концентрации возобновляемой энергии до величин, соизмеримых с величинами, создаваемыми традиционными электростанциями. Поэтому, будущее энергетики на нетрадиционных источниках представляется не в виде глобальных энергетических систем с мощными узлами электростанций, а в виде автономных энергетических комплексов гораздо меньшей мощности, которые будут рассредоточены на обширной территории и снабжать энергией компактно расположенных потребителей энергии.

Малая плотность энергетических потоков возобновляемых источников создает практически непреодолимые препятствия при электроснабжении мощных потребителей и с экономической точки зрения. Энергоустановки необходимой мощности на возобновляемых источниках энергии, в настоящее время, весьма дорогие и не могут обеспечить высокую *надежность электроснабжения даже в автономном режиме*, однако, *надежность автономного электроснабжения* может быть увеличена за счет применения аккумуляторов энергии, хотя это дополнительно скажется на стоимости электроэнергии.

Развитие «малой гидроэнергетики» для энергоснабжения автономных объектов нефтегазовой отрасли

Наиболее перспективным источником энергоресурсов в автономных системах энергоснабжения небольшой мощности являются водные ресурсы

малых рек и малых искусственных водоемов, поскольку создание искусственных водоемов, в частности, в сельской местности, способствует переводу поверхностного стока в подземный, и росту почвенной влаги. Повышения плотности энергетических потоков в малой гидроэнергетике добиваются за счёт специальных сооружений, обеспечивающих накопление энергии перед её использованием и увеличивающих энергетический потенциал в период её использования. Кроме того, малая гидроэнергетика свободна от проблем нерегулярности и неуправляемости.

Установки для малой гидроэнергетики классифицируют по мощности на оборудование для мини гидроэлектростанции мощностью до 100 кВт, и оборудование для малых гидроэлектростанций мощностью до 1000 кВт.

Таким образом, очевидно, что наиболее перспективно развивать «малую гидроэнергетику», в направлении её использования для энергоснабжения автономных объектов, число которых, в настоящее время, неуклонно растет в связи с развитием частной собственности, широким распространением в России фермерских хозяйств, частного домовладения коттеджного и дачного строительства.

Конструкция любой мини ГЭС базируется на гидроагрегате, который включает в себя энергоблок, водозаборное устройство и элементы управления. В зависимости от того, какие гидроресурсы используются малыми гидроэлектростанциями, их делят на несколько категорий:

- русловые или приплотинные станции с небольшими водохранилищами;
- стационарные мини ГЭС, использующие энергию свободного течения рек;
- ГЭС, использующие существующие перепады уровней воды на различных объектах водного хозяйства;
- уникальные авторские решения с применением в качестве напорной деривации труб, гибких армированных рукавов и т.п.

Если необходимо спроектировать мини-ГЭС в местности, где небольшая скорость реки, то можно попытаться добиться увеличения потока путем организации перепада высот. Сделать это можно через установку сливной трубы в водоем. При этом диаметр трубы будет непосредственно влиять на скорость потока воды. Чем меньше будет диаметр, тем быстрее будет течение. Подобный подход позволяет организовать мини-ГЭС даже в том случае, если возле дома будет проходить небольшой ручеек. Накопление энергии в таких системах производится за счет увеличения объема воды в искусственном водоеме перед ее подачей на гидротурбину генератора. Повышение потенциала происходит за счет повышения уровня воды в водоеме, сбрасываемой затем на гидротурбину. Вращение шкива и передается генератору. Мощность двигателя зависит от скорости течения воды.

Принцип работы мини-ГЭС показан на рис. 1. Во всех конструкциях он практически идентичен: вода из искусственного водоема направляется в тру-

бопровод для получения необходимой высоты истока (вертикальное расстояние высоты падения воды), под напором поступает на лопасти турбины, которые начинают вращаться. Энергия вращения передается на гидрогенератор, который отвечает за выработку электроэнергии.

Турбины для объектов подбираются в соответствии с некоторыми техническими характеристиками, среди которых главной остается напор воды, поскольку мощность мини-ГЭС зависит от напора, расхода воды и от КПД используемых турбин и генераторов. Для работы мини-ГЭС, например, на основе гидрогенератора *Nautilus*, необходима высота истока немногим более 2 метров. Технические характеристики *Nautilus*: Оценочный КПД 77%; производство электроэнергии — при размере рабочего колеса 254 мм — 520÷3400 Ватт; цена турбины — \$10600. В комплект не входят генератор переменного тока, контроллер и отвод воды, так как все это необходимо рассчитывать для каждого отдельного случая.

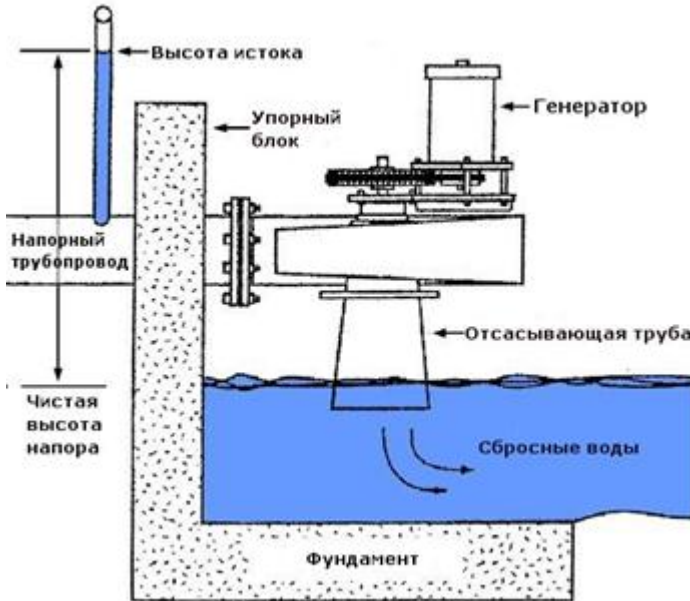


Рис. 1. Принцип работы мини-ГЭС

Отметим некоторые преимущества использования малых гидроэлектростанций и мини-ГЭС:

- Конструкция гидрогенераторов, например на 3,5÷5,0 киловатт, настолько проста, что его можно сделать своими руками.

- Мини-ГЭС является альтернативным, надежным и экологически чистым источником электрической энергии.
- Мини-ГЭС пригодны для длительной эксплуатации без ремонтов.
- Мини-ГЭС экологически чистые - не загрязняют водоемы и окружающую среду.
- Мини-ГЭС имеют максимально упрощенную конструкцию с минимальным числом регулирующих органов.
- Мини-ГЭС требует минимум затрат на установку и обслуживание в процессе эксплуатации.
- Оригинальная компоновка агрегатов мини-ГЭС, применение передовых технологий, современные материалы и дизайн обеспечат высокие потребительские свойства и надежную работу таких ГЭС.

Кроме того, отказ от системной энергетики при использовании нетрадиционных источников имеет и ряд других, дополнительных преимуществ, в частности, устраняется потребность в сверх длинных линиях электропередач и расширяются возможности использования электродвигателей постоянного тока, которые более приспособляемы к технологическим требованиям.

Контроль и управление стоком водных ресурсов с целью оптимизации регулирования мощности мини-ГЭС на основе ультразвуковых времяимпульсных расходомеров

Характерная для автономных объектов малой гидроэнергетики низкая плотность и неуправляемость создаваемых природой энергетических потоков, неравномерное потребление электроэнергии, связанное со спецификой организации производственных процессов, необходимость организации и развития коммерческого учета, требует развития методов и технологий обеспечения стабильности энергоснабжения, путём поддержания нормированной частоты и мощности электрического тока, решения задач контроля, получения оперативных данных о результатах измерения, с высокой точностью, расхода воды, что неразрывно связано с возможностью управления качеством процесса выработки электроэнергии и эффективностью использования водных ресурсов путем регулирования водного стока через створ гидроузла.

Сток воды через створ гидроузла складывается из расходов воды через гидроагрегаты, водосбросные и водопропускные сооружения, расходов на фильтрацию и собственные нужды, а также из различного рода протечек.

Согласно Правилам учёта стока воды на ГЭС – среднесуточный расход воды (объём стока), использованной электростанцией, должен определяться непрерывно, за каждые без исключения сутки по следующим компонентам: расход воды через водосбросные и водопропускные сооружения; протечки и среднесуточный расход воды на собственные нужды и фильтрацию (обычно

не превышает 0,2 % общего стока, поэтому допускается его не учитывать); расход воды через гидроагрегаты.

Таким образом, при отсутствии водосброса, а именно в таком режиме гидроэлектростанции работают большую часть времени, объём стока в основном определяется расходом воды через гидроагрегаты ГЭС, и, следовательно, точность учёта стока воды через створ гидроузла определяется погрешностью измерения расхода воды через гидроагрегаты, которая нормируется «Правилами учёта» на уровне 3%.

Согласно Методическим указаниям по учёту стока воды на гидроэлектрических станциях рассматриваются четыре типа расходомеров, которые используются или могут быть использованы для измерения расхода воды через гидроагрегаты ГЭС:

1. Расходомеры, основанные на принципе измерения перепада давления в двух точках спиральной камеры.
2. Расходомеры, основанные на принципе учёта расхода воды по степени открытия направляющего аппарата турбины или затвора водовода.
3. Система определения расхода и стока воды по мощности с коррекцией по напору.
4. Ультразвуковые расходомеры.

На сегодняшний день на подавляющем большинстве ГЭС учёт стока воды через гидроагрегаты осуществляется расчётным путём по эксплуатационным характеристикам, т.е. по результатам измерений мощности гидроагрегата и напора, при котором гидроагрегат работает. В этом случае погрешность определения среднесуточного значения расхода может составлять 5 и более процентов. Применение расходомеров первых трёх типов в определённых условиях позволяет уменьшить трудоёмкость определения среднесуточного расхода без увеличения точности учёта стока по сравнению с расчётным методом.

Установка на водоводах гидроагрегатов ГЭС ультразвуковых расходомеров позволяет не только увеличить точность определения среднесуточного расхода (погрешность не превышает 2 %), но и даёт возможность проведения энергетических испытаний гидроагрегатов в любой момент времени без установки дополнительного оборудования, обеспечивает возможности оптимизации управления качеством электроэнергии. Для ультразвуковых расходомеров не требуется проведение калибровки по расходу. Расходомеры отличаются высокой надёжностью, широким диапазоном измерения, возможностью вывода информации о результатах измерений в цифровом и аналоговом виде. При использовании многолучевой системы измерения погрешность ультразвуковых расходомеров не превышает 2 %.

Наиболее эффективно данная задача решается с использованием ультразвуковых расходомеров с накладными датчиками, т. к., во-первых, не нару-

шается целостность трубопровода, а во-вторых, в поток жидкости не вносится никакое препятствие.

Существует большое многообразие приборов для измерения расхода. В настоящее время наибольшее распространение получили ультразвуковые расходомеры двух типов:

- расходомеры, в которых используется тот факт, что скорость распространения ультразвуковой волны C в движущейся среде является векторной суммой

$$C = C_{ж} + V,$$

где $C_{ж}$ — скорость распространения ультразвука в неподвижной жидкости, а V — скорость течения жидкости;

- расходомеры, основанные на эффекте Доплера, имеющем место при отражении ультразвуковой волны от некоторого отражателя или группы отражателей, движущихся в потоке жидкости.

В расходомерах, относящихся к первой группе, отклонения величины C от её значения в неподвижной жидкости определяются путем косвенных измерений следующих величин:

- разности времен Δt (временнóй импульсный метод) прохождения ультразвуковых импульсов по потоку и против него;

- разности фаз $\Delta \phi$ (фазовый метод) между ультразвуковыми колебаниями, распространяющимися по потоку и против него;

- разности частот Δf (частотный метод) двух автогенераторов, в качестве элемента обратной связи которых используется контролируемая среда.

Современные расходомеры, как правило, реализуют временнóй импульсный метод. Например, этот принцип используется в расходомерах ALTOSONIC UFM 600 фирмы KROHNE (Германия), PT868 фирмы PANAMETRICS (США), а также в расходомере УВР-011 фирмы «ТАХИОН» (Украина). Ультразвуковые временнóй импульсные расходомеры в основном используются для измерения расхода «чистых» жидкостей, т.е. сред, содержащих сравнительно небольшое количество твердых и газовых включений.

Очевидно, что решение задачи экспортозамещения, актуальной для настоящего времени, требует развития отечественных технологий и методов контроля использования водных ресурсов и создания систем получения оперативных данных для регулирования водного стока через створ гидроузла с помощью ультразвуковых временнóй импульсных расходомеров.

Список литературы

1. Воронин С.М. Возобновляемые источники энергии и энергосбережение / Воронин С.М., Оськин С.В., Головкин А.Н. – Краснодар, КубГАУ, 2006, 267 с.

Валерий Павлович Иванников В.П., д.т.н., профессор каф. «Теплоэнергетика» ИНиГ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru.

Анна Валерьевна Кабакова, к.т.н., доцент каф. ЗЧСиУР, ИГЗ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail:

Иванов Кирилл Александрович, студент каф ТЭ ИНиГ им. М.С. Гуцериева. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 10 лет Октября, д.55б, к.163. E-mail: TREWQ95@mail.ru

Valery Pavlovich Ivannikov, Doctor of Science, Professor department «Heat power engineering» IOaG Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address Izhevsk, Russian Federation, 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140.. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru

Anna Valerievna Kabakova, Ph.D., Associate Professor department PESaRM, ICD, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address: Izhevsk, Russian Federation 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140. E-mail: sunanniv@mail.ru

Ivanov Kirill Aleksandrovich., Master's Degree student ISiOGC department «LS» ICD Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University"

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Агапитов Д.В., Зверев А.Н., Иванников В.П.
Институт нефти и газа им. М.С. Гудериева

Проблема обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазового оборудования на объектах нефтегазодобывающих предприятий в настоящее время остается чрезвычайно острой и актуальной. При этом одним из важнейших направлений исследования является определение технического состояния электротехнического оборудования на основе применения, современных методов неразрушающего контроля и оценки остаточного ресурса с регламентацией срока их безопасной эксплуатации.

Ключевые слова: неразрушающие технологии контроля, промышленная безопасность, диагностика, электротехническое оборудование нефтегазовой отрасли, заземление, зануление.

SECURITY OPERATING ELECTRICAL EQUIPMENT OIL AND GAS INDUSTRY

Agapitov D.V., Zverev A.N., Ivannikov V.P.
Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

The problem of ensuring the safe operation of oil and gas equipment in the oil and gas industry facilities currently remains extremely acute and urgent. At the same time one of the most important areas of research is to determine the technical condition on the basis of electro-technical equipment, modern methods of Non-destructive control and residual life assessment from regulation of their safe operation.

Keywords: non-destructive inspection technology, industrial safety, diagnostics, electrical equipment oil and gas industry, ground, neutral earthing

Защитное заземление и зануление

Электрический ток, проходя через тело человека, может вызвать тяжёлые травмы, а в ряде случаев и смерть. Степень поражения человека электрическим током определяется силой тока, направлением прохождения тока через тело человека, длительностью прохождения тока, частотой тока. Считается, что прохождение через тело человека тока силой 0,1 А может привести к смертельному исходу. Наиболее опасные поражения человека возникают при прохождении тока через его сердце и мозг. Электрический ток частотой 50 Гц по степени воздействия на организм человека является наиболее опасным в связи с его массовым применением.

Воздействие электрического тока на организм человека определяется величиной напряжения, приложенного к телу человека, и величиной сопротивления тела человека. Величина сопротивления тела человека зависит от состояния поверхности кожи в месте соприкосновения, общего состояния организма человека и может изменяться от десятков, сотен до нескольких десятков тысяч Ом в зависимости от состояния здоровья человека и внешних условий.

Условия безопасности при работе с электротехническими установками зависят от ряда факторов: влажность и температура в помещениях, наличие или отсутствие в них металлических конструкций, растворов кислот и щелочей, и т.п. По состоянию окружающей среды, в отношении опасности поражения людей электрическим током, производственные и бытовые помещения делятся на три категории: без повышенной опасности, с повышенной опасностью и особо опасные. Значение безопасного напряжения в значительной степени определяется категорией окружающей среды.

Условия производства работ в действующих электроустановках, необходимые организационные и технические мероприятия для обеспечения безопасности строго регламентированы «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», должностными инструкциями.

К организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность производства работ, относятся: оформление работ нарядом, допуск к работам в электроустановке, надзор во время работ и оформление окончания работ.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность производства работ, включают в себя: отключение напряжения, установка ограждений и вывешивание плакатов, проверка отсутствия напряжения, установка переносного защитного заземления, а при наличии у разъединителей заземляющих ножей – их включение.

Электротехнический персонал для предохранения от поражения электрическим током снабжается защитными средствами.

К защитным средствам относятся: переносные указатели напряжения, токоизмерительные клещи, переносные временные защитные заземления, переносные ограждения, плакаты. В число защитных средств также входят диэлектрические перчатки, рукавицы, боты, галоши, изоляционные подставки, резиновые коврики, штанги, клещи, инструмент с изолированными рукоятками. Защитные средства проходят периодические испытания. Сроки проведения испытаний защитных средств регламентируются «Правилами устройства электроустановок» [1].

Проводники электрического тока, посредством которых осуществляется передача электрической энергии от электрических станций на предприятия нефтяной отрасли, выполняются, как правило, без нанесения на них изоля-

ции, т.е. являются голыми. Распределение электрической энергии на территориях нефтяных предприятий выполняется с использованием силовых кабелей, голых и изолированных проводов.

Защитное заземление и зануление предназначены для того, чтобы снизить до безопасного значения величину тока, проходящего через тело человека, если человек окажется под напряжением.

Электрические сети нефтепромыслов включают в себя понижающие и повышающие трёхфазные трансформаторы, а также воздушные и кабельные линии различного напряжения.

При соединении обмоток фаз трансформаторов по схеме «звезда» точку, в которой соединяются концы обмоток фаз, принято называть нейтральной точкой или просто нейтралью трансформатора.

Воздушные и кабельные линии в зависимости от величины напряжения трансформатора, к которому они подключены, выполняются с использованием трёх или четырёх проводов.

В первом варианте три линейных провода подключаются к началам трёх фаз обмоток трансформаторов. Нейтральная точка трансформатора при этом располагается внутри трансформатора и изолируется. Электрическая связь нейтрали трансформатора с землёй отсутствует, т.е. нейтраль трансформатора изолирована от земли.

В нормальных условиях работы провод, из которого выполнена трёхфазная обмотка двигателя, надёжно изолирован с помощью изоляции от металлического корпуса электродвигателя и соприкосновение человека с производственным механизмом не представляет никакой опасности.

Причина возникновения опасности для человека в трёхпроводных электрических системах с изолированной нейтральной точкой заключается в следующем. В случае пробоя изоляции провод обмотки электродвигателя соединяется непосредственно с корпусом механизма и человек, коснувшись механизма, оказывается соединённым с одним из проводов электрической сети через паразитную емкость, образуемую фазным проводом с полом или землёй. В результате человек оказывается под напряжением частотой 50 Гц. От величины тока, проходящего по телу, будет зависеть сила его воздействия на организм человека.

Для устранения опасности поражения человека электрическим током производственный механизм должен быть надёжно соединен с землёй, т.е. заземлён. В простейшем случае заземление представляет собой стальной лист, уложенный в землю и имеющий хороший контакт с землёй, с одной стороны, и с производственным механизмом, с помощью заземляющего проводника, с другой. Тогда, тело человека и заземлитель с заземляющим проводником оказываются включёнными параллельно. Поскольку общее сопротивление заземлителя и заземляющего проводника во много раз меньше со-

противления тела человека, то при нарушении изоляции провода обмотки двигателя через тело человека будет проходить ток, величина которого будет безопасной для здоровья человека.

Четырёхпроводная линия, помимо трёхлинейных проводов, которые подключаются к началам обмоток фаз трансформатора, содержит четвёртый провод, который подключается к нейтральной точке трансформатора и называется нейтральным (нулевым) проводом. Для удобства подключения нейтрального провода к нейтрали трансформатора нейтральная точка трансформатора выводится на крышку бака через проходной изолятор. Нейтраль трансформатора и присоединённый к ней нейтральный провод в данном случае непосредственно соединяются с землёй или, как принято говорить, глухо заземляются.

Электрические сети нефтепромыслов напряжением 6, 10, 20, 35 кВ работают с изолированной нейтралью. Электрические сети напряжением 110 кВ и 0,4/0,23 кВ относятся к сетям с глухо заземлённой нейтральной точкой. Напряжения 6 и 10 кВ необходимы для работы асинхронных и синхронных двигателей большой мощности (400 кВт и выше). На напряжении 0,4 кВ осуществляется работа асинхронных электродвигателей мощностью до 315 кВт, а также работа сварочных и преобразовательных агрегатов. Напряжение 0,23 кВ используется для осуществления работы осветительных и нагревательных приборов, инструмента с электрическим приводом, устройств автоматики и контроля и т.п.

В четырёхпроводной системе трёхфазного тока нейтральная точка трансформатора, следовательно, и подключённый к ней нулевой провод надёжно заземляются, а корпуса электрооборудования присоединяются к нулевому проводу, т.е. производится их зануление. Пробой изоляции провода на корпус электрооборудования в этом случае приводит к короткому замыканию, протеканию значительных по величине токов короткого замыкания, срабатыванию защиты и отключению поврежденного электрооборудования.

Например, типовое заземляющее устройство блочной кустовой насосной станции изображено на рис. 1. Заземляющее устройство состоит из труб 1, забитых в землю, стальной полосы 2, соединяющей трубы между собой и с контуром заземления. Контур заземления выполняется из стальных полос 3 сечением не менее 48 мм². Полосы прокладываются по стенам или в кабельных каналах. Соединения труб, контура заземления и стальной полосы выполняются посредством сварки. К заземляющему контуру с помощью заземляющих проводников сечением не менее 24 мм² присоединяются металлические части электрооборудования, например корпуса электрических двигателей.

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» [1] заземлению (занулению) подлежат:

– корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников;

- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов;
- металлические конструкции распределительных устройств;
- металлические кабельные конструкции, металлические кабельные соединительные муфты;
- металлические оболочки и броня силовых и контрольных кабелей;
- металлические оболочки проводов, металлические рукава и трубы электропроводки;
- кожухи и опорные конструкции шинопроводов, лотки, короба, тросы и стальные полосы, на которых укреплены кабели и провода;
- металлические корпуса передвижных и переносных приёмников электрической энергии;
- электрическое оборудование, размещённое на движущихся частях станков, машин и механизмов.

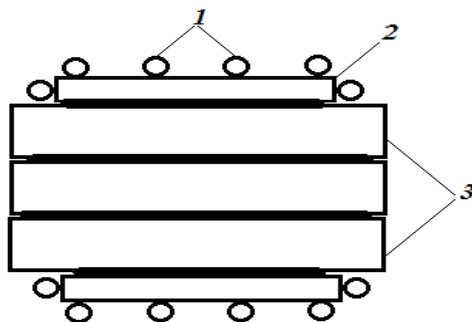


Рис. 1. Заземляющее устройство насосной станции:
1 – труба; 2 – стальная полоса; 3 – контур заземления

Коммутационная аппаратура

Предназначена для включения и отключения электрических цепей в различных режимах их работы. Коммутационные аппараты часто называют просто выключателями. Тип, исполнение и габариты коммутационных аппаратов определяются родом тока (постоянный ток, однофазный синусоидальный ток, трёхфазный синусоидальный ток), величиной напряжения установки, в которой используются аппараты, значением мощности, которую аппараты должны включать и отключать, местом размещения (внутри или снаружи помещений).

В электрических установках напряжением выше 1000 В, которые относятся к электрическим установкам высокого напряжения, широкое применение получили вакуумные, масляные, воздушные выключатели, выключатели

нагрузки, отделители, короткозамыкатели, разъединители, высоковольтные вакуумные контакторы.

В электроустановках напряжением до 1000 В, являющимися электроустановками низкого напряжения, коммутация электрических цепей осуществляется автоматическими выключателями, контакторами, магнитными пускателями, рубильниками, контроллерами.

Защитные аппараты (автоматические выключатели, плавкие предохранители, тепловые реле, реле максимального тока, реле минимального напряжения, газовые реле, разрядники и т.д.) осуществляют прямой или косвенный контроль значений параметров элементов электрических цепей и воздействуют на сигнализацию или отключение при отклонении параметров от установленных допустимых величин. Так, например, автоматические выключатели отключают защищаемый элемент от источника питания, если ток, проходящий по элементу, становится больше номинального (паспортного) значения. Реле минимального напряжения реагируют на уменьшение напряжения на защищаемых элементах ниже допустимого значения.

Газовые реле срабатывают при прохождении через них газов, которые образуются в результате разложения масла, содержащегося в баках трансформаторов, при возникновении неисправностей обмоток трансформаторов. Типы аппаратов защит, схемные решения, элементная база, используемая при их выполнении, определяются ответственностью данного элемента в системе электроснабжения нефтяного предприятия. Например, для защиты силовых трансформаторов главных понижающих подстанций нефтяных предприятий одновременно применяются следующие виды защит: максимальная токовая с выдержкой времени, максимальная токовая без выдержки времени (токовая отсечка), дифференциальная, газовая.

Электроизмерительная аппаратура позволяет осуществлять визуальное наблюдение за основными параметрами электрооборудования электрических установок, что необходимо для обеспечения его правильной эксплуатации. На производственных участках предприятий нефтяной отрасли для наблюдения за загрузкой технологического оборудования широко применяются амперметры, включённые в цепи вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока. Для контроля величины напряжения используются вольтметры, включённые в цепи вторичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения. Учёт потребления активной и реактивной энергии нефтегазовыми предприятиями и их производственными участками производится счётчиками активной и реактивной энергии, обмотки тока и напряжения которых включены соответственно через измерительные трансформаторы тока и напряжения. Информация о частоте питающего напряжения поступает от частотомеров, установленных на щитах управления главных понижающих подстанций и т.д.

Распределительные устройства электрических станций, их назначение и конструктивное выполнение

Электрическая энергия, выработанная синхронными генераторами, передается посредством шин (неизолированные проводники прямоугольной формы большого сечения) или кабелей в распределительное устройство (РУ) электрической станции.

Распределительное устройство предназначено для приема электрической энергии, выработанной генераторами, и последующего ее распределения между потребителями самой электрической станции (собственные нужды электростанции) и внешними пунктами приема электрической энергии.

Распределительное устройство электрической станции конструктивно представляет собой закрытое помещение, в котором устанавливаются металлические шкафы (ячейки) с размещенным в них высоковольтным электрооборудованием (шины, опорные и проходные изоляторы, шинные и линейные разъединители, выключатели мощности, выключатели нагрузки, измерительные трансформаторы тока и напряжения, предохранители, разрядники). На лицевой стороне ячеек закрепляются приводы – органы управления выключателями мощности и нагрузки, шинными и линейными разъединителями, а также электроизмерительные приборы. Ячейки в РУ устанавливаются в один ряд вплотную к стене или с проходом по отношению к стене шириной в 1 м. Возможно также двухрядное размещение ячеек. Ширина прохода между рядами в данном варианте РУ составляет 1,2 м.

Целью настоящей работы является исследование условий безопасной эксплуатации электротехнического оборудования нефтегазовой отрасли на основе ранжирования вероятных отказов оборудования по вышеперечисленным показателям риска. Достижение поставленной цели возможно только при решении следующих основных задач:

- выявление и анализ неопределенностей, возникающих при статистической оценке риска выхода из строя электротехнических силовых установок, применяемых в НГО;

- исследование и разработка методов оценки текущего состояния электротехнического оборудования нефтегазовой отрасли и показателей риска выхода из строя нефтегазового оборудования в существующих условиях эксплуатации, для оценки опасности на объектах нефтегазодобывающей отрасли;

- разработка рекомендаций в условиях комплексного подхода к обеспечению безопасности электротехнического оборудования нефтегазодобывающих предприятий.

Анализ методов количественной оценки риска, надежности и фактического технического состояния электротехнического оборудования нефтегазовой

отрасли показал, что прогнозирование надежности элементов электротехнического оборудования возможно только с учетом временной зависимости вероятности отказов отдельных узлов электротехнического оборудования НГО опираясь на метод Монте-Карло и распределение Вейбулла – Гнеденко [2].

В частности, для оценки технического состояния насосно-компрессорного оборудования предлагается использовать спектральный метод, учитывающий взаимосвязи параметров высших гармонических составляющих токов и напряжений, генерируемых двигателями электропривода, с режимами работы и характером повреждений. Для определения уровня поврежденности используется интегральный диагностический параметр поврежденности D_{Σ} , предложенный авторами работы [1].

Список литературы

1. Юмагузин У.Ф., Баширов М.Г. Повышение безопасности эксплуатации оборудования нефтегазовой отрасли. // Ж. Современные проблемы науки и образования. Выпуск № 1. 2014 г.
2. Половко А.М., Гуров С.В. Основы теории надёжности // -СПб.: БХВ-Петербург, 2006. - 704с.

Валерий Павлович Иванников В.П., д.т.н., профессор каф. «Теплоэнергетика» ИНиГ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru.

Дмитрий Владимирович Агапитов, студент магистратуры ПБВНГК, каф. «БЖД» ИГЗ УдГУ.

Алексей Николаевич Зверев, студент магистратуры ПБВНГК, каф. «БЖД» ИГЗ УдГУ.

Valery Pavlovich Ivannikov, Doctor of Science, Professor department «Heat power engineering» IOaG Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address Izhevsk, Russian Federation, 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140.. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru

Dmitriy Vladimirovich Agapitov, Master's Degree student ISiOGC department «LS» ICD Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University"

Aleksey Nikolaevich Zverev, Master's Degree student ISiOGC department «LS» ICD Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University"

ВОЗДЕЙСТВИЕ НЕФТЯНОГО ПРОМЫСЛА НА СТЕПНОГО СУРКА В УДМУРТИИ

Загуменов М.Н.

Удмуртский государственный университет

Степной сурок (*Marmota bobak*) – крупный грызун семейства Беличьих. С 1986 г. ведутся работы по интродукции этого вида в Удмуртию с целью обогащения охотничье-промысловой фауны республики. В настоящее время зверьки встречаются в Каракулинском, Сарапульском и Киясовском р-нах республики. На Юго-Востоке Удмуртии расположен ряд нефтяных месторождений. Целью данной работы является оценка возможного влияния разработки нефтяных месторождений на местную популяцию степного сурка. Из 22 известных поселений сурка в Удмуртии 9 расположены на территории разрабатываемых нефтяных месторождений. Сурки из 6 поселений находятся в непосредственной близости от нефтедобывающих сооружений. Животные, в основном, избегают близкого соседства с техническими сооружениями. Воздействие нефтяного промысла на географическую популяцию сурков в Удмуртии оценивается нами как умеренно негативное.

Ключевые слова: степной сурок, воздействие на окружающую среду нефтяного промысла.

THE INFLUENCE OF OIL INDUSTRY ON STEPPE MARMOT IN UDMURTIA

M.N. Zagumenov

Udmurt State University

The steppe marmot or bobak (*Marmota bobak*) is a big rodent of Squirrels family. The introduction of this species in Udmurtia have been in progress since 1986. Bobaks were introduced to enrich hunting fauna of the republic. Nowadays this animals can be seen in Karakulinskii, Sarapulskii and Kiyasovskii districts. In the South-East Udmurtia take place a number of oil fields. The purpose of this article is to assess the possible impact of oil field development on local populations of the steppe marmot. From 22 marmot's settlements in Udmurtia 9 is located on the territory of the developed oil fields. Marmots from 6 settlements are located in the vicinity of oil-producing facilities. Animals try to avoid proximity with technical facilities. We estimate the impact of oil industry on the local population of marmots in Udmurtia as moderately negative.

Keywords: steppe marmot, the environmental impact of oil field.

Степной сурок, или байбак (*Marmota bobak*) – крупный грызун семейства беличьих. С 1986 г. ведутся работы по интродукции этого вида в Удмуртию с целью обогащения охотничье-промысловой фауны республики. Всего в 1986-1989 и 2001-2003 гг. в овражно-балочных сетях Каракулинского и Сарапульского районов было выпущено 590 зверьков [1,2]. В настоящее время наблюдается процесс активного расселения зверьков из мест выпуска. Зверьки самостоятельно проникли в Киясовский район Удмуртии и Агрызский р-н Республики Татарстан. В 2015 г. было обследовано 22 поселения (поселение - совокупность функционально взаимосвязанных группировок семей байбака [3]) сурков в Республике. Общая численность вида на территории Удмуртии оценивается в 500-600 особей.

На территории Сарапульского и Каракулинского р-нов расположен ряд месторождений нефти. Согласно оценке А.А. Артемьевой [4], указанные районы характеризуются высокой и очень высокой интенсивностью нефтедобычи соответственно. Разработка нефтяных месторождений, с экологической точки зрения, является антропогенным воздействием на окружающую среду. Присутствие в природе людей и их сооружений беспокоит животных. Можно выделить акустические (шум, исходящий от работающих станков-качалок, автомобилей и другой техники), оптические (присутствие людей и движение техники) и ольфакторные (запах нефти и химикатов, используемых при её добыче) факторы беспокойства. Целью данной работы является оценка возможного влияния разработки нефтяных месторождений на географическую популяцию степного сурка.

Материалы для данного исследования были собраны в ходе работ по изучению степного сурка в 2008-2015 гг. Совместно с учётом численности и изучением прочих экологических особенностей фиксировалась и антропогенное воздействие на сурков, в том числе, влияние разработки нефтяных месторождений.

Для выявления поселений сурков, подверженных воздействию нефтепромысла, на карту нефтяных месторождений Удмуртии, любезно предоставленную Институтом прикладной экологии ИЕН УдГУ, мы нанесли известные поселения степного сурка в республике (рис. 1).

Список поселений сурков, испытывающих воздействие разработки нефтяных месторождений представлен в таблице 1.

Как следует из таблицы 1., разработка всех нефтяных месторождений, кроме Быргындинского, была начата до появления на окрестной территории байбаков. Из перечисленных поселений только Соколовское имеет искусственное происхождение, остальные образовались в ходе естественного внутриреспубликанского расселения зверьков. Таким образом, разработка месторождений не отпугнула расселяющихся животных.

В непосредственной близости от нефтяных кустов (в пределах прямой видимости) расположены Соколовское, Мазунинское, Тарасовское, Галановское поселения а так же Бисарская и Калмашинская изолированные семьи (пространственные группировки, состоящие из одной семьи байбаков). Влияние нефтедобычи на эти пространственные группировки мы рассмотрели подробнее.

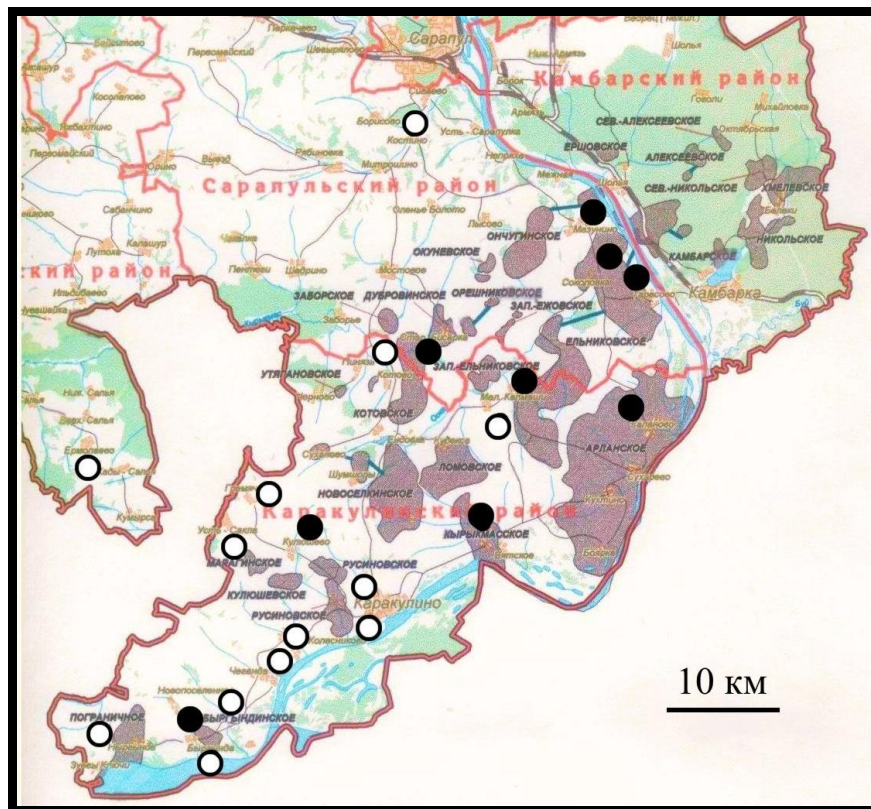


Рисунок 1. Карта нефтяных месторождений Юго-Востока Удмуртии.

Отмечены поселения сурков:

- – поселение байбака;
- – поселение байбака на территории месторождения нефти

Соколовское поселение образовано в 2001-2003 гг. в ходе работ по интродукции степного сурка в Удмуртию. В этот период зверьков, завезённых

из Воронежской и Ульяновской областей, а так же отловленных в поселениях Каракулинского р-на УР, выпускали в овражно-балочной системе в 2 км к Востоку от д. Соколовка Сарапульского р-на. Всего было выпущено 118 особей [5]. В настоящее время данное поселение является одним из самых крупных в Республике, в 2015 г. здесь было учтено 26 семей байбаков. Общая численность зверьков оценивается нами в 100-130 особей. Из данного поселения зверьки активно расселяются, занимая овражно-балочные сети Сарапульского и Севера Каракулинского районов.

Таблица 1. Список поселений сурков, находящихся на территории нефтяных месторождений

Поселение	Год образования	Число семей байбака в 2015 г.	Месторождение	Год начала разработки
Соколовское	2001	26	Ельниковское	1977 [4]
Тарасовское	2013	2	Ельниковское	1977
Калмашинское	2013	1	Ельниковское	1977
Мазунинское	2009	3	Ельниковское	1977
Бисарское	2012	1	Котовское	1991 [4]
Галановское	2014	2	Арланское	1973 [4]
Вятское	2013	4	Кырыкмасское	1985 [4]
Новопоселенское	1997	32	Быргындинское	2001 [4]
Кулюшевское	1998	18	Русиновское	1992 [4]

Нефтедобывающие сооружения примыкают к балочной сети, заселённой сурками, с Севера, Запада и Юга. Ближайшие скважины находятся в 70-100 м. от нор байбака. 70 м – это наименьшее зафиксированное нами расстояние между постоянной обитаемой норой сурка и нефтедобывающими сооружениями. Временные норы и покопки сурков отмечались в земляном отвале на границе площадки скважины. В 700 м. от поселения расположено нефтехранилище. По причине близкого соседства сурков и технических сооружений в поселении отмечен ряд фактов, позволяющих оценить влияние нефтедобычи на животных.

В 2009 и 2012 гг. на склонах оврагов в Соколовском поселении мы наблюдали следы нефти. Во втором случае нефтяные пятна располагались в непосредственной близости от одной из семей сурков. Кроме того, в поселении отмечался запах сероводорода, характерный для воды, выходящей из нефтеносного пласта.

В Соколовском поселении в 2011 г. мы провели химический анализ почвенных проб на содержание тяжелых металлов Zn, Cu и Ni. Статистически

значимые слабая ($r = -0,49$) и умеренная ($r = -0,54$) отрицательная связи содержания Cu и Ni в почве с расстоянием от нефтедобывающих сооружений может говорить о кустах нефтедобычи как источниках загрязнения этими тяжелыми металлами [6].

Мазунинское, Тарасовское и Галановское поселения образовались в период 2009-2013 гг. в ходе естественного внутривнутриреспубликанского расселения сурков. В настоящее время эти пространственные группировки состоят из 2-3 семей. Признаков сильного антропогенного воздействия, связанного с темой работы, в данных поселениях обнаружено не было.

В Калмашинской семье весной 2014 г. мы наблюдали сурка, вырвавшего нору рядом с колодезем газоснабжения. Зверек использовал крышку колодца в качестве наблюдательного пункта, вентили труб были засыпаны землёй и подстилкой из травы. Из устных сообщений известно о браконьерской добыче в 2014 г. степных сурков в изолированной семье близ д. Старая Бисарка.

Таким образом, влияние нефтяного промысла в Удмуртии на степного сурка можно оценить как умеренно негативное. Зверьки, в основном, избегают близкого соседства с техническими сооружениями. Следует отметить, что сурки заселяют не плакорные участки, а различные неудобья – склоны оврагов и балок; кусты нефтедобычи, напротив, расположены на ровных участках, обычно на некотором удалении от балочной сети. Таким образом, биотопические предпочтения сурков и места размещения нефтедобывающих сооружений разобщены в пространстве, что снижает антропогенное влияние на зверьков. Присутствие людей на нефтяных месторождениях, резкий запах и шум, возможно, отпугивает некоторых хищников (лисы, пернатые хищники), однако, на бродячих собак влияния не оказывает. Эти животные не испытывают страха перед человеком и его сооружениями.

Список литературы

1. Капитонов В.И., Украинцева С.П. История акклиматизации и современное состояние поселений байбака в Удмуртии // Сурки Голарктики как фактор биоразнообразия: тез. докл. III Междунар. конф. по суркам. М., 1997. С. 54.
2. Загуменов М.Н. Современное распространение степного сурка в Удмуртии через 30 лет после интродукции // Вестн. Удм. ун-та. Сер. Биология. Науки о Земле. 2015. № 3. С. 41-50.
3. Машкин В.И. Европейский байбак: экология, сохранение и использование. Киров: Киров. обл. типография, 1997. 160 с.
4. Артемьева А.А. Территориальный анализ нефтедобычи в удмуртской республике // Вестн. Удм. ун-та. Сер. Биология. Науки о Земле. 2008. № 1. С. 105-114.

5. Загуменов М.Н. История расселения и особенности современного распространения степного сурка (*Marmota bobak* Müll, 1776) в Удмуртской Республике // Вестн. Удм. ун-та. Сер. Биология. Науки о Земле. 2014. № 1. С. 85-92.
6. Загуменов М.Н., Алтынцев А.В. Содержание тяжелых металлов в почве и надземных частях люцерны серповидной (*Medicago falcata*) с территории Соколовского поселения степного сурка (*Marmota bobak*) в Удмуртии // Сурки Евразии: экология и практическое значение: материалы XI Междунар. совещ. по суркам специалистов стран бывш. Советского Союза. М., 2015. С. 54-58.

Загуменов Михаил Николаевич,
аспирант
кафедры экологии животных
ФГБОУ ВПО «Удмуртский гос-
ударственный университет»
426034, Россия, г. Ижевск, ул.
Университетская, 1 (корп.1)
E-mail: micheyzag@mail.ru

Zagumenov M.N., postgraduate student
Udmurt State University
Universitetskaya st., 1/1, Izhevsk, Rus-
sia, 426034
E-mail: micheyzag@mail.ru

РАЗВИТИЕ НЕРАЗРУШАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОСНОВЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Иванников В.П., Кабакова А.В., Чайкина А.Ю.

Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева

Высокое давление в трубопроводе, состояние изоляции и воздействие внешних условий могут способствовать возникновению и развитию дефектов трубопровода и привести к аварии. Анализ имеющихся данных показывает, что только дистанционный неразрушающий контроль и непрерывный циклический ситуационный анализ, позволяют существенно снизить вероятность возникновения непредвиденных чрезвычайных происшествий. Практика показывает, что аварии и катастрофы, происходящие при разрушении элементов конструкций объектов, почти всегда связаны с наличием в них дефектов.

Что касается стресс-коррозии, или растрескивания металла под напряжением, то до сих пор нет однозначного ответа о причине появления стресс-коррозии, которая ведёт к появлению микротрещин, развитию магистральной трещины в металле и, в конечном итоге, к разрыву трубы. Как показано в исследованиях [1], электрохимзащиты от стресс-коррозии не защищает. Особую важность, в этой связи, приобретает задача дистанционного контроля состояния трубопроводов, с целью выявления таких опасных дефектов, возникающих в процессе длительной эксплуатации трубы.

Ультразвуковые методы контроля твердости, плотности, жесткости, структурных характеристик материалов и изделий в последние годы получили широкое распространение в различных областях техники. Использование методов комплексной рентгено-акустической и УЗ структуроскопии трубопроводов существенно повышает надежность и эффективность контроля состояния трубопроводов, способствует развитию методов дистанционного контроля, обеспечивает экспрессность контроля, способствует безопасной транспортировке нефти и газа.

В этой связи, в наших исследованиях проведен анализ методов, средств и систем рентгено-акустической структуроскопии применительно к неразрушающему контролю газотранспортных трубопроводов.

Показано, что надежный контроль газотранспортных трубопроводов, с точки зрения обнаружения межкристаллитной коррозии, возможен только при сочетании визуального, радиационного контроля и акустической структуроскопии.

Ключевые слова: неразрушающие технологии контроля, промышленная безопасность, магистральные газопроводы, ультразвуковая и радиационная диагностика.

DEVELOPMENT OF NON-DESTRUCTIVE TECHNOLOGIES FOR INDUSTRIAL SECURITY BASED ON ULTRASOUND DIAGNOSTICS GAS PIPELINE

Ivannikov V.P., Kabakova A.V., Chaykina A.Yu.
Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

High pressure in the pipeline, the state of isolation and the impact of external conditions may contribute to the emergence and development of pipeline defects and cause an accident. Analysis of available data shows that only non-destructive testing and remote continuous cyclical situation analysis, can significantly reduce the likelihood of unforeseen emergencies. Practice shows that accidents and disasters occurring in the destruction of elements of designs of objects, almost always linked to the presence of defects. Ultrasonic methods control of hardness, density, stiffness, structural characteristics of the materials and products in recent years, widely used in various fields of technology. The use methods of the integrated X-ray and ultrasound acoustic structuroscopy piping greatly increases the reliability and efficiency of the state control of pipelines, contributes to the development of remote control methods, provide express control, it contributes to the safe transport of oil and gas.

Keywords: non-destructive inspection technology, industrial safety, gas pipelines, ultrasound and radiation diagnostics

Магистральные трубопроводы предназначены для транспортировки продукта (газ, нефть, вода) от места добычи к месту переработки. Отличительная особенность магистральных газопроводов – большая протяженность, постоянный по всей длине диаметр, обычно превышающий 500 мм (за исключением коротких переходных участков), и высокое давление в трубопроводе (до 100 атмосфер).

Существенным фактором транспортировки газа, является безопасность транспортировки, поскольку высокое давление в трубопроводе, состояние изоляции и воздействие внешних условий могут способствовать возникновению и развитию дефектов трубопровода и привести к аварии. В этой связи разработаны и применяются на практике целый ряд государственных, отраслевых стандартов и инструкций по неразрушающим методам контроля и оценке дефектов труб и соединительных деталей трубопроводов (СДТ) при ремонте и диагностировании объектов магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм с избыточным давлением газа свыше 1,2 МПа (12 кгс/см²) до 10 МПа (100 кгс/см²) включительно). В этой связи разработаны и применяются на практике целый ряд государственных, отраслевых стандартов и инструкций по неразрушающим методам контроля и оценке дефектов труб и

соединительных деталей трубопроводов (СДТ) при ремонте и диагностировании объектов магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм с избыточным давлением газа свыше 1,2 МПа (12 кгс/см²) до 10 МПа (100 кгс/см²) включительно).

Вместе с тем, проводя анализ имеющихся данных о наиболее вероятных причинах аварийных ситуаций, связанных с транспортировкой нефти и газа, в результате экстремальных воздействий, старения, ошибок персонала необходимо отметить, что, для того, чтобы избавиться от печальной российской практики «экстренного латания дыр» по следам непредвиденных чрезвычайных происшествий, по нашему мнению, главным, в подходе к решению указанных проблем ПБ, являются: профилактика, квалифицированный технологический менеджмент, дистанционный неразрушающий контроль и непрерывный циклический ситуационный анализ [1].

В частности, при обследовании магистральных газопроводов осуществляется целый комплекс работ по техническому диагностированию, обеспечивающий определение размеров труб и СДТ, выявление дефектов, определение их типа, геометрических размеров и координат, а также выдачу рекомендаций по оценке качества и ремонту труб, СДТ и сварных соединений. Обследование выполняют преимущественно с использованием сканеров-дефектоскопов, но допускается обследование и без применения специальной техники [2,3,4,5].

Главная трудность надежного обеспечения неразрушающего контроля МТ состоит в том, что почти весь, и к тому же огромный, объем информации получается косвенным путем. Чтобы сделать по полученной о дефектах информации правильные выводы и принять необходимые решения, нужны определенные опыт и тренировка, даже при широком использовании компьютерного обеспечения, не говоря уже о недостатках и сложности организации визуального контроля.

Почти все используемые в настоящее время системы НК обладают некоторыми общими характеристиками:

Во-первых, объекты, подлежащие контролю различными методами, дефекты в их и причины их возникновения часто одни и те же. Дефекты, выявляемые одним методом, могут служить основой для получения априорных сведений, необходимых для их интерпретации другими методами.

Во-вторых, информационные модели дефектов, регистрируемые многими методами НК, анализируются и интерпретируются визуально. В связи с этим почти любой метод НК может считаться визуальным, в частности, на стадиях выявления и интерпретации. У некоторых методов НК связь с чисто визуальным методом еще более прямая.

Выявление и распознавание дефектов происходит, как правило, в условиях различных мешающих факторов (вуаль, возникающая на рентгеновском

снимке, вызванная рассеянным излучением; вуаль, вызванная осаждениями магнитного порошка на шероховатой поверхности, создающей локальные магнитные поля и т.п.). В этой связи, критерии видимости дефектов оговариваются, для магнитопорошкового и капиллярного методов и некоторых методов течейскания, специально.

Вместе с этим, строго контролируются для обеспечения надежности и точности, как визуального контроля, так и других методов НК, уровни освещенности индикаций, размеры частиц - дефектоскопических материалов, углы зрения, чувствительность к свету и многие другие факторы, относящиеся и к зрению дефектоскописта.

Основа НК - зрение, поэтому визуальный контроль прямо или косвенно связан со всеми методами НК.

При визуальном и измерительном контроле трубопровода эффективно выявляются коррозионные дефекты, вмятины, гофры, дефекты сборки (смещение кромок), а также другие видимые производственно-технологические и эксплуатационные дефекты. Как при статическом, так и при переменном нагружении металла особую опасность вызывает такой дефект, как коррозионное поражение. Причины локальной коррозии металлов разнообразны: различия в составе зерна в объеме и на границе, концентрация механических напряжений, микровключения, разная природа контактирующих металлов, диффузионная неравноступность участков поверхности и т.п. Наиболее опасные виды местной коррозии – межкристаллитная, которая, не разрушая зерен металла, продвигается вглубь по их менее стойким границам, и транскристаллитная, рассекающая металл трещиной прямо через зерна. Почти не оставляя видимых следов на поверхности, эти поражения могут приводить к полной потере прочности и разрушению детали или конструкции.

При обследовании магистральных газопроводов осуществляется целый комплекс работ по техническому диагностированию, обеспечивающий определение размеров труб и СДТ, выявление дефектов, определение их типа, геометрических размеров и координат, а также выдачу рекомендаций по оценке качества и ремонту труб, СДТ и сварных соединений. Обследование выполняют преимущественно с использованием сканеров-дефектоскопов, но допускается обследование и без применения специальной техники. Главная трудность надежного обеспечения неразрушающего контроля МГ состоит в том, что почти весь, и к тому же огромный, объем информации получается косвенным путем.

Практика показывает, что аварии и катастрофы, происходящие при разрушении элементов конструкций объектов, почти всегда связаны с наличием в них дефектов. В материалах совещания Совета руководителей и пресс-конференции генерального директора ООО «Тюментрансгаз» отмечается, что, несмотря на всю масштабную, очень трудоемкую и дорогостоящую ра-

боту по выявлению и устранению дефектов по результатам, в том числе, внутритрубной диагностики газопроводов, которая проводится в «Тюмен-трансгазе» системно с применением современных снарядов-дефектоскопов, аварийные разрушения все еще имеют место.

Что касается стресс-коррозии, или растрескивания металла под напряжением, то до сих пор нет однозначного ответа о причине появления стресс-коррозии, есть только разные гипотезы. Считается, что сначала образуется сетка микротрещин, которые, постепенно увеличиваясь в длину и в глубину, образуют магистральную трещину, что в итоге ведет к разрыву. А система электрохимзащиты, которая везде работает, создавая положительный потенциал на теле трубы, от стресс-коррозии не защищает.

Определенную ясность в объяснение механизма стресс-коррозии внесли исследования уфимских ученых (Исмагилова И.Г., Асадуллина М.З., Гарриса Н.А., Аскарлова Р.М. и других) [6,7,8]. В своих работах по исследованию активизации коррозионных процессов на магистральных газопроводах большого диаметра при импульсном изменении температуры они показали, что:

1. На нефтепроводах, в том числе и на «горячих», где жидкая среда движется со значительно меньшими скоростями, стресс-коррозия практически не наблюдается, поэтому проблема по стресс-коррозии на газопроводах большого диаметра стоит особенно остро. За последние годы 82% от всех аварий произошло по причине наружной стресс-коррозии, причем 65%, из них, газопроводов диаметром 1420 мм.

2. Особенно большое число аварий приходится на «горячие» участки газопроводов (20-30 км после компрессорной станции) по причине более высокой температуры и влажности в местах повреждения изоляции.

3. Коррозионные процессы проявляются разнообразно, но имеют общую электрохимическую природу.

4. Теплогидравлический режим работы магистральных газопроводов при эксплуатации меняется. Сочетание импульсного изменения температуры газа и давления в газопроводе с практически синхронным изменением влажности грунта приводят к суммарному эффекту активизации коррозионных процессов.

5. Наличие сетки несквозных трещин на внешней поверхности трубы свидетельствует о превалирующем влиянии на развитие коррозионного растрескивания именно внешней среды. А под действием внутреннего давления и дополнительных напряжений происходит «вязкий долом» по магистральной трещине.

6. Экспериментально показано, что импульсное температурное воздействие повышает коррозионную активность грунта в 6,9-11,2 раза.

Причины локальной коррозии металлов разнообразны: различия в составе зерна в объеме и на границе, концентрация механических напряжений,

микровключения, разная природа контактирующих металлов, диффузионная неравнодоступность участков поверхности и т.п. Наиболее опасные виды местной коррозии – межкристаллитная, которая, не разрушая зерен металла, продвигается вглубь по их менее стойким границам, и транскристаллитная, рассекающая металл трещиной прямо через зерна. Почти не оставляя видимых следов на поверхности, эти поражения могут приводить к полной потере прочности и разрушению детали или конструкции.

Межкристаллитной коррозии подвержены многие сплавы на основе железа (в том числе ферритные, аустенитные, аустенито-ферритные и др.), имеющие, как правило, неоднородную структуру. Межкристаллитная коррозия – электрохимический процесс, обусловленный тем, что твердый раствор может расслаиваться с образованием по границам зерен фаз, обогащенных каким-либо компонентом материала (так называемые избыточные фазы), а участки, непосредственно прилегающие к границам зерен, оказываются обедненные этим компонентом, (обедненные зоны). Под действием той или иной агрессивной среды происходит избирательное анодное растворение либо самих избыточных фаз, либо соседних с ними обедненных зон.

Анализ случаев выхода из строя нефтехимического оборудования по причине межкристаллитной коррозии показал, что разрушение происходит в сварных швах и по зоне термовлияния. И как показано выше, в газотрубопроводах большого диаметра часто корродирует и основной металл. Коррозийное растрескивание – происходит при одновременном воздействии статических растягивающих напряжений (внешних и внутренних) и коррозионной среды. Подобно хрупкому разрушению, происходит практически без пластической деформации макрообъемов металла. Непременным условием такой коррозии является локализация процесса на наиболее напряженных местах поверхности. Это могут быть трещины в защитных покрытиях, границы зерен, выходы дислокации. В зависимости от особенностей структуры металла и состава коррозионной среды коррозионное растрескивание может быть меж- или транскристаллитным. На рис. 1 приведено изображение участка трубы с развивающимся межкристаллитным поражением поверхности.

В общем процессе развития коррозионной трещины различают стадии: инкубационный период (до появления зародыша); период развития трещины и период хрупкого разрушения. При этом следует различать коррозионное растрескивание под напряжением, и межкристаллитную коррозию, которая происходит в отсутствие напряжения. По количеству и характеру «скопления микротрещин» являются распределенными в ограниченных зонах, например в зонах коррозионного поражения, наружные (поверхностные и подповерхностные). В зависимости от размера дефекты подразделяются на микродефекты и макродефекты. Микродефекты – это, например: микротрещины, микропоры и т.п., различимые при увеличении в более шести раз. Микроде-

фекты, вызванные изменением свойств материала, трудно выявлять и интерпретировать, необходима специальная методика измерений. Однако во время выполнения элементом конструкции заданных функций такие местные микронеоднородности могут играть более важную роль, чем крупные дефекты.

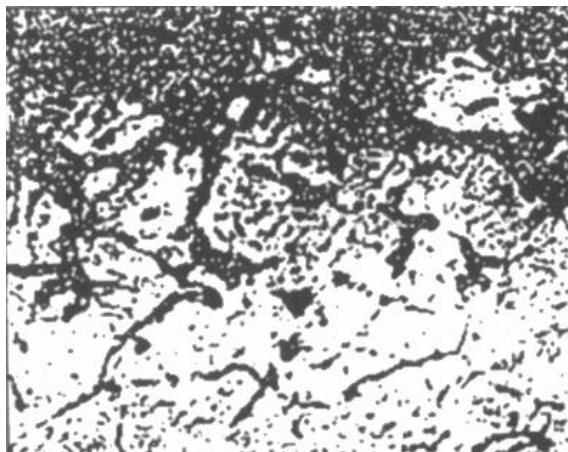


Рис. 1. Микроструктура стали с межкристаллитным поражением

Для получения информации о дефектах, их типах, местоположении по длине труб и о динамике роста коррозионного поражения труб необходимо применение методов неразрушающего контроля. Особую важность приобретает задача дистанционного контроля состояния трубопроводов, и нахождения дефектов. При этом дефект может быть связан как с недостаточным качеством сварного шва, так и с коррозионными явлениями со стороны наружной поверхности трубы, возникающими в процессе ее длительной эксплуатации.

Наибольшее развитие и использование получили ультразвуковой и вихретоковый методы неразрушающего контроля трубопроводов. Однако эти методы не конкурируют между собой, они, скорее, взаимодополняют друг друга. Это объясняется тем, что у методов совершенно разные достоинства и недостатки, и различные причины, ограничивающие область их применения. Ультразвуковой метод позволяет производить измерение величины дефекта с меньшей погрешностью, чем вихретоковый, но это справедливо лишь при отсутствии на поверхности «настенных отложений» и отсутствии сплошного изъязвления поверхности. Первый фактор приводит к исчезновению акустического контакта, второй – к рассеиванию акустического сигнала. В результате такие трубы становятся неконтролепригодными ультразвуковым методом. Кроме того, ультразвуковой метод требует применения контактных жидкостей. Вихретоковый метод, в общем случае, не критичен к настенным

отложениям, однако при увеличении расстояния (зазора) между вихретоковым преобразователем и поверхностью контролируемой трубы уменьшается чувствительность к дефектам и достоверность контроля уменьшается.

В последнее десятилетие появилось много теоретических и экспериментальных работ в области использования ультразвукового излучения для решения разнообразных задач структуроскопии. Он основан на установлении связи свойств (величина зерна, модуль упругости, твердость, текстура, прочность и т. п.) с акустическими характеристиками материалов (скорость распространения и коэффициент затухания упругих волн, характеристический импеданс и т. п.). Рассеяние ультразвуковых колебаний в металлах зависит от размера зерна. Известно, что на рассеяние и поглощение УЗК влияют также тепловые характеристики, гистерезис и структурная неоднородность. Ультразвуковой структурный анализ, акустические методы контроля твердости, плотности, жесткости и других характеристик материалов и изделий в последние годы получили широкое распространение в различных областях техники. Структурные методы оценки свойств материалов и изделий, основанные на измерении скорости, затухания ультразвука, представляют большой научный и практический интерес ввиду возможности значительного сокращения времени контроля.

Для повышения эффективности контроля предлагается комплексный подход, который позволяет существенно повысить экспрессность и надежность дистанционного контроля трубопроводов. Мы рассматриваем комплексный подход, как сочетание визуально-оптических, акустических и рентгенографических методов. При визуально-оптическом контроле выявляют область коррозионного поражения трубопровода, а также другие видимые производственно-технологические и эксплуатационные дефекты. Затем, с помощью акустического контроля уточняется локализация дефекта с последующим подтверждением и классификацией дефекта рентгенографическим методом.

Практически единственным способом надежного обнаружения такого рода дефектов является применение методов комплексной рентгено-акустической структуроскопии, расширение возможностей которой обусловлено её дальнейшим развитием [9].

В этой связи, в наших исследованиях проведен анализ методов, средств и систем рентгено-акустической структуроскопии применительно к неразрушающему контролю газотранспортных трубопроводов. Сформирована концепция реализации технологии НК трубопроводов на основе существующих отраслевых стандартов. Проведена классификация дефектов, уровня их опасности, особенности обнаружения, уровня экологического и материального ущерба. Показано, что надежный контроль газотранспортных трубопроводов, с точки зрения обнаружения межкристаллитной коррозии, возможен только

при сочетании визуального, радиационного контроля и акустической структуроскопии.

Список литературы

1. Проблемы безопасности ТЭК – глазами стратегов и тактиков // ж. Нефть России, Специальный выпуск №1 «Безопасность в нефтегазовом комплексе», декабрь 2009г. – Изд.: ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»
2. Ильина С.Г. Физико-математические модели и информационно-измерительные средства для акустической диагностики и прогнозирования прочности технических объектов. Автореферат диссертации. ИжГТУ. Ижевск. 2002.
3. Зуев В.М., Табакман Р.Л., Удралов Ю.И. Радиографический контроль сварных соединений. С.-Петербург. Энергоатомиздат. 2001. С.145.
4. Ермаков А.В., Клюев З.В., Ковалев Д.А., Шиканов Е.А. Результаты применения рентгенографических кроулеров при дефектоскопии трубопроводного транспорта. / Научная сессия МИФИ- 2003, Сборник научных трудов. Т.7. Ускорительная техника. М., 2003. С.130–131.
5. Жуйков Ю.Ф., Ковалев Д.А., Шиканов Е.А. Особенности контроля трубопроводов с помощью управляемых источников ультразвукового и гамма-излучений. / Научная сессия МИФИ- 2005. Сборник научных трудов. Т.7. Ускорительная техника. М., 2005. С.178–179.
6. Исмагилов И.Г., Асадуллин М.З., Гаррис Н.А., Аскарлов Р.М. Импульсное влияние влажности на скорость коррозии магистральных газопроводов, протекающих по типу КРН. // Наука и техника в газовой промышленности. Научно-технический журнал, 2002, №2. –С.45-47.
7. Асадуллин М.З., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Диагностика коррозионного растрескивания трубопроводов. Из-во «Гилем»: Уфа – 2003. – 99с.
8. Гаррис Н.А., Исмагилов И.Г., Аскарлов Р.М. и др. Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) - синергетическое явление. Прикладная синергетика – II. Труды
9. Ворончихин С.Ю., Кадров А.А., Ковалев Д.А., Шиканов Е.А. Дистанционный контроль систем газового и нефтяного транспорта комплексом рентгено-акустических методов / Научная сессия МИФИ- 2009. Сборник научных трудов. Т.7. Ускорительная техника. М., 2009. С.148–149.

Валерий Павлович Иванников В.П., профессор каф. «Теплоэнергетика» ИНиГ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru.

Анна Валерьевна Кабакова, к.т.н., доцент каф. ЗЧСиУР, ИГЗ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail:

Александра Юрьевна Чайкина, аспирант ИГЗ УдГУ.

Valery Pavlovich Ivannikov, Doctor of Science, Professor department «Heat power engineering» IOaG Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address Izhevsk, Russian Federation, 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru

Anna Valerievna Kabakova, Ph.D., Associate Professor department PESaRM, ICD, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address: Izhevsk, Russian Federation 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140. E-mail: sunanniv@mail.ru

Aleksandra Yurievna Chaykina, postgraduate student ICD Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University". Post address: Izhevsk, Russian Federation, st. Truda, d 72, kv. 28 E-mail: alex_007-07@mail.ru

ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. ПРИНУЖДЕНИЕ К ИННОВАЦИЯМ

Ившина А.С., Кабакова А.В., Иванников В.П.

Институт нефти и газа им. М.С. Гусериева

По оценкам ведущих специалистов НГО РФ, обеспечение достойного уровня промышленной безопасности является актуальной задачей, даже вызовом, стоящим перед российской экономикой. В целом можно выделить несколько причин недостаточно высокого уровня промышленной безопасности в НГО: высокая степень износа основных фондов; ошибки управления; низкие показатели инновационной активности и, как следствие, дефицит современных технологических решений; недостаток квалифицированных кадров. В настоящее время аналитики выделяют более 20 стран с наивысшими показателями инновационной активности, включая США, Японию, Республику Корея и Финляндию. Их объединяют общие показатели этой самой инновационной активности. Именно на эти государства приходится не менее 70% внедрений в массовое производство, включая ТЭК, передовых разработок. Россия не входит в число стран с высокими показателями инновационной активности.

С целью сведения к минимуму неизбежных затрат на обеспечение достойного уровня промышленной безопасности, обновление основных производственных фондов, установку дополнительного оборудования, необходимо изменение организационной структуры управления производством. Повсеместно, и в обязательном порядке, должны действовать специальные службы управления последовательным развитием всех систем производственной безопасности в НГО РФ, поскольку, по данным учёных, оптимальный уровень безопасности определяется совокупным запасом внутренней устойчивости производственных систем, при котором даже наиболее интенсивное из всех вероятных внешних и внутренних дестабилизирующих воздействий не сможет вывести её из состояния надёжно контролируемого равновесия. И, очевидно, особое внимание, наряду с вышеуказанными мерами, должно уделяться обеспечению и стимулированию инновационной активности, информационной безопасности предприятий, что неразрывно связано с внедрением международных стандартов управления качеством в повседневную практику управления ПБ.

Ключевые слова: промышленная безопасность, магистральные и промышленные трубопроводы, управление качеством, инновационная активность, информационная безопасность

FEATURES SECURITY REQUIREMENTS FOR CONTROL OF OPERATIONAL SAFETY FIELD PIPELINES. COMPULSION TO INNOVATIONS.

Kabakova A.V., Ivannikov V.P., Ivhina A.S.
Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

On evaluations to leading experts of the Russian Federation of NGOs, to ensure a decent standard of industrial safety is an important task, even challenge facing the Russian economy. In order to minimize the unavoidable cost of providing a decent level of industrial safety, renewal of fixed production assets, additional hardware installation, you need to change the organizational structure of production management.

Special attention, along with the above-mentioned measures must be taken to ensure and encourage innovative activity, information security companies, which is inextricably linked with the introduction of international quality management standards in the daily safety management practices.

Keywords: industrial safety, magistral and field pipelines, quality management, innovative activity, information security.

– В настоящее время специалисты отмечают 20 стран с наивысшими показателями инновационной активности, включая США, Японию, Республику Корея и Финляндию [1]. Именно на эти государства приходится 70% внедрений передовых разработок в ТЭК. Китай, немало потрудившись, намерен вскоре достичь тех же показателей и войти в число «передовиков» к 2020 г. В России несколько лет назад была модна идея с технопарками, правда, ни один из них «не коснулся» производства современной техники для рассматриваемой отрасли, более того, предприятия НГО являются сферой повышенной промышленной опасности. Нефтяные и газовые скважины, трубопроводы обладают большими потенциальными возможностями для создания катастроф техногенного характера и различных аварий. И, к сожалению, в последние годы число таких аварий в России растёт. По данным Ростехнадзора, в 2008 г. на опасных производственных объектах России зарегистрировано 174 аварии, из них 35 – на объектах газоснабжения, 36 – на объектах нефтегазодобычи и при эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта, 13 – в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. При этом в основном выделяются три основные причины аварий: естественные (износ оборудования), человеческий фактор (низкая квалификация, халатность, преступный умысел) и природные (стихийные бедствия, природно-климатические явления).

Таким образом, по оценкам ведущих специалистов НГО РФ, обеспечение достойного уровня промышленной безопасности является

актуальной задачей, даже вызовом, стоящим перед российской экономикой. Это подтверждают и печально известные августовские события на Саяно-Шушенской ГЭС, и многие другие факты. Отсюда, со всей очевидностью следует, что в контексте обеспечения безопасности акцент надо перенести с ликвидации на предотвращение.

По мнению некоторых ведущих специалистов и аналитиков ТЭК РФ, в контексте обеспечения безопасности акцент надо перенести с ликвидации на предотвращение [1].

В целом можно выделить несколько причин недостаточно высокого уровня промышленной безопасности в НГО: высокая степень износа основных фондов, дефицит современных технологических решений, ошибки управления, недостаток квалифицированных кадров. При этом наиболее глубокой системной проблемой, тормозящей решения всех остальных, является отсутствие эффективной институционально-правовой базы.

Следует отметить также, что по данным [1], практические вопросы обеспечения промышленной безопасности сегодня более эффективно решаются в отдалённом зарубежье, например, в американском ТЭК. В отличие от печальной российской практики экстренного «латания дыр» по следам непредвиденных чрезвычайных происшествий, главным в американском подходе являются профилактика, аудит и квалифицированный технологический менеджмент и, прежде всего, это указывает на необходимость внедрения в российскую практику управления НГО системы обязательных организационных мер, действующую во всех государственных структурах и на предприятиях, в том числе и с частным капиталом.

Как показывает успешный опыт управления ПБ, необходимо применять методы непрерывного циклического ситуационного анализа и, следовательно, организовать мониторинг всех имеющихся данных о наиболее вероятных аварийных ситуациях, вызываемых неполадками в работе технологических систем, ошибками обслуживающего персонала и возможными непосредственными террористическими действиями, а полученные результаты должны использоваться для оценки параметров возникающих при этом рисков по двум направлениям: состав и вероятность ожидаемых угроз на конкретном предприятии, а так же набор дальнейших негативных последствий и связанный с ними материальный ущерб. В рамках первого направления определяется перечень конкретных уязвимостей данного предприятия, требующих соответствующих целевых мероприятий по их снижению и последующей ликвидации. По второму направлению рассчитываются ожидаемая надёжность действий различных внутренних служб предприятий НГО в послеаварийный период, состав и уровень возникающих при этом угроз для жизни и здоровья сотрудников и окружающего населения, а так же риски, связанные с загрязнением, разрушением и по следующим восстановлением окружающей среды.

Такой регулярно повторяющийся цикл обновления, интеграции и переоценки сведений об успешности противодействия террористическим и технологическим угрозам наряду с независимым энергетическим аудитом определяют сроки и содержание регулярной модификации действующих систем производственной безопасности. Имеющиеся организационные структуры управления и планы действий в критических ситуациях должны постоянно обновляться с учётом изменений характера угроз, отрабатываться на обязательных частых практических занятиях с персоналом. Наличие результатов всех этих оценок является обязательным условием льготного коммерческого кредитования и предоставления нефтегазовым компаниям экстренной безвозмездной финансовой помощи на местном и федеральном уровнях.

С целью сведения к минимуму неизбежных затрат на обновление основных производственных фондов, установку дополнительного оборудования и изменение организационной структуры управления производством повсеместно в обязательном порядке должны действовать специальные службы управления последовательным развитием всех систем производственной безопасности в НГО РФ.

По данным американских учёных, оптимальный уровень безопасности определяется совокупным запасом внутренней устойчивости производственных систем, при котором даже наиболее интенсивное из всех вероятных внешних и внутренних дестабилизирующих воздействий не сможет вывести её из состояния надёжно контролируемого равновесия. И, очевидно, большое внимание, наряду с вышеуказанными мерами, должно уделяться обеспечению информационной безопасности предприятий и международным стандартам управления качеством.

Если вести речь о вновь строящихся производствах, то нормы по промышленной безопасности и экологии находятся у нас на мировом уровне, во многом – за счёт использования новейших западных технологий в этой сфере. Что же касается управления персоналом, то, в предыдущие годы, в нашей стране доминировала практика, направленная, прежде всего, на наказание сотрудников, виновных в происшествиях. Работникам не всегда достаточно чётко объясняли причин происшествий, не выявлялись предпосылки, которые привели к инцидентам. Такой подход не создавал у персонала мотивации на улучшение ситуации, не побуждал к инновациям. Необходимо развивать иной подход для решения данной проблемы. Сделать акцент на позитивной мотивации, когда работник поощряется за проявленные инициативы в области охраны труда и промышленной безопасности.

Поскольку причины происшествий заключаются в основном в человеческом факторе, необходимо сделать основной акцент на повышении культуры поведения работника на рабочем месте, на действиях руководителей, что бы они, к примеру, не принимали решений эксплуатировать аварийное оборудо-

вание и личным примером демонстрировали приверженность правилам охраны труда и промышленной безопасности. Например, иметь полный комплект спецодежды и средств спецохраны, находясь на производственном объекте, ликвидировать предпосылки к происшествиям, а не проходить мимо. В этой связи, руководствуясь международными стандартами ИСО 9000, необходимо, для линейных руководителей на предприятиях проводить специальные тренинги, на которых прививать им не только знания и навыки, но и лидерские качества в области охраны труда и промышленной безопасности. Тогда, информация о происшествиях не будет скрываться, будет полной и достоверной, а расследования будут выявлять, прежде всего, истинные причины и предпосылки происшествий, а не преследовать цель наказать «виновных».

Все это приведёт к тому, что будет создана система, когда риски распознаются и ликвидируются на ранних стадиях, происшествия и травмы на производстве не допускаются.

Список литературы

1. Проблемы безопасности ТЭК – глазами стратегов и тактиков. // ж. Нефть России, Специальный выпуск №1 «Безопасность в нефтегазовом комплексе», декабрь 2009г. – Изд.: ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»

Валерий Павлович Иванников В.П., д.т.н., профессор каф. «Теплоэнергетика» ИНИГ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru.

Анна Валерьевна Кабакова, к.т.н., доцент каф. ЗЧСиУР, ИГЗ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail:

Анастасия Сергеевна Ившина, студент магистратуры ПБВНГК, каф. «БЖД» ИГЗ УдГУ.

Anna Valerievna Kabakova, Ph.D., Associate Professor department PESaRM, ICD, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address: Izhevsk, Russian Federation 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140. E-mail: sunanniv@mail.ru

Valery Pavlovich Ivannikov, Doctor of Science, Professor department «Heat power engineering» IOaG Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address Izhevsk, Russian Federation, 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140.. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru

Anastasia Sergeevna Ivhina, Master's Degree student ISiOGC department «LS» ICD Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University"

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ РОБОКОПТЕРНОГО
МОНИТОРИНГА НА ОСНОВЕ РАДИОЛОКАЦИИ ДЛЯ ПОИСКА
НЕКОНТРОЛИРУЕМЫХ УТЕЧЕК ГАЗА И РОЗЛИВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ**

Кабаков Е.А., Симаков И.П., Иванников В.П., Кабакова А.В.

Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева

В наших работах показано, что при решении задач обработки изображений, полученных с помощью аэрофотомониторинга, можно эффективно использовать методы фрактальной математики, что позволит на практике осуществлять эффективный робокотерный мониторинг технического состояния трубопроводного транспорта, оперативно локализовать и выявлять причину аварий в автоматическом режиме.

По нашему мнению развитие данного подхода к обеспечению безопасности в НГК является чрезвычайно важным, что совпадает и с мнением ведущих аналитиков ТЭК России, поэтому, как только будут выделены средства, авторский коллектив готов начать интенсивно работать над этой проблемой.

Ключевые слова: неразрушающие технологии контроля, промышленная безопасность, магистральные газопроводы, аэрофотомониторинг, робокотер, радиолокация, информационные технологии распознавания образов, фрактальный анализ.

**APPLICATION METHODS AND MEANS ROBOKOPTERS ONITORING
BASED ON RADAR FOR SEARCH UNCONTROLLED GAS LEAKS AND
BOTTLING OIL IN EMERGENCIES**

Kabakov E.A., Simakov I.P., Ivannikov V.P., Kabakova A.V.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

In our works it is shown that the task of processing images obtained using aerophotomonitoring, it is possible to use methods of fractal mathematics, which will allow to implement effective robocopters monitoring of the technical condition of pipeline transportation, quickly localize and identify the cause of accidents in automatic mode.

In our opinion the development of this approach to security in NGK is extremely important, which coincides with the opinion of leading analysts of Russian fuel and energy complex, therefore, only be allocated the team is ready to start to work intensively on this problem.

Keywords: non-destructive inspection technology, industrial safety, gas pipelines, aerophotomonitoring, robokopter, radiolocation, information technology pattern recognition, fractal analysis.

Инновационное развитие ТЭК России невозможно без решения проблем безопасности, что убережет экономику России от огромных и неоправданных потерь.

Проблемы безопасности НГК во всех её многообразных аспектах, обусловлены разнообразными рисками и вызовами, которые подстерегают отечественные нефтегазовые компании в их работе. В частности, обеспечение безопасности связанное с транспортировкой нефти и газа обусловлено несовершенствами процессов, техники и технологий. Например, при транспортировке газа под высоким давлением по магистральным трубопроводам, ошибки в организации технологических процессов транспортировки приводят к выходу из строя трубопроводов и оборудования и материалов.

Проблема обеспечения надежности и безаварийности магистральных трубопроводов является важным и актуальным вопросом, т.к. общая протяженность линейной части магистральных трубопроводов РФ составляет сотни тыс. км. Отсутствие должного контроля качества процессов транспортировки нефти и газа, низкое качество подготовки технического персонала, влечёт за собой нарушения ТБ, ошибки подключения силовых установок, снижает технологическую и эксплуатационную надёжность оборудования и процессов, и т.п. Результат, - поломки, остановки, выход из строя трубопроводов, силовых установок, тяжелейшие экономические последствия (убытки, снижение темпов экономического развития), травмы, и т.п.

Способы борьбы: - структурно-организационное совершенствование процессов управления, средств, методов контроля и обеспечения безопасности.

Основные факторы, влияющие на безопасность транспортировки нефти и газа, имеют естественную природу происхождения: износ оборудования, человеческий фактор (низкая квалификация, халатность, преступный умысел) и природные (стихийные бедствия, природно-климатические явления).

Что касается трубопроводов, всё это является сегодня главным источником аварий и катастроф [1]. Достаточно сослаться на данные по транспорту нефти и газа: в РФ эксплуатируется 2 млн. км. подземных и 1 млн. км. магистральных трубопроводов нефте- и газоснабжения, а так же водоотведения. При этом значительная часть трубопроводов служит от 15 до 35 лет. Прирост износа трубопроводов в ТЭК составляет 3–4%, а возобновление трубопроводной инфраструктуры вследствие ремонтов не превышает 1% в год.

По данным [1] в РФ, в конце 2009 года износ трубопроводной инфраструктуры страны составил 67÷73%. Соответственно, наблюдается высокий

уровень аварийности трубопроводных систем. Что же касается обновления основных фондов, из-за плохого контроля за текущим состоянием, в ближайшие годы ожидаются, к сожалению, многочисленные аварии на нефте-, газо- и продуктопроводах, поскольку даже при условии достаточного финансирования заменить десятки миллионов километров труб за 10–15 лет невозможно.

В частности, только на объектах НГК количество аварий и нарушений в работе за последние 10 лет выросло в 5 раз. (А. Анненкова, аналитик ИК «Баррель»). С одной стороны, крупные аварии с разливом значительного количества нефти и нефтепродуктов становятся широко известными. В то же время мелкие инциденты с разливом нескольких тонн виновникам обычно удаётся скрыть. Более 80% всех разливов нефти приходится на утечки менее 7 т, однако ущерб окружающей среде тысячи мелких аварий наносят существенный. Уже через год работы промысловый трубопровод зачастую становится испещрён дырами из-за субпродуцирующих бактерий, выделяющих сероводород. И, несмотря на мощный диагностический контроль, разливов на промысловых трубопроводах намного больше, чем на магистральных. Общие потери нефти в РФ только из-за аварий на внутримысловых трубопроводах составляют до 10 млн. т. в год. В целом же, по данным Greenpeace, в РФ ежегодно разливается 5–7% от объёмов добываемой и транспортируемой нефти.

По нашему мнению, снижение аварийности трубопроводной инфраструктуры возможно, если в производство будут запущены инновационные технологии транспортировки нефти и газа, в сочетании с инновационными технологиями контроля процессов транспортировки, которые позволят существенно снизить число аварий. Действенным элементом контроля может служить аэрофотосъемка и радарная космическая съёмка. В частности, серьёзные перспективы развития методов контроля в НГО с помощью аэрофотосъемки и радарной космической съёмки связаны с возможностью получения результата при сплошной облачности и независимо от времени суток, в реальном масштабе времени. Активный аэрофотомониторинг позволит оперативно выявлять нефтяные пятна, отслеживать их дрейф, устанавливать причину загрязнения: утечки с судов, сброс балластных вод, разливы при добыче нефти с платформ, протечки из заглушенных или затопленных скважин, трубопроводов, и т.п. В частности, обсуждая тему безопасности в нефтегазовом комплексе, президент Российского союза промышленников и предпринимателей А. Шохин, указывает, что в контексте обеспечения безопасности акцент надо перенести с ликвидации на предотвращение [1].

Для обнаружения утечек разработан ряд методов, основанных на различных физических законах и явлениях:

1. Измерение давления и расхода. По минимальному значению разности давления и расхода на концах контролируемого участка фиксируют площадь сечения утечки. Недостаток данного способа — низкая достоверность определения утечек в случае протекания переходных процессов в трубопроводе.

2. Регистрация спектра акустических шумов среды, заполняющей трубопровод. Местонахождение и геометрические размеры не герметичности определяют по амплитуде дополнительного высокочастотного компонента и разности времени прихода импульса давления и акустических колебаний к датчикам. Недостаток данного способа заключается в том, что он не дает однозначного ответа на вопрос о взаимосвязи высокочастотных компонентов в составе спектра акустических шумов с фактом возникновения свища в стенке магистрального трубопровода.

3. Математическое моделирование гидродинамических параметров потока. При рассогласовании между этими параметрами делают вывод о возникновении аварии на трассе нефтепровода, оценивают местоположение утечки и ее масштабы.

4. Создание стационарных пунктов контроля позволяющих расширить функциональные возможности за счет применения устройств передачи по радиоканалу тревожного сигнала о месте возникновения утечек, что позволяет существенно увеличить длину контролируемых участков магистральных трубопроводов.

5. Визуальный контроль поверхности трассы с помощью тепловизионной аппаратуры. Если тепловое излучение на участке трассы превысит заданную уставку, то тепловизионная система выдаст аварийный сигнал. Данный способ позволяет дистанционно и непрерывно контролировать состояние магистрального трубопровода, оперативно обнаруживать местоположение появляющихся утечек перекачиваемого продукта, визуально оценивать масштаб аварии и быстро локализовать аварийный участок. Однако такой контроль - дорогостоящий и не всегда осуществим из-за сложных природно-климатических условий.

6. В настоящее время все большее распространение получают автоматические системы обнаружения утечек (далее СОУ) из трубопроводов, например, программно-технический комплекс СОУ с использованием акустических датчиков в качестве чувствительных элементов системы и анализа информации с использованием Фурье. Существуют также автоматизированные СОУ по волне давления. серьёзный недостаток большинства используемых СОУ заключается в том, что решающий алгоритм наличия или отсутствия утечки основан лишь на одном из многих существующих методов детектирования: акустический метод поиска утечек, акустико-эмиссионный, параметрический метод анализа давления. Каждый из методов в отдельности имеет некоторые ограничения, сказывающиеся на возможности обнаружить тот или

иной тип утечки, а также на времени, которое необходимо для ее обнаружения. При одновременном воздействии нескольких негативных факторов (повышенный шумовой фон, наличие переходного процесса в трубе, движение очистительного скребка) возможна ситуация, когда повреждение участка магистрального нефтепровода не будет обнаружено или будет обнаружено со значительной временной задержкой.

Кроме того, все существующие СОУ разработаны для магистральных трубопроводов большой протяженности и не учитывают особенности трубопроводов промышленных предприятий (большое число разветвленных трубопроводов при их небольшой протяженности), и используемое в СОУ оборудование имеет высокую стоимость.

Таким образом, ни один из рассмотренных выше методов обнаружения утечек не удовлетворяет полностью всем предъявляемым к ним требованиям. Одни методы позволяют распознавать только крупные утечки и совершенно не чувствительны к малым; другие же годятся лишь тогда, когда утечка вызывает волны разрежения с достаточно крутым фронтом и совершенно не подходят в случае плавного истечения жидкости; третьи надежны лишь при стационарных режимах работы нефтегазопровода и дают ложные сигналы об утечке, если в трубопроводе возникают волны.

Вместе с тем, практика их применения показывает, что использование автоматических СОУ позволяет не только значительно сократить время реакции аварийных служб и, как следствие, значительно уменьшить материальный и экологический ущерб от утечек перекачиваемых продуктов, а также существенно снижает опасность взрывов и пожаров, сводит к минимуму время вынужденного простоя трубопровода.

Однако, опыт эксплуатации СОУ в РФ показывает, что использование только одного из вышеперечисленных методов обнаружения утечек при построении подобных систем не позволяет добиться хороших результатов по точности определения координат утечек и ложных срабатываний.

Поскольку протяженность магистральных трубопроводов может достигать нескольких тысяч километров, то их съемка за короткий промежуток времени при одинаковых условиях освещенности возможна только с помощью летательного аппарата. Возможности, предлагаемые современными космическими системами дистанционного зондирования высокого разрешения, постоянно возрастают, аэрофотосъемка и космическая радиолокационная всепогодная съемка трасс трубопроводов остается наиболее целесообразным методом *автоматизации* мониторинга, как с экономической, так и с технической стороны. Однако, в реальных условиях ширина зоны обследования, покрытие которой должно быть обеспечено материалами съемки, обычно не превышает 3-4 км. Поэтому, приобретая данные аэрофотосъемки, или

космической радиолокационной съемки, следует быть готовым к тому, придётся существенно переплачивать за лишнюю площадь.



Р и с . 1 . Аэроснимок простой видеокамерой участка трубопровода (ООО «Северная Географическая Компания», Москва)

В России, данный подход к контролю и обеспечению безопасности транспортировки нефти и газа является практически новым. Отсюда следует вывод о необходимости ускоренной разработки мер обеспечения безопасности при транспортировке нефти и газа на основе развития инфокоммуникационных технологий обработки и анализа тепловых и радиолокационных изображений, полученных средствами робоконтерного мониторинга и радарной космической съёмки.

В частности, *ООО «Северная Географическая Компания»* и *Русгеоком (Москва)*, (см. рис. 1 и 2), предлагают полный спектр услуг по эффективному мониторингу состояния инфраструктуры нефте- и газопроводов с помощью беспилотных летательных аппаратов, что позволяет проанализировать изменения и запланировать необходимые мероприятия ПБ вовремя.

Тепловизионная съёмка осуществляется для контроля за техническим состоянием трубопроводов, выявления мест вероятных утечек и несанкционированных врезок в трубопроводы и мест перегрева технологического оборудования. Инфракрасная диагностика позволяет осуществлять техническую диагностику сооружений без вывода их из эксплуатации. Своевременное

проведение аэрофотосъемки обеспечивает сохранение сооружения (здания, трубопровода) и предотвращение возможных негативных последствий и техногенных катастроф.

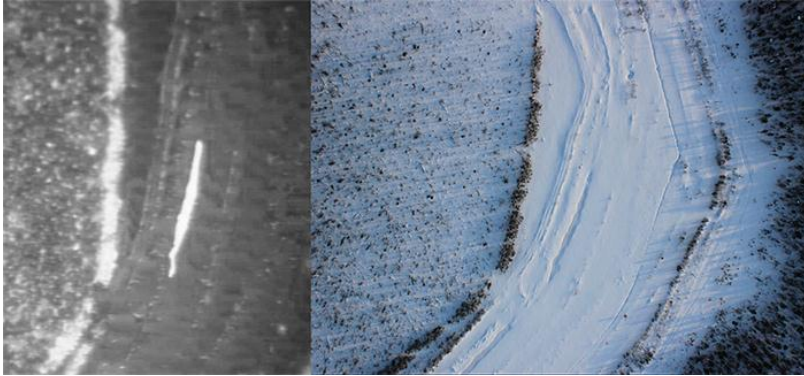


Рис.2. Тепловизионная съёмка в инфракрасном диапазоне частот (Русгеоком, Москва)

Эти примеры показывают как, используя видеокамеру и тепловизор, которые дополнительно устанавливаются на беспилотник, можно получить всю необходимую информацию о состоянии трубопровода в режиме реального времени.

Для обеспечения максимальной эффективности в применении методов и средств робокоптерного мониторинга на основе радиолокации, очевидно, что автоматизированная СОУ должна включать в себя комбинацию различных методов проведения аэрофотосъемки с возможностью выполнения оперативной оценки результатов аэрофотосъемки. Проведение такой экспресс-оценки особенно полезно при одномаршрутной съемке вдоль трассы продуктопровода. К сожалению, могут возникать случаи, когда отдельные участки трубопровода или важные объекты его инфраструктуры выходят за границы съемочных маршрутов, описывающих трубопровод по плавной траектории. Это случается особенно часто на участках, где трассы трубопроводов имеют резкие изгибы. Выявление таких участков и, соответственно, принятие решений о дополнительной съемке, должно происходить быстро, в реальном масштабе времени.

Поскольку, траектория полета и, соответственно, точная ориентация каждого кадра, может быть установлена на основе GPS-координат центров фотографирования, определяемых в момент срабатывания затвора аэрофотоаппарата (АФА), то при расчете границ перекрытия кадров учитываются метрические характеристики камеры: ее точное фокусное расстояние и раз-

мер рамки кадра в миллиметрах. Эта информация предварительно заносится в базу данных для каждого из применяемых типов АФА и программно извлекается из памяти по его имени. Для более точного определения размера кадра на местности в случаях, когда отсутствуют измерения высотомера, программа должна автоматически рассчитывать высоту съемки над земной поверхностью в районе прохождения трубопровода. В частности, Северная Географическая Компания выступила заказчиком и организатором аэрофотосъемочных работ трассы магистрального газопровода общей протяженностью более 2,5 тыс. км. Для повышения оперативности и надежности контроля результатов проводимых съемок специалистами компании было разработано специальное программное обеспечение, выполняющее расчет границ покрытия полученных кадров с последующим экспортом в геоинформационные системы ArcView GIS 3.2 и ArcGIS 8.3.

Многочисленные функции ArcView предоставляют замечательные возможности для организации каталога полученных аэроснимков и гибкость при работе с ним:

- Дополнительно сформированные полигональные слои с разграфками (индексами) карт масштаба от 1:1 000 000 до 1:50 000 позволяют легко осуществить подборку необходимых листов карт на каждый маршрут или аэроснимок для их последующей привязки и геометрической обработки.
- Унифицировано и точно выполняется расчет площадей и длин объектов, покрытых аэросъемкой, что важно для планирования и распределения финансов на дальнейшие работы.
- Мгновенно доступна информация о том, снят ли тот или иной интересующий объект, каким именно снимком и с какими характеристиками.
- Возможность установки «горячей связи» позволяет по одному щелчку открыть квик-лук интересующего аэроснимка и оценить его визуально. При этом при описании пути к источникам данных в ArcView поддерживаются переменные среды.

Разработанная специалистами Северной Географической Компании технология проста и ее внедрение не требует приобретения дополнительного оборудования. Затраты фактически ограничиваются стоимостью программного обеспечения, а в наиболее экономичном варианте может использоваться бесплатно распространяемый пакет ArcExplorer. Эта технология показала свою высокую эффективность при оперативном контроле результатов аэросъемки. Она позволила нам избежать неприятных ситуаций, когда о необходимости выполнения дополнительных залетов становится известно с задержкой, и съемку приходится организовывать заново при менее благоприятных погодных условиях.

В результате работы программы формируется шейп-файл (в десятичных градусах), в котором каждый снимок представляется отдельным четырехугольным полигоном, соответствующим покрытию каждым кадром определенного участка земной поверхности. В таблицу атрибутов заносятся подробные характеристики съемки.

В итоге, на трассах большой протяженности оперативно получают и очень большой объем информации результатом обработки которой должно произойти принятие решения по каждому из признаков распознавания в рамках поставленной задачи контроля состояния трубопровода.

А именно:

- выявление мест с повреждениями обваловки и засыпки трубопроводов;
- обнаружение участков трубопроводов, которые находятся не в проектном положении;
- нахождение мест незапланированного выхода трубопровода на поверхность;
- определение отклонений от действующих требований по охране трубопроводов;
- сбор и анализ полученных сведений о текущем состоянии охранных зон, наземных объектов трубопровода и минимально допустимых зон и расстояний;
- оперативное выявление несанкционированных работ и переездов в охранной зоне трубопровода;
- осмотр и анализ технического состояния трубопровода;
- выявление факта хищения материальных ценностей;
- контроль за работами, которые выполняют подрядные организации;
- обнаружение мест утечек продукта;
- определение площадей рекультивируемых и загрязнённых земель;
- выявление мест незаконной деятельности и т.д.

Методика классификации и распознавания признаков состоит в просмотре и дешифровке (интерпретации) материалов цифровой тепловой аэросъемки и фотосъемки сопровождения, выделения аномалий теплового поля, связанных с объектами тепловой сети, их локализации на картографической основе и отнесение их к различным категориям в соответствии с разработанными критериями. Процесс поиска аномалий проходит на базе геопривязанной съемочной информации: к топокарте города с нанесенной траекторией полета и привязанными к траектории тепловыми и цветными фотоизображениями.

Тепловая аэросъемка теплотрасс позволяет обнаружить зоны температурных аномалий (рис. 2), указывающих на наличие утечки теплоносителя, места нарушения целостности и намокания изоляции, а также позволяет уточнить расположение участков тепловой сети и создать по результатам

обследования тепловую карту города в картографической проекции. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными теплопотерями.

В наших исследованиях, основное внимание уделяется не только обсуждению перспектив развития новых технических средств неразрушающего и дистанционного контроля состояния трубопроводов и других объектов энергетической инфраструктуры в НГО, методов контроля аварий на трубопроводах с помощью аэрофотосъемки и радарной космической съёмки, но и способам реализации мер по обеспечению информационной безопасности, развитию автоматизированных аппаратных и программных средств дистанционного контроля и постоянного мониторинга и идентификации угроз, а также мер, связанных с необходимостью автоматической обработки огромных массивов получаемой информации, позволяющей принимать оперативные решения по контролю состояния трубопровода в реальном масштабе времени.

Показано, что при решении задач обработки оцифрованных изображений, полученных с помощью аэрофотомониторинга, можно эффективно использовать для обработки полутонных изображений методы фрактальной математики [2], обеспечивающие, на практике, возможности осуществлять эффективный роботизированный мониторинг технического состояния трубопроводного транспорта, оперативно локализовать и выявлять причину аварий в автоматическом режиме и в реальном масштабе времени.

Список литературы

1. Проблемы безопасности ТЭК – глазами стратегов и тактиков // ж. Нефть России, Специальный выпуск №1 «Безопасность в нефтегазовом комплексе», декабрь 2009г. – Изд.: ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ».
2. Иванников В.П., Кабакова А.В. Применение фрактальной математики к компьютерному анализу рентгенограмм. / Медицинская физика. №4 (декабрь), 2014. С.51-57.

Валерий Павлович Иванников В.П., д.т.н., профессор каф. «Теплоэнергетика» ИНиГ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru.

Анна Валерьевна Кабакова, к.т.н., доцент каф. ЗЧСиУР, ИГЗ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail:

Евгений Анатольевич Кабаков, студент магистратуры ПБВНГК, каф. БЖД ИГЗ
Иван Павлович Симаков, студент магистратуры ПБВНГК, каф. БЖД ИГЗ

Anna Valerievna Kabakova, Ph.D., Associate Professor department PESaRM, ICD, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address: Izhevsk, Russian Federation 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140. E-mail: sunanniv@mail.ru

Valery Pavlovich Ivannikov, Doctor of Science, Professor department «Heat power engineering» IOaG Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address Izhevsk, Russian Federation, 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140.. E-mail: Ivannikov-vp@yandex.ru

Kabakov Evgeniy Anatolevich, Master's Degree student ISiOGC department «LS» ICD Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University"

Simakov Ivan Pavlovich, Master's Degree student ISiOGC department «LS» ICD Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University"

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЯЕМОЙ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ СТАЛЬНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Кочнев А.В., Кабакова А.В.

Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева

Высокое давление в трубопроводе, состояние изоляции и воздействие внешних условий могут способствовать возникновению и развитию коррозионных дефектов трубопровода и привести к аварии. Практика показывает, что аварии и катастрофы, происходящие при разрушении элементов конструкций объектов, почти всегда связаны с коррозией. Что касается стресс-коррозии, или растрескивания металла под напряжением, то до сих пор нет однозначного ответа о причине появления стресс-коррозии, которая ведёт к появлению микротрещин, развитию магистральной трещины в металле и, в конечном итоге, к разрыву трубы. Существует много способов защиты от коррозии, но основной задачей при борьбе с коррозией является её замедление. Как показано в исследованиях [1], катодная защита относится к электрохимической защите и, в значительной мере способствует её замедлению. При такой защите вблизи подземного стального трубопровода закладывается электрод-заземлитель (анод), который соединяется с «плюсом» внешнего источника тока (станция катодной защиты – СКЗ). «Минус» источника тока подключается к катоду – защищаемой трубе. При этом безразлично, из какого материала выполнен анод. При таком способе защиты коррозия существует, но только на аноде, что приводит лишь к постепенному разрушению анода, но не трубы.

Ключевые слова: Промышленная безопасность, магистральные нефтегазопроводы, коррозионные дефекты, катодная защита трубопровода

IMPROVEMENT OF METHODS FOR CONTROLLED CORROSION PROTECTION OF STEEL MAGISTRAL PIPELINES

Kabakova A. V., Kochnev A. V.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

High pressure piping, condition of insulation and the influence of external conditions may contribute to the emergence and development of corrosion defects in the pipeline and cause an accident. Practice shows that accidents and disasters occurring during the destruction elements of designs of objects that are almost always associated with corrosion. As shown in studies [1], cathodic protection refers to electrochemical protection and greatly contributes to its slowdown. In this care,

what material is made the anode. With this method of corrosion protection exists, but only at the anode, which leads only to the gradual destruction of the anode, but not the pipes.

Keywords: industrial safety, magistral oil and gas pipelines, corrosion defects, cathodic protection of pipeline

Обеспечение достойного уровня промышленной и экологической безопасности является актуальной задачей, даже вызовом, стоящим перед российской экономикой. Это подтверждают печально известные августовские события на Саяно-Шушенской ГЭС и многие другие факты.

Если абстрагироваться от конкретных примеров, то в целом можно выделить несколько причин невысокого уровня промышленной безопасности: высокая степень износа основных фондов, дефицит современных технологических решений, ошибки управления, недостаток квалифицированных кадров.

Что касается износа основных фондов, то это, в первую очередь, трубопроводы, а так же энергоустановки, газо- и нефтеперекачивающие агрегаты, подстанции, технологическое оборудование перерабатывающих заводов, автоматика и другое. Пожалуй, именно эта группа причин является сегодня главным источником аварий и катастроф. Вслед за попыткой классифицировать аварии в российском ТЭК имеет смысл упорядочить и способы их предотвращения.

Крупные аварии с разливом значительного количества нефти и нефтепродуктов широко известны. В то же время мелкие инциденты с разливом нескольких тонн виновникам обычно удаётся скрыть. Вместе с тем, более 80% всех разливов нефти приходится на утечки менее 7 т, однако ущерб окружающей среде тысячи мелких аварий наносят существенный. Уже через год работы промысловый трубопровод зачастую становится испещрён дырами из-за субпродуцирующих бактерий, выделяющих сероводород. И, не смотря на мощный диагностический контроль, разливов на промысловых трубопроводах на много больше, чем на магистральных. Общие потери нефти в РФ только из-за аварий на внутрипромысловых трубопроводах составляют до 10 млн т в год. В целом же, по данным Greenpeace, в РФ ежегодно разливается 5–7% от объёмов добываемой и транспортируемой нефти.

Старение трубопроводов вследствие коррозии является главной причиной аварий, но старение трубопроводов вследствие коррозии идет ещё более интенсивно если вновь создаваемые трубопроводные системы укомплектовываются арматурой отечественных производителей, которая уже на начальных этапах эксплуатации не соответствует заданному в паспорте уровню качества, надёжности и безопасности. Кроме того, в числе дополнительных провоцирующих факторов можно назвать и большую протяжённость основ-

ных инфраструктурных объектов, и суровый климат, и экстремальные условия эксплуатации. Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Интенсивный рост трубопроводного транспорта нефти и газа в России приводит к необходимости развития и совершенствования методов и средств защиты металлических подземных трубопроводов от коррозии [1].

Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации. При всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от агрессивности грунта. При всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от агрессивности грунта. Все трубопроводы (кроме проложенных надземно) независимо от условий эксплуатации подлежат электрохимической защите, которая должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении. Электрохимическую защиту трубопроводов от коррозии следует проектировать для трубопровода в целом, с определением на начальный и конечный периоды эксплуатации (не менее 10 лет) следующих параметров:

для установок катодной защиты – силы защитного тока и напряжения на выходе катодных станций (преобразователей), а также сопротивления анодных заземлений;

для протекторных установок – силы защитного тока и сопротивления протекторов;

для установок дренажной защиты – силы тока дренажа и сопротивления дренажной цепи [2].

В настоящее время по механизму процесса различают несколько видов коррозии металлов.

Химическая коррозия наблюдается в средах, не проводящих электрический ток, при этом происходит прямое гетерогенное взаимодействие металла с окислителем окружающей среды. По характеру протекания коррозионного процесса различают газовую коррозию (в сухих газах или парах, обычно при высокой температуре) и коррозию в неэлектролитах – агрессивных органических соединениях, расплавах и т.д.

В результате химической коррозии металл покрывается тонким слоем продуктов его окисления – пленкой его оксида или гидроксида. Образующаяся пленка препятствует диффузии окислителя, содержащегося в среде, к поверхности чистого металла и тем самым замедляет, а иногда и прекращает дальнейшую коррозию металла.

Электрохимическая коррозия характерна для электропроводящих сред, имеющих ионную проводимость, и может протекать: а) в электролитах – в водных растворах солей, кислот, щелочей, в морской воде и т.д.; б) в атмосфере любого влагосодержащего газа; в) во влажном грунте, поры которого содержат почвенную влагу, являющуюся естественным электролитом.

Электрохимическая коррозия протекает по механизму действия гальванического элемента, в котором окислительный (анодный) и восстановительный (катодный) процессы разделены в пространстве.

Особым видом электрохимической коррозии следует считать коррозию за счет внешнего электрического тока, в частности, под действием блуждающих токов, возникающих вблизи электропроводящих систем (например, электрофицированных железных дорог).

Блуждающие токи – это токи в земле, ответвляющиеся от рельсов электрифицированных железных дорог, работающих на постоянном токе. Блуждающие токи, встречая на своём пути металлические сооружения, например газовые трубопроводы, проходят по ним и возвращаются по земле к источнику постоянного тока. Одна часть газопровода, из которого постоянный электрический ток выходит в землю по направлению к рельсам, является анодом. Другая часть газопровода, в которую входит блуждающий ток, представляет собой катод. При прохождении тока во влажной земле происходит электролиз и на аноде выделяется кислород, который окисляет и разъедает металл. Блуждающий ток величиной в 1 А, текущий по металлическим трубам газопровода, разлагает на анодных зонах в течение года 9 кг железа.

Отметим, на некоторых сооружениях блуждающие токи достигают величины 40 А. Металлические трубы газопроводов, расположенные вблизи электрифицированных путей, защищаются от коррозии, вызванной блуждающими токами. Для этого используются противокоррозионные покрытия, внешние оболочки в виде неметаллических труб, блоки, каналы, туннели. Широкое применение получила электрическая защита с использованием поляризации газопроводов относительно земли

В последнее время значительно вырос уровень внимания к биохимической коррозии металлов, вызванной жизнедеятельностью различных микроорганизмов и сочетающейся с химической и электрохимической коррозией.

По геометрии поражения поверхности металла различают сплошную и местную (локальную) коррозию с их разновидностями.

Сплошная коррозия практически равномерно, т.е. с одинаковой глубиной поражения, охватывает поверхности трубопровода на участках большой протяженности.

При сплошной неравномерной коррозии скорость коррозии на различных участках трубопровода различная, что приводит к переменной глубине разъедания стенки трубопровода – от минимальной до максимальной.

Местная коррозия, т.е. разрушение отдельных участков поверхности труб, может наблюдаться в виде язв, раковин, точечных разъединений, сквозных протравлений, щели и т.д. Местная коррозия более опасная, чем сплошная.

Основной задачей при борьбе с коррозией является ее замедление. Подавление коррозии в полном объеме может быть решено, но это потребует, во-первых, больших капитальных затрат, а во-вторых, является просто нецелесообразным ввиду различных сроков морального износа отдельных частей нефтегазотранспортных систем.

Практика борьбы с коррозионными процессами показала возможность применения как активных, так и пассивных способов защиты [3]: применение коррозионностойких материалов; применение изолирующих покрытий; ингибиторная защита; протекторная защита; катодная защита; комплексная защита.

1. Применение коррозионностойких материалов. Такими материалами могут быть пластмассы различных модификаций, керамика, стекло, железобетон и т.д. Однако их применение ограничивается их слабым местом – стыковыми соединениями, что наиболее проявляется при больших диаметрах и высоких давлениях газопроводов. Малая скорость коррозии присуща чугунным трубопроводам, но их высокая хрупкость не позволяет применять их в высоконапорных системах снабжения. Легирование сталей присадками хрома, никеля, молибдена, титана и т.д. гарантирует защиту от общей коррозии, но могут быть чувствительны к локальной (межкристаллитной и питтинговой) коррозии, да и капитальные затраты в этом случае являются высокими.

2. *Применение изолирующих покрытий.* В качестве металлических покрытий могут использоваться цинк, никель, алюминий и т.д. В случае оцинковке в гальванопаре цинк-сталь цинк является анодом, т.е. подвергается коррозии при сохранении основного металла – железа. Обратная ситуация наблюдается при защите никелем, поэтому перед никелированием поры стали должны быть заполнены лаком, битумом, расплавом легкоплавкого металла и т.д. Алюминиевое покрытие изготавливается напылением порошка алюминия, после чего проводится пропитка тонкого слоя покрытия органическим лаком. Однако при определенных условиях, зависящих от химического состава коррозионной среды, алюминий является катодом, что может привести к коррозии стали.

Применение силикатных эмалей или стеклоэмалей достаточно надежно обеспечивает коррозионную защиту. Однако их термочувствительность и низкая трещиностойкость резко ограничивают их сферу применения. Цементные покрытия имеют низкую стоимость и удобны в изготовлении и применении. Однако их большой вес, низкая трещиностойкость, высокая щелочность бетона не способствуют их широкому применению. Применение различного рода эмалей и красок наталкивается на высокую трудоемкость и большие затраты,

которые, тем не менее, не гарантируют нужный уровень защиты. Битумные эмали или мастики достаточно широко используются при покрытии подземных трубопроводов. Если при этом поверх нанесенной горячим способом мастики используется армирующий слой стеклохолста, то полученное покрытие обладает хорошими антикоррозионными свойствами [5].

Однако получить качественное покрытие на данной основе удастся только в заводских условиях. Ручная обработка стыков на трассе не всегда может быть выполнена качественно, применение различных машин также связано с определенными трудностями (трудность доставки, тяжелые климатические условия, заболоченные грунты и т.д.) [6].

Все вышеперечисленные способы защиты от коррозии относятся к пассивным методам.

Следующие способы борьбы с коррозией относятся к активным методам.

3. *Ингибиторная защита*. Осуществляется с помощью химических веществ (ингибиторов), добавление которых, причем в малых количествах, существенно уменьшает скорость коррозии. Обоснована целесообразность и эффективность применения порошковых полимерных покрытий, наносимых в электростатическом поле [6]. Подобным образом можно наносить не только полимерные композиции [5], но и порошкообразные ингибиторы коррозии. Однако применение ингибиторов на линейных объектах с долговременным действием вызывает трудности. Ингибиторная защита может быть успешно использована для защиты внутренней поверхности трубопроводов, защитить наружную поверхность таким способом не удастся. Защита от коррозии может быть осуществлена с помощью деаэрации воды, что достигается удалением из воды растворенного кислорода как очень активного окислителя. Этот способ пригоден для локальных объектов (водяные котлы, системы горячего водоснабжения) и для природных грунтов практически не применим.

4. *Протекторная защита*. Протекторная защита является разновидностью электрохимической защиты (ЭХЗ) и реализуется путем создания гальванопары – протектор (анод) – защищаемый металл (тело трубы).

5. *Катодная защита*. Катодная защита также относится к электрохимической защите. При такой защите вблизи подземного стального трубопровода закладывается электрод-заземлитель (анод), который соединяется с «плюсом» внешнего источника тока (станция катодной защиты – СКЗ). «Минус» источника тока подключается к катоду – защищаемой трубе. При этом безразлично, из какого материала выполнен анод. При таком способе защиты коррозия существует, но только на аноде, что приводит к его постепенному разрушению. В 1928 году Роберт Кун опытным путем установил, что величина потенциала катодной защиты стали составляет минус 0,85 Вольт относительно медносulfатного электрода сравнения. Так как естественный потенциал стали в грунте примерно равен -0,55...-0,6 Вольт, то для осуществ-

ления катодной защиты необходимо сместить потенциал коррозии на 0,25...0,30 Вольта в отрицательную сторону.

Если при катодной защите навязанный внешним источником ток направлен из грунта на трубопровод, то при анодной защите направление тока меняется на противоположное. Такая защита применяется для металлов, имеющих т.н. пассивное состояние, при котором на поверхности металла появляется защитная пленка. Анодная защита ускоряет рост защитной пленки и может быть применена при защите нержавеющей и углеродистых сталей в концентрированных кислотах, щелочах и солевых растворах.

6. *Комплексная защита.* Грамотная защита подземных трубопроводов должна использовать как пассивные, так и активные методы борьбы с коррозией [4]. Использование ЭХЗ для неизолированного трубопровода приводит к неоправданным расходам электроэнергии. Если же наружная поверхность трубопровода покрыта слоем изоляции, то токи защиты будут втекать только на участках поврежденной изоляции, которые и являются областями коррозионного процесса. Такое избирательное воздействие ЭХЗ резко снижает затраты на электроэнергию, к тому же в местах повреждения изоляции возможно (под воздействием защитного тока) выпадение солевого осадка, «пломбирующего» небольшие повреждения. Таким образом, реализуется комплексная защита, при которой защита трубопровода в целом осуществляется изоляцией, а в местах ее повреждения – ЭХЗ.

Основной задачей при борьбе с коррозией является ее замедление. Подавление коррозии в полном объеме может быть решено, но это потребует, во-первых, больших капитальных затрат, а во-вторых, является просто нецелесообразным ввиду различных сроков морального износа отдельных частей нефтегазотранспортных систем.

Катодная защита от коррозии относится к активным электрохимическим методам [4]. При такой защите вблизи подземного стального трубопровода закладывается электрод-заземлитель (анод), который соединяется с «плюсом» внешнего источника тока (станция катодной защиты – СКЗ). «Минус» источника тока подключается к катоду – защищаемой трубе. При этом безразлично, из какого материала выполнен анод. При таком способе защиты коррозия существует, но только на аноде, что приводит к его постепенному разрушению. В 1928 году Роберт Кун опытным путем установил, что величина потенциала катодной защиты стали составляет минус 0,85 Вольта относительно медносльфатного электрода сравнения. Так как естественный потенциал стали в грунте примерно равен -0,55...-0,6 Вольта, то для осуществления катодной защиты необходимо сместить потенциал коррозии на 0,25...0,30 Вольта в отрицательную сторону.

Если при катодной защите навязанный внешним источником ток направлен из грунта на трубопровод, то при анодной защите направление

тока меняется на противоположное. Такая защита применяется для металлов, имеющих т.н. пассивное состояние, при котором на поверхности металла появляется защитная пленка. Анодная защита ускоряет рост защитной пленки и может быть применена при защите нержавеющей и углеродистых сталей в концентрированных кислотах, щелочах и солевых растворах.

Список литературы

1. Никитенко Е.А., Эдельман Я.М. Монтер по защите подземных трубопроводов от коррозии. М.: Недра, 1981. – 255 с.
2. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. М.: Госстандарт России, 1998. – 42 с.
3. Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводных сетей / Учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 2004. – 320с.
4. Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов (для опытно-промышленной апробации). М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2004. – 300 с.
5. Герасименко А.А. О нанесении и применении порошкообразных полимерных покрытий // Практика противокоррозионной защиты. 2001. № 3 – С. 6-11.
6. Алцыбеева А.И., Бурлов В.В., Кузинова Т.М. Новый метод применения ингибиторов коррозии – нанесение на металлическую поверхность с помощью электростатического поля // Прикладная химия. 2000. Т. 73, Вып. 4. – С. 671-673.

Анна Валерьевна Кабакова, к.т.н., доцент каф. ЗЧСиУР, ИГЗ УдГУ. Почтовый адрес: г. Ижевск, ул. 50 лет ВЛКСМ, дом 31, кв.140. E-mail: Александр Васильевич Кочнев, студент магистратуры ПБВНГК, каф. «БЖД» ИГЗ УдГУ.

Anna Valerievna Kabakova, Ph.D., Associate Professor department PESaRM, ICD, Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University", Post address: Izhevsk, Russian Federation 426034, Izhevsk, st. 50 let VLKSM, d 31, kv 140. E-mail: sunanniv@mail.ru
Aleksandr Vasilevich Kochnev, Master's Degree student ISiOGC departament «LS» ICD Federal state budget higher professional educational institution "Udmurt State University"

РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАВЯНИСТЫХ РАСТЕНИЙ ПРИ ФИТОРЕМЕДИАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Красноперова С. А.

Институт нефти и газа им. М. С. Гучериева

Выявлены основные причины и масштабы нефтяного загрязнения почв Удмуртской Республики. С целью восстановления нарушенных земель нефтепродуктами предложен метод фиторемедиации с использованием широко распространенных и адаптированных видов растений в сочетании с биосорбентами в исследуемом регионе. В качестве доминирующего фитомелиоранта предлагается использовать ежу сборную – полиморфный злак, отличающийся широкой экологической амплитудой и изменчивостью морфологических признаков. Использование данного вида в качестве фитомелиоранта обусловлено многочисленными исследованиями отечественных и зарубежных авторов. Для предупреждения и снижения загрязнения земель нефтепродуктами рекомендуется ужесточить экологический и производственный контроль на предприятиях нефтедобывающей отрасли и по возможности внедрять экобиотехнологические технологии, связанные с методами воздействия на нефтяную залежь, удовлетворяющие требованиям технологической и экономической эффективности, а также экологической безопасности.

Ключевые слова: фиторемедиация, нефтяное загрязнение, биосорбенты, экологическая безопасность, качество окружающей среды, загрязнение почв.

THE PROPOSAL DEVELOPMENT OF USING GRASSY PLANTS IN PHYTOREMEDIATION OF THE OIL-POLLUTED SOILS IN THE UDMURT REPUBLIC

Krasnoperova S. A.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

The main reasons and scales of the oil pollution of soils of the Udmurt Republic are revealed. For the purpose of renewal of the oil-polluted soils have offered a fitoremediation method with use of the widespread and adapted species of plants in combination with biosorbents in the studied region. It is offered to use the *Dactylis glomerata* L. as a dominating species for fitoremediation it is the polymorphic grass which is characterized by its wide ecological amplitude and variability of morphological features. The using of this species for the fitoremediation is due to by numerous researches of the native and foreign authors. It is recommended to toughen the ecological and the production control for decreasing the land pollution

of oil products at the enterprises of oil-extracting industry and whenever possible to introduce the ecobiotechnological technologies connected with the methods of impact on the oil pool, meeting requirements of technological, economic efficiency and ecological safety.

Keywords: phytoremediation, oil pollution, biosorbents, environmental safety, environmental quality, soil pollution.

К настоящему времени на территории Удмуртской Республики (УР) насчитывается 118 месторождений нефти (в том числе, Вятский участок Арланского месторождения, Саузбашевское, Золоторевское, Кучуковское месторождения, большая часть которых находится, соответственно, на территориях Республики Башкортостан, Кировской области и Республики Татарстан, рис.1).

Из 114 месторождений, расположенных только на территории Удмуртской Республики, в разработке находятся 75 месторождений, подготовлены к промышленному освоению – 30, в разведке – 8, в консервации – 1 (рис.1).

В нераспределенном фонде недр числятся 28 месторождений (в том числе нераспределенная часть Саузбашевского месторождения, большая часть которого находится, на территории Республики Башкортостан) [9].

Нефтегазовая отрасль относится к числу наиболее проблемных, экологически высокорискованных производств, поэтому обеспечение экологической безопасности как составной части национальной безопасности является обязательным условием устойчивого развития любого предприятия и выступает основой сохранения природных систем и поддержания соответствующего качества окружающей среды. Особое внимание в целях обеспечения экологической безопасности производства следует уделять загрязнению земель нефтепродуктами. Нефть и нефтепродукты являются приоритетными загрязнителями почвенно-растительного покрова. По степени отрицательного влияния на экосистемы нефть, нефтепродукты и нефтесодержащие промышленные отходы занимают второе место после радиоактивного загрязнения [1,8].

Площадь антропогенно нарушенных земель в Удмуртии составила по республике 6,4 тыс. га, в том числе: от геологоразведочных работ - 0,07 тыс. га, добычи полезных ископаемых - 1,8 тыс. га; при этом площади восстановленных земель составили 1,1 тыс. га. [15].

Главной проблемой загрязнения нефтепродуктами значительных территорий являются аварийные ситуации на нефтепромысловых трубопроводах, а также не проведение технического обслуживания надлежащим образом [1, 12].

Таким образом, проблемы восстановления антропогенно нарушенных земель приобретают особую значимость в данном регионе и, в связи с этим, целью нашей работы является разработка предложений применения травянистых растений при фиторемедиации нефтезагрязненных почв на территории Удмуртской Республики.

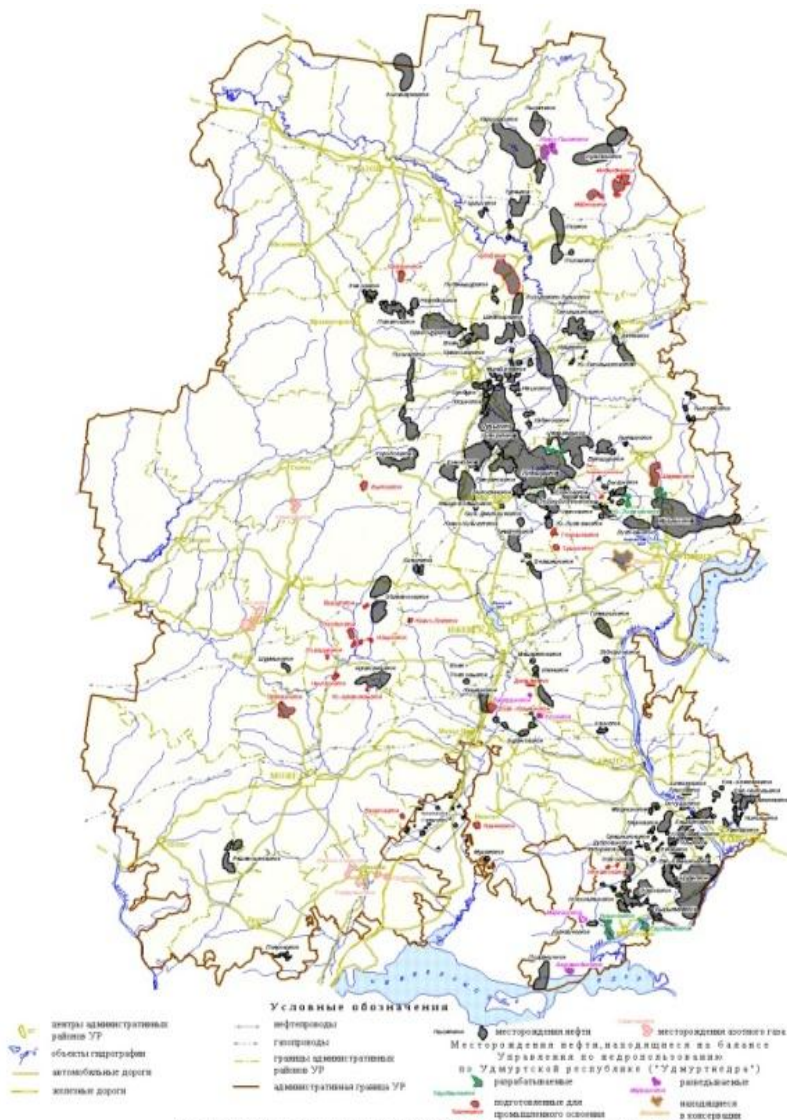


Рис.1 Обзорная схема месторождений нефти и газа Удмуртской Республики

Рис 1. Обзорная схема месторождений нефти и газа Удмуртской Республики

Восстановление экосистем при нефтяном загрязнении процесс очень длительный в любых природных зонах. В настоящее время всё большее значение приобретают методы биоремедиации нефтезагрязнённых земель. Одним из наиболее перспективных направлений совершенствования процессов биоремедиации почв, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, является использование потенциала не только микробных, но и других природных сообществ разных трофических уровней и, в первую очередь, травянистых растений, которые могли бы не только удалять загрязнители, но и способствовать восстановлению потенциального плодородия почв [8]. Как показывает анализ мирового опыта, одним из наиболее действенных приемов устранения данного вида загрязнения почв являются технологии ремедиации с использованием широкого спектра травянистых культур и насыщением почвенной биоты полезными видами микроорганизмов [4,5,8, 10, 14].

Материал и методы исследования

Объектом исследования послужили почвы нефтезагрязненных почв месторождений УР за 2014г. Отбор почвенных образцов и подготовка их для анализов осуществлялись в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84. Точечные пробы отбирались из слоя почвы 0 - 20 см. Почвенные образцы анализировались на содержание нефтепродуктов (НП). Содержание в почве НП измерялось согласно ПНД Ф 16.1:2.21-98 флуориметрическим методом. Оценка фитотоксичности проводилась по ГОСТ 12038-84 методом рулонной культуры [2] с использованием семян ежи сборной (*Dactylis glomerata L.*), которые отличаются высокой всхожестью и скоростью роста, дают стабильные и воспроизводимые результаты. Семена указанного вида, собранные из разных ценопопуляций (ЦП), проращивали в водонефтяной эмульсии при концентрациях: 1%, 5% и 10%. В качестве контрольного образца брали дистиллированную воду. Опыт проводили в трехкратной повторности [5].

Результаты и их обсуждение

Фиторемедиация является одним из наиболее действенных, экологичных, быстрых и эффективных с экономической точки зрения методов восстановления загрязненных земель. Но, прежде чем использовать данный метод нужно провести многочисленный ряд исследований: нужно учитывать климатические факторы региона; провести комплексный лабораторный анализ нефтезагрязненных почв, должны изучаться физические, химические и агрохимические свойства почвы, на основании чего будут разрабатываться планы технических и биологических стадий работ и будет готовиться смета проектирования работ.

Повсеместно применять традиционные меры реабилитации не рекомендуется. Для некоторых зон нужно применять специальные технологии, разработанные для восстановления плодородия конкретно для данного региона с использованием адаптированных и наиболее устойчивых к нефтяному загрязнению травянистых растений и микроорганизмов.

В ходе проведенных лабораторных анализов на содержание нефтепродуктов почвенных образцах 3-х нефтяных месторождений УР выявлено незначительное количество нефтепродуктов – менее 300 мг/кг, которое принимается за фоновое для земель сельскохозяйственного назначения, хотя встречаются некоторые очаги превышения допустимых норм, что соответствует 1 и 2 уровню загрязнения (от 300-1740 мг/кг) земель нефтью и нефтепродуктами (табл. 1).

Таблица 1. Содержание нефтепродуктов в образцах почв

№ п/п	Наименование определений	Количество определений	Замеренные величины показателя, от-до мг/кг (среднее значение)
1.	Нефтепродукты по ПНД Ф 16.1:2.21-98	19 определений	<5-1740 (578)

Если содержание нефтепродуктов в почвах сельскохозяйственного назначения составляет 300–1000 мг/кг, то рекомендуется рекультивация первого уровня, которая направлена на активизацию почвенных микроорганизмов по деструкции углеводов (рыхление, внесение гипса, извести, удобрения, создание мульчирующей поверхности из питательных смесей, а также посев нефтотолерантных растений и др.) [11, 13].

На первых этапах фиторемедиации должно быть теоретическое обоснование и экспериментальное изучение механизма разложения нефти в активной техно-природной геосистеме: разработка системы количественных и качественных критериев для оценки исходного состояния нефтезагрязненного деятельного слоя; установление порогового минимального содержания нефти на поверхности почвенного покрова, при котором не требуется вмешательство человека, и восстановление нарушенных земель идет естественным путем; установление порогового максимального содержания нефти, при котором невозможно его восстановление по щадящей технологии и рекультивация идет по варианту съема и утилизации замазученного почвенного покрова.

Схема второго этапа разработки фиторемедиации с участием ежи сборной представлен на рис. 2.



Рисунок 2. Этапы фиторемедиации с использованием ежи сборной

1. Для проведения самого процесса фиторемедиации организуется специальная рабочая площадка, на которой будут производиться работы. Она должна быть выровнена и на поверхность ее выкладывается изолирующий слой, который равномерно разравнивают.

2. Нефтезагрязненную почву доставляют и размещают по площади рабочей зоны равномерно, поверхность планируется таким образом, чтобы толщина слоя без учета изолирующего слоя составляла не более 20 см.

3. Перед началом работ необходимо произвести отбор проб почвы с площадки (рабочей зоны) и провести химический и микробиологический анализы проб в независимой специализированной лаборатории. Определение начального содержания нефтепродуктов в почвах. Общеизвестным является тот факт, что даже при отсутствии аварийных ситуаций и разливов на поверхности почвы, в местах добычи и транспортировки нефти в почвенном покрове обязательно имеется фоновое содержание нефтепродуктов, которое составляет до 300 мг/кг.

4. До внесения удобрений, почву разрыхляют для улучшения физического режима влагоемкости и аэрации. Нормы внесения минеральных удобрений рассчитывают исходя из общепринятой в сельскохозяйственной практике нормы действующего вещества по азоту, фосфору и калию на 1 га, а расчет производится в соответствии с характеристикой по ГОСТу использованного удобрения. В нашем случае мы предлагаем аммофоску или другие азотные удобрения, так как ежа сборная предпочитает богатые азотом почвы.

5. Далее проводится перемешивание и рыхление почвы. После предлагается использовать сорбент «Униполимер-М» для 1-3 уровня загрязнений земель нефтью и нефтепродуктами (или от 1000-10000 мг/кг). За счет процесса биоремедиации, сорбенты являются биоразлагаемыми и не требуют своей

уборки с загрязненных территорий и акваторий. Сорбенты серии Униполимер-М многофункциональны и прошли государственную экспертизу.

6 Выбор травосмесей. Виды трав посева и их возможное сочетание должны соответствовать рекомендуемой зональной системой земледелия субъектов Российской Федерации. Мы предлагаем использовать в качестве нефтотолерантных видов *Dactylis glomerata* L. – это широко распространенный и адаптированный в изучаемом регионе полиморфный злак. На основании проведенных анализов всхожести семян данного вида при разных уровнях нефтяного загрязнения, выявлено, что семена указанного вида, собранные из ценопопуляций (ЦП) суходольных лугов и антропогенно нарушенных участков отличаются значительной устойчивостью к нефтяному загрязнению (всхожесть семян составляет от 27 и до 92% в зависимости от концентрации нефтепродукта) по сравнению с другими ЦП указанного вида, что позволяет использовать их как наиболее устойчивых фитомелиорантов нефтезагрязненных земель применительно для условий Удмуртской Республики [5].

Эффективнее сочетать данный вид совместно в травосмеси с клевером луговым и овсяницей луговой. Такое сочетание растений обусловлено проведенными эколого-фитоценологическими и геоботаническими исследованиями, в ходе которых выявлено, что наибольший процент встречаемости ежи сборной на 1 м² приходится именно на эти растения, то есть они хорошо уживаются вместе, закрывая при этом пустые пространства земельных участков [6-7].

Заключение

Таким образом, на основании проведенных исследований для нефтезагрязненных земель сельскохозяйственного назначения УР с 1-2 уровнем загрязнения можно рекомендовать травосмесь ежи сборной, овсяницы луговой и клевера лугового в сочетании с биосорбентом «Униполимер-М». В целях предупреждения и снижения нефтяного загрязнения почв на территории УР рекомендуется проводить комплексные природоохранные мероприятия, направленные на улучшение экологической безопасности региона в целом. В данном случае речь идет не только о проведении экологического мониторинга и ужесточения экологического и производственного контроля на предприятиях УР, но и внедрять по возможности экобиотехнологические технологии, связанные с методами воздействия на нефтяную залежь, удовлетворяющие технологической и экономической эффективности. К ним относятся методы вытеснения нефти с использованием экологически безопасных водорастворимых композиций ПАВ для повышения коэффициента извлечения нефти [3]; микробиологические методы для извлечения трудноизвлекаемых остаточных запасов нефти; безамбарные методы бурения с проводкой горизонтальных стволов скважин и т.д., а также совершенствование экологического

менеджмента, позволяющего грамотно и комплексно управлять качеством окружающей природной среды.

Список литературы

1. Афанасьева В. Нефтегазовый комплекс: производство, экономика, управление. М.: Экономика, 2014. 717 с.
2. ГОСТ 12038-84 Методы определения всхожести семян.
3. ГОСТ 32509-2013. Вещества поверхностно-активные. Метод определения биоразлагаемости в водной среде. М.: Стандарт-тинформ, 2014. 28 с.
4. Киреева Н. А. Водопьянов В. В. Мониторинг растений, используемых для фиторемедиации нефтезагрязненных почв // Экология и промышленность России, 2007. №9. С. 46-47.
5. Красноперова С.А. Морфологический анализ и резистентность растений, рекомендуемых для фиторемедиации нефтезагрязненных почв // Современные наукоемкие технологии. Региональное приложение, 2015. №4. С. 184-188.
6. Красноперова С.А. Популяционно-онтогенетические исследования ценопопуляций *Dactylis glomerata* L. в условиях Вятско-Камского Предуралья The population and ontogenesis investigations of *Dactylis glomerata* L. cenopopulations in the condition of the Vyatsco-Kamsky Region // Современные проблемы науки и образования, 2015. № 6. Режим доступа : <http://elibrary.udsu.ru/xmlui/handle/123456789/13712>
7. Красноперова С. А., Веселкова Н.Р. Эколого-ценотическая и морфологическая характеристика популяций *Dactylis glomerata* L. в условиях Удмуртской Республики // Вестник Челябинского государственного педагогического университета, 2011. № 9. С. 357-365.
8. Мосунова Ю.В. Биоремедиация почв, загрязненных нефтью и нефтепродуктами в условиях Западного Предкавказья // Автореферат дисс. на соискание к.с.-н., Краснодар, 2009. 22с.
9. О состоянии и охране окружающей среды Удмуртской Республики в 2011 г.: Государственный доклад. Ижевск, 2012. 246с.
10. Полонский В.И., Полонская Д.Е. Реакция растений на низкие уровни нефтезагрязнения // Сибирский вестник сельскохозяйственной науки, 2009. № 8. С. 18–22.
11. Тесля А. В., Галактионова Л.В., Васильченко А. С., Елисеева М. В. Оценка степени загрязнения типичных и южных черноземов Предуралья нефтепродуктами // Вестник ОГУ, 2013. №6 (155). С. 92-95.
12. Хаустов А.Редина М. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе М.: Изд-во ГЕОС, 2009. 456 с.
13. Голованов А. И., Зимин Ф. М., Сметанин В. И. Рекультивация нарушенных земель. М.: Колос, 2009. 325 с.

14. Blankenship, D.W. Larson R.A. Plant growth inhibition by water extract of a crude oil // Water, Air and Soil Pollut, 1978. Vol.10. № 4. P. 471–473.

15. <http://www.priroda.ru/> / Удмуртская Республика.

Красноперова Светлана Анатольевна

Krasnoperova S. A.

Кандидат биологических наук, доцент

Candidate of biological sciences, Associate

кафедры геологии нефти и газа Professor at Department of geology of oil and gas

E-mail: krasnoperova_sve@mail.ru

E-mail: krasnoperova_sve@mail.ru

РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ПОЧВ ПРИ УГЛЕВОДОРОДНОМ ЗАГРЯЗНЕНИИ. МЕТОДЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Миرونчев В.Г., Полозов М. Б., Колесова С. Б.

Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева

Рассматривается воздействие углеводородного загрязнения на почвенную среду, способы рекультивации почвы, подвергшейся загрязнению. Особое внимание уделяется контролю малозаметных, неконтролируемых загрязнителей в процессе мониторинга углеводородного загрязнения.

Ключевые слова: мониторинг, малозаметные неконтролируемые загрязнения, окружающая среда, рекультивация, почвенная среда.

REMEDIATION OF SOIL CONTAMINATED WITH HYDROCARBON. METHODS AND PERSPECTIVES

Mironychev V.G., Polozov M.B., Kolesova S.B.

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

The influence of hydrocarbon contamination in the soil environment, methods of soil remediation, contaminated. Particular attention is paid to control subtle, uncontrolled pollution in the monitoring of hydrocarbon contamination.

Keywords: monitoring, uncontrolled pollution, the environment, reclamation, soil environment.

В настоящее время общепринятым является факт ярко выраженного отрицательного воздействия на окружающую среду углеводородсодержащих веществ естественной природы. Одним из элементов биосферы, активно подвергающаяся негативному воздействию, является почвенная среда или педосфера. Негативное техногенное воздействие на почвенную среду выражено не только за счет не только прямых форм в виде разливов, но и связано с кумулятивным эффектом при накоплении загрязняющих веществ.

При воздействии на почву углеводородными продуктами мы имеем дело с тесным взаимодействием нескольких групп факторов:

- многокомпонентный состав углеводородов;
- ярко-выраженная гетерогенность экосистемы, которая находится в условиях техногенного пресса;
- внешние факторы, такие как: температура, давление, влажность и т. д. [1].

Нефть, попадая и аккумулируясь в почве, вызывает громадные изменения ее состава и как следствие свойств. Это ведет за собой ухудшение состояния растительных сообществ, что в целом отражается на способности продуцировать органическое вещество в процессе фотосинтеза. При разрушении почвенного покрова активизируются процессы деградация почв.

Масштаб воздействия нефти и продуктов ее переработки на почвенную среду зависит от множества факторов которые зависят как от времени, так и от масштабов воздействия. Мало заметные неконтролируемые загрязнители почвенной среды в виде углеводородов (ароматических, металлопорфиринов и т.д.) и сопутствующих тяжелых металлов имеют даже более значимое негативное влияние на состояние педосферы, нежели масштабные разливы нефти и нефтепродуктов. Мало заметность небольших объемов нефтяного загрязнения и высокая скорость их вертикальной и латеральной миграции позволяет распространяться углеводородному загрязнению на большие расстояния и подвергать негативному воздействию значительное количество экосистем.

В качестве эколого-геохимических параметров для определения наличия нефти в почвенной среде приняты элементы легкой фракции (начало кипения 200 °С): метановые и циклические углеводороды, смоло-асфальтеновые и сернистые соединения. Отмечается сильное токсическое действие легкой фракции на микробиоценозы педосферы. Легкая фракция нефти при миграции по почвенному профилю и водоносным горизонтам, значительно расширяет ореол первоначального небольшого и мало заметного, неконтролируемого загрязнения [4].

В настоящее время существует целый комплекс методов ликвидации нефтяных загрязнений [2].

Прежде всего, это применение механических методов ликвидации загрязнений. Это такие способы как обвалование загрязненных участков, откачка нефти из обвалованных участков, вывоз на специальные площадки и замена загрязненной почвы. Данные мероприятия превалируют на первых стадиях ликвидации крупных разливов нефти и нефтепродуктов. В ходе данных мероприятий совершенно не решается проблема очистки почвы при инфильтрации нефти в грунт.

Эффективным способом ликвидации нефтяного загрязнения с поверхности почвенной среды является сорбция нефти и нефтепродуктов. Разлившиеся углеводороды засыпают сорбентами на поверхности почвы, и впоследствии сорбент с поглощенным нефтепродуктом вывозят на специализированные площадки для уничтожения.

В случае небольшого объема загрязнённой почвы производится промывка почвы и химическая экстракция загрязнителей растворителями. Метод

используется на специализированных полигонах с использованием промывных барабанов с применением ПАВ, растворителей с последующей их отгонкой. Использованные для промывки воды отстаиваются в специальных прудах или ёмкостях, где впоследствии проводятся их разделение и очистка.

В настоящее время внедряются перспективные разработки передвижных установок, которые используются для экстракции углеводородов из загрязненной почвы с применением паротепловых способы очистки в различных сочетаниях с другими методами. Приведенный способ позволяет снизить отрицательное влияние на окружающую среду за счет уменьшения транспортных перевозок для вывоза рекультивируемых земель на специальные площадки, привоза почвы-донора, снижения числа карьеров - доноров почв.

В настоящее время широко используются методы биологической направленности восстановления загрязнённой почвенной среды, которые чаще всего применяются при заключительных мероприятиях для окончательному восстановлению исходного состава и структуры биоценоза. Биоремедиация используются для восстановления биоценоза при запахивании микроорганизмов в почву. Использование фиторемедиации связано с восстановлением состава и структуры почвенной среды путём высева нефтестойких трав (клевер ползучий, шавель, осока и др.), которые способствуют активизации почвенной микрофлоры.

Охарактеризованные методы и способы рекультивации служат в качестве основных способов восстановления состава и структуры биоценозов, нарушенных в ходе техногенного воздействия, и позволяют в значительной мере уменьшить степень ущерба, который был нанесен окружающей среде.

Однако, наибольший природоохранный эффект дает развитие комплекса превентивных мер в ходе добычи углеводородного сырья с использованием рекультивационных методов в ходе ремедиации экосистем. Сокращение затрат на плановые мониторинговые исследования могут вести к значительным затратам в ходе ликвидации чрезвычайных последствий. Например, взрыв нефтяной платформы Deepwater Horizon, стоивший компании British Petroleum многомиллиардных убытков, по заключению правительственной комиссии США был спровоцирован сокращением средств на обеспечение безопасности добычи нефти [3]. Экологические риски таких катастроф труднооценимы, а последствия воздействия на биосреду в полном масштабе могут быть явно выявлены только через несколько поколений.

Несмотря на широкое распространение рекультивационных мероприятий наибольший вред наносят малозаметные загрязнители окружающей среды, которые очень часто не контролируются в процессе планового ведом-

ственного мониторинга нефтедобывающими компаниями. Подобные загрязнители в процессе своего распространения в окружающей среде, главным образом почвенной, наносят ей непоправимый вред в силу не столько своей незначительности, сколько в силу неконтролируемости, продолжительного канцерогенного воздействия и очень широкого площадного распространения в виде растворов, микроглобул и паров.

Общемировая практика свидетельствует, что при использовании высокотехнологичного оборудования в процессе скважинной добычи нефтяного сырья, при совершенствовании способов подготовки и транспортировки углеводородов, а так же осуществление постоянного мониторинга загрязнения окружающей природной среды, особенно в части малозаметных неконтролируемых загрязнителей при проведении активной природоохранной политики добывающими предприятиями, позволяет значительно уменьшить финансовые и материальные средства на проведение работ по восстановлению природных систем.

Список литературы

1. Восстановление нефтезагрязнённых почвенных экосистем. Под ред. Глазковской. М.А. - М. Наука, 1988.- 264 с.
2. Колесниченко А.В. Процессы биодegradации в нефтезагрязненных почвах. А.В. Колесниченко, А.И. Марченко, Т.П. Побежимова, В.В. Зыкова.- Москва: «Промэкобезопасность», 2004. - 194 с.
3. <https://ru.wikipedia.org/wiki/ВР>.
4. Дорожкува СМ. Оценка фонового состояния природной среды нефтегазовых месторождений - основа рационального природопользования // Налоги, инвестиции, капитал, №5-6 (2003 г.), с. 144-146.

Мирунычев Вадим Геннадьевич, начальник отдела ФиПИ
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева,
426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: fngp@udsu.ru

Полозов Михаил Брониславович
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева,
426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: michael1999@inbox.ru

Колесова Светлана Борисовна, кандидат экономических наук, директор института нефти и газа им. М.С. Гуцериева
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева,
426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: SBKolesova@udsu.ru

Vadim G. Mironychev, Head of Fundamental and Applied Researches (FAR) Department, Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

426034, Russia, Izhevsk, Str. University, 1, Bldg. 7, e-mail: fngp@udsu.ru

Michael B. Polozov, Associate Professor, Candidate of Biological Sciences

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

426034, Russia, Izhevsk, Str. University, 1, Bldg. 7, e-mail: michael999@inbox.ru

Kolesova Svetlana Borisovna, Candidate of science (Economy), Director of the Institute of Oil and Gas, Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

426034, Russia, Izhevsk, Str. University, 1, Bldg. 7, e-mail: SBKolesova@udsu.ru

ПОСТРОЕНИЕ КУЛЬТУРЫ ПРОИЗВОДСТВА В ООО НПФ «ПАКЕР»

Нагуманов М.М.
ООО НПФ «Пакер»

В статье представлено описание построения культуры производства на предприятии НПФ «Пакер». Предприятие НПФ «Пакер» - лидер в производстве пакерно-якорного оборудования и в России и СНГ, обеспечивающих весь комплекс работ по повышению добычи нефти. Главным инструментом в построении культуры производства предприятия по мере развития информационных технологий является системный подход на основе процессно-проектного управления.

Ключевые слова: НПФ «Пакер», культура производства, системный подход, бизнес-процесс, проектное управление.

THE DEVELOPMENT OF PRODUCTION STANDARDS AT LLC RESEARCH AND PRODUCTION COMPANY “PACKER”

Nagumanov M.M.
LLC Research and Production Company “Packer”

The development of production standards at Research and Production Company “Packer” is described in this article. Research and Production Company “Packer” is the leader in production of packer and anchor assemblies and downhole assemblies in Russia and CIS. By using this equipment all operations to enhance oil recovery are carried out. The main instrumentation in the development of production standards with advancing of computer technology is the system-based approach based on project management.

Keywords: Research and Production Company “Packer”, production standards, system-based approach, business process, project management.

Культура производства, которую выстраивает сегодня НПФ «Пакер», касается не только её классического понимания в привычных рамках эстетического уровня и условий труда персонала. Это комплексное понятие, во-бравшее всю совокупность финансово-экономических, производственных, организационных и духовных ценностей НПФ «Пакер» - собственно то, на чем стоит и без чего современное предприятие существовать не может, то, что, в конечном счете, определяет уровень его развития.

Причем главным инструментом в построении культуры производства предприятия по мере развития информационных технологий является системный подход на основе процессно-проектного управления.

Внедрение системного подхода в управление компанией, образно говоря, дает результат, схожий с управлением автомобилем. Водителю в голову не придет «крутить педали», передавая мощность на колеса, вмешиваться в работу двигателя и других систем на ходу: залей топливо, выбери маршрут-цель и управляй движением, чтобы оказаться в нужном месте в нужное время. Кстати, первые автомобили так и назывались: "самодвижущийся экипаж". Так и предприятие с эффективным управлением "само" двигается к поставленной цели. Построение культуры производства компании – это, можно сказать, и есть движение самообучающегося, саморазвивающегося и «самодвижущегося» экипажа к намеченной цели.

Деятельность любой организации состоит из множества взаимосвязанных бизнес-процессов, то необходимо понимать, как они управляются, как протекают, какие конкретно решают задачи, какой результат мы должны будем получить от их внедрения, и каким образом можно оценить их эффективность. Такой подход начинается менять прежнее сознание – я свою работу выполнил в силу функциональных обязанностей, а как она вписывается, и вписывается ли вообще в решение общекорпоративной цели, не представляю. А это нужно. Требуется не только четко структурировать все процессы, но и определить - кто за что отвечает.

Процессный подход считается сегодня наиболее действенным методом организации работы продвинутых предприятий. Его суть состоит в том, что при наличии вертикали власти основное управление компанией осуществляется по горизонтали (процессам). Именно так - в виде цепочки взаимосвязанных бизнес-процессов, а не совокупности разрозненных функций, и намерена выстроить свою деятельность НПФ «Пакер». Работа предстоит трудная, но результат стоит того: выстроив подобную цепочку, предприятие получит полную и ясную карту своей деятельности, где будут отражены все возможные совокупности операций, направленных на получение заданных результатов.

Процессный подход позволит не только эффективно управлять каждым бизнес-процессом. Он обеспечит абсолютно прозрачную организацию производства – до сих пор утопию для большинства предприятий, которая даст возможность видеть, ради чего совершаются все действия, где мотивация каждого четко связана с тем, насколько он способствует выполнению стратегии компании. При таком управлении каждый сотрудник четко знает, какую работу, в какой срок, и какого качества ему нужно выполнить для того, чтобы бизнес-процесс, в котором он участвует, привел к желаемому результату.

Не так много компаний, которые пошли на процессный подход в том понимании, в каком пытаемся это сделать НПФ «Пакер» - выстроить процессы, особенно верхнего уровня, по международным стандартам. Компании призывают в НПФ «Пакер» за опытом, где им все показывают, рассказывают,

а потом гости возвращаются домой и продолжают работать по-прежнему: у многих до сих пор страх перед изменениями.

И действительно. Внедрение процессного подхода в управление компанией момент не только ответственный, но и чрезвычайно кропотливый. Он предполагает пошаговую реализацию множества мероприятий, начиная с обучения ключевых сотрудников, выделения бизнес-процессов верхнего уровня – тех, которые играют ключевую роль в реализации стратегии развития компании, их описание, анализ, обязательную регламентацию – представление в визуальном виде, и, наконец, определение сотрудника или группы сотрудников, которые будут управлять регламентами – поддерживать их в актуальном состоянии.

- В последние два года НПФ «Пакер» очень много времени уделяет переходу не только на процессное, но и проектное управление. На процесс - структурировать и автоматизировать все процедуры - компания уже пошла. А в проектном управлении пока начато с разработки нового продукта.

Если процессное управление обеспечивает многократное получение одного и того же результата, то есть, так сказать, его качественное тиражирование, то проектное управление связано с разработкой и получением совершенно нового результата в виде уникального продукта. Это тема для НПФ «Пакер» была важна всегда, так как предприятие изначально является не только крупнейшим производителем, но и разработчиком различного скважинного нефтепромыслового оборудования. Системы управления проектами, как и процессное управление, считают в компании, должны стать неотъемлемой частью её системы менеджмента.

Все ключевые задачи компании, включая переход на процессное и проектное управление, связаны с реализацией общекорпоративных целей. А в конечном счете – с построением культуры производства компании. Если есть цели, нужно попробовать их «развернуть», то есть представить в понятном виде, обозначить пути достижения. Поэтому сотрудники НПФ «Пакер» и учатся сегодня «разворачивать» корпоративные цели и намечать пути их достижения через проектное управление.

Ищу людей, которые двигают мир

Хороший руководитель – это не тот, кто умеет все сам, а тот, кто может найти тех, кто сделает это лучше. Известная истина, которая лежит в основе кадровой политики руководства НПФ «Пакер» и определяет её суть. Для того, чтобы быть инновационной рыночной компанией нужны высококвалифицированные кадры.

Именно поэтому компания ищет профессионалов умных, компетентных и дотошных. И самое главное, думающих. Таким системным людям нужно

уметь общаться между собой и другими, выстраивать грамотно коммуникации, уметь договариваться.

Самый больной вопрос, где найти таких людей. Если зайти сегодня на сайт НПФ «Пакер» в раздел «Вакансии» можно поразиться обилию предлагаемых вакансий, не столько рабочих, сколько управленческих, начиная с высшего менеджмента. Впечатление такое, что компания или хочет заменить весь персонал, или готовит компанию двойника. А ларчик открывается просто, и опять вопреки всем традиционным стереотипам. Это вакансии на кадровый резерв. Вакансии на те должности, которых сегодня в компании даже нет.

Компания активно ищет инициативных и думающих руководителей-лидеров. И если претендент не найдет в предлагаемых вакансиях должность, соответствующую его творческим наклонностям, в компании готовы рассмотреть возможность открыть для такого человека специальную вакансию с учетом его опыта и желания работать по тому или иному направлению в деятельности компании.

Итальянский экономист Парето в 19 веке обнаружил такую закономерность: 20% наших усилий дают 80% результата. Другими словами, только небольшая часть действий является действительно эффективной, поэтому нужно концентрироваться только на тех действиях, которые приносят реальный результат и безжалостно отбрасывать малоэффективные или вовсе ненужные дела. Или еще проще: делайте только то, что приведет вас к успеху. В кадрах то же самое соответствие – только 20% сотрудников обеспечивают прорывы и реальный результат в деятельности компании, остальные 80% - простые исполнители, грамотные, нужные, но простые исполнители. Весь вопрос в том – как найти таких пробивных людей?

От Калининграда до Сахалина

А началась история НПФ «Пакер» с идей, которые были в голове его создателя Мирсата Мирсалимовича Нагуманова, отца нынешнего руководителя компании. И касались они разработки и производства пакерно-якорного оборудования. Почти за четвертьвековую историю предприятия (в апреле 2017 года ему исполнится 25 лет), оно прошло весь путь становления от от-верточной сборки до компании - лидера в производстве пакерно-якорного оборудования и скважинных компоновок в России и СНГ, обеспечивающих весь комплекс работ по повышению добычи нефти. В течение последних трёх лет, по итогам национального рейтинга «ТехУспех», НПФ «Пакер» входит в ТОП-30 крупнейших высокотехнологичных быстроразвивающихся компаний России.

В числе потребителей продукции с маркой «Пакер» - более 400 нефтегазодобывающих и сервисных компаний России, Украины, Белоруссии, Казах-

стана, Узбекистана, Туркменистана и других стран. А география её поставок простирается от Мурманска на севере, Калининграда, Киева и Минска на западе, Баку, Ашхабада и Ташкента на юге, Южно-Сахалинска на востоке!

В арсенале многочисленных наград компании последних лет – звание Лауреата премии правительства РФ за достижение значительных результатов в области качества продукции и услуг, а также за внедрение высокоэффективных методов менеджмента качества, премия Президента Республики Башкортостан за 1 место в области качества продукции (товаров и услуг), звание Лауреата конкурса на соискание премий правительства Республики Татарстан. Редкий случай, когда правительство соседней республики отмечает не свою, а стороннюю компанию!

В последнее время НПФ «Пакер» основное внимание уделяет не отдельным позициям, а так называемым «миксам» - компоновкам для добычи нефти, предлагающим заказчику комплексное решение под каждую конкретную скважину.

Забота о партнерах привела к формированию, начиная с 2008 года, собственной системы фирменного сервиса из сервисных центров и представительств компании в регионах, где идет активная разработка, освоение и нефтегазодобыча. Спектр оказываемых услуг весьма значителен и охватывает не только ремонт пакерного оборудования. Специалисты сервисных служб на местах предлагают сегодня подбор и прокат пакерных компоновок для проведения гидравлического разрыва пласта и поддержания пластового давления, а также для эксплуатации, интенсификации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. Они могут не только подобрать оборудование, предложить рациональные методы его использования, но также разработать и изготовить нестандартное пакерное и другое оборудование по техническим требованиям заказчика. Понятно, что крупные компании могут себе позволить содержать штат опытных пакерменов и обучать их, но ведь рядом сотни других, более мелких компаний, и для них подобная сервисная поддержка очень выгодна экономически: не надо содержать лишний штат, оборудование для сервиса, склады с запасом запчастей.

Кстати, в 2008 году, в самый разгар кризиса, НПФ «Пакер» освоил новое направление в деятельности компании – металлообработку изделий по чертежам заказчика. Много предприятий активно пользуются сегодня услугами метрологической службы компании и её центральной заводской лаборатории, которые оснащены современным оборудованием и сертифицированы по высшим российским стандартам.

Одним из самых показательных достижений компании является наш подход к её открытости. Раньше в компании старались отгораживаться от приглашения различных делегаций и специалистов, посещающих наш город

и местную промышленность. К 2010 году поняли, что вариться в собственном соку, когда строишь культуру производства компании в нашем понимании, слишком накладно. Сегодня подход у нас один, мы - открытая компания: сами готовы делиться информацией по организации предприятия и его деятельности, и готовы получать её от всех, кто желает подобного взаимодействия. Приезжайте, смотрите, задавайте вопросы – достойно примем, все покажем, обо всем расскажем и внимательно слушаем все ваши мысли.

Есть еще один аспект в деятельности НПФ «Пакер», который осенен особой миссией компании, где милосердие возведено в статус целостной системы, одного из важнейших компонентов её культуры. Когда-нибудь это станет привычным для всех российских предприятий, выстраивающих современную культуру производства. Но пока только НПФ «Пакер» идет по этой стезе так целеустремленно и настойчиво: не может современная компания быть в стороне от общественных проблем, тем более связанных со здоровьем граждан, тем более детей – самой беспомощной, уязвимой и самой драгоценной части нашего общества. У каждого ребенка своя судьба и история. И свое маленькое счастье, и свои необъятные беды.

Подобное понимание бизнеса для руководства лежит в основе его жизненной позиции. НПФ «Пакер» - в высшей степени социально-ориентированная компания. К ней регулярно обращаются за помощью родители больных детей, и она старается не оставлять без внимания ни одно подобное обращение. В столовой на самом видном месте установлен большой стеклянный ящик для пожертвований. Над ним - несколько листовок с подробной информацией кому, по какой причине и в каком размере нужна помощь. Накапливается нужная сумма – отправляется по назначению. Вот уже несколько лет специальный сотрудник компании отслеживает через сайт общероссийского благотворительного фонда «Русфонд», а также сайты известных региональных фондов данные по детям, которые нуждаются в срочной помощи, и составляет из них отдельный список. Каждому ребенку, включенному в этот список по линии главного офиса Русфонда и его Башкортостанского и Татарстанского отделений, а также фонду Константина Хабенского, НПФ «Пакер» перечисляет ежемесячно адресно по десять тысяч рублей. По пятьдесят тысяч рублей в месяц компания отправляет благотворительному фонду «Мархамат» из Башкортостана. И это еще не всё.

Наше предприятие посещает много делегаций, и мы построили в процесс организации посещений своё звено – официальные гости по обмену опытом должны внести 50 000 руб. в Русфонд на лечение конкретного ребенка. Не Пакеру, а напрямую в Русфонд. Желающих посетить наше предприятие меньше не стало, зато значительно больше стало благотворителей и здоровых детей.

Кто вытасчит Россию?

Экономика России долгое время жила и прирастала крупными компаниями, которые были основным источником налогов и главными работодателями. До начала перестройки малого и среднего бизнеса не существовало как класса, предпринимательство было уголовно наказуемым деянием. И только в последние годы центр экономической тяжести начал смещаться в сторону малого и среднего бизнеса. Как показывает практика, качество корпоративного управления в частной компании, где люди рискуют собственными деньгами, намного выше, как и качество результатов.

Не корпорации вытасчит Россию, а малый и средний бизнес, такой как НПФ «Пакер», строящий культуру производства новой российской компании. Причем и с душой, и качественно. Но проблем еще куча. И не в самом Пакере, а на экономическом пространстве страны.

Сегодня Татарстан лидер по деловым поездкам в НПФ «Пакер». Да и на всех выставках его представители, включая президента, самые любознательные и частые посетители наших стендов. Как итог - именно Татарстан дает нашему предприятию большую часть доходов, а его представители более всех прониклись философией нашей компании. Расстраивает, что не столь активны наши местные, башкортостанские, представители.

Нагуманов Марат Мирсатович, Директор ООО НПФ «Пакер»
Nagumanov M.M. Director of LLC Research and Production Company “Packer”
Моб. тел.: +7-927-2375-470, e-mail: NagumanovM@npf-paker.ru
<http://www.npf-paker.ru>

АНАЛИЗ ПРИЧИН И ПОСЛЕДСТВИЙ НАРУШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

Яковлев А.Л., Савенок О.В.

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»

В статье приводится анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края. Показано негативное влияние нефти и нефтепродуктов при попадании их в почву, подземные и грунтовые воды. Приведены факторы, определяющие возможность, скорость и время инфильтрации загрязнений с поверхности в водоносный горизонт. Рассмотрены локальные (шламовые амбары) и региональные источники загрязнения. Дается оценка степени естественной защищенности подземных вод от загрязнения применительно к вопросам охраны окружающей среды в процессах бурения скважин. Подробно рассмотрено воздействие ингибирующего шлама на окружающую природную среду.

Ключевые слова: экологическая безопасность; загрязнение геологической среды; загрязнение зоны аэрации; источники загрязнения при снижении пескопроявления скважин; источники поступления загрязняющих веществ от объектов нефтедобычи; локальные и региональные загрязнения подземных вод; оценка степени естественной защищенности.

ANALYSIS OF THE CAUSES AND CONSEQUENCES OF VIOLATIONS OF ENVIRONMENTAL SAFETY IN THE STIMULATION OF OIL DEPOSITS IN THE KRASNODAR TERRITORY

A.L. Yakovlev, O.V. Savenok

Kuban state technological University

The article provides an analysis of the causes and consequences of violations of environmental safety in the stimulation of oil deposits in the Krasnodar region. Displaying the negative impact of oil and oil products in contact with them in the soil, groundwater and groundwater. Presents the factors determining the possibility of infiltration rate and time of contaminants from the surface to the aquifer. Considered local (slurry pits) and regional sources of pollution. Assesses the degree of vulnerability of the natural groundwater against pollution in relation to environmental matters in the process of drilling. Considered in detail the impact of inhibiting the sludge on the environment.

Keywords: environmental safety; contamination of the geological environment; contamination of the aeration zone; sources of pollution while reducing sand production wells; sources of pollutants from oil production facilities; local and regional groundwater pollution; assessment of the vulnerability of the natural.

Загрязнение окружающей среды нефтью и нефтепродуктами является одной из основных экологических проблем Краснодарского края. В настоящее время процесс нефтяного загрязнения в крае формирует зоны экологического бедствия. В этих зонах по данным Доклада «О состоянии природопользования и об охране окружающей среды Краснодарского края в 2008 году» [1] из-за утечек нефтепродуктов (керосина, бензина) из локальных трубопроводов на военных аэродромах (г. Ейск, ст. Кущёвская), на крупных нефтебазах (г. Тихорецк), нефтеперегонных заводах (г. Туапсе) образовались подземные линзы нефтепродуктов с запасами в несколько тысяч тонн. Утерянные в результате технологических и аварийных утечек нефтепродукты просачиваются в землю и через породы аэрации достигают первого от поверхности водоносного горизонта.

Поскольку подавляющее большинство нефтепродуктов легче воды, они накапливаются на поверхности грунтовых вод, образуя подповерхностные скопления («линзы») нефтепродуктов различного размера и конфигурации, плавающие на поверхности грунтовых вод и движущиеся вместе с последними к местам их разгрузки – естественным (реки, моря и т.д.) или искусственным (водозаборные скважины, колодцы, дренаи и т.д.).

В г. Ейске, г. Туапсе «линзы» разгружаются в море, в г. Тихорецке в колодцы селитебных зон, где толщина слоя нефтепродуктов доходила до 0,5 см, создавая зоны с кризисным состоянием окружающей среды.

В настоящее время из всех обследованных районов в Краснодарском крае наиболее интенсивно загрязнены нефтепродуктами почвы и поверхностные воды в Апшеронском районе. Почвы горных отводов нефтяных месторождений здесь загрязнены в опасной и чрезвычайно опасной категории на 47 % площади, что согласно критериям определяет их как критическое состояние. Поверхностные воды (реки, ручьи) загрязнены в чрезвычайно опасной категории на 28 % от общей их протяжённости.

Нефть при попадании в почву даёт глубокие необратимые изменения физических, физико-химических и микробиологических свойств, что приводит к потере загрязнёнными почвами плодородия, к их засолению и отторжению площадей из сельскохозяйственного использования. Срок восстановления, саморекультивации почв, загрязнённых нефтью, составляет от 1-2 до 10-15 лет.

В почве нефть и нефтесодержащие продукты подавляют жизнедеятельность азотфиксирующих, нитрофиксирующих, целлюлозоразрушающих и

других бактерий, снижается содержание азота и фосфора, исчезают нитраты. Всё это сказывается на питательной ценности почв. Содержание нефти в почве даже небольшой концентрации (0,15 %) снижает урожай зерновых культур.

Нефть оказывает влияние почти на все группы почвенных беспозвоночных. Быстрее всего погибают крупные виды (насекомые, черви), значительно угнетается жизнедеятельность членистоногих.

При попадании нефти и нефтепродуктов в почву формируется несколько видов загрязнения геологической среды:

- загрязнение почвогрунтов;
- загрязнение грунтов зоны аэрации;
- загрязнение горизонта грунтовых вод.

Загрязнения почвогрунтов формируются в основном в местах пролива нефтепродуктов – первичное загрязнение. При этом наиболее сильно почвы загрязняются тяжёлыми и вязкими нефтепродуктами, неспособными к глубокому проникновению в недра. В некоторых случаях происходит вторичное загрязнение в результате подъёма уровня грунтовых вод.

Загрязнение зоны аэрации возможно двумя путями – проникновением утерянных нефтепродуктов вниз по разрезу или в процессе естественного колебания уровня грунтовых вод с плавающей «линзой» нефтепродуктов. В первом случае загрязнение формируется преимущественно в местах пролива, во втором – по всей площади подземной «линзы». Объём нефтепродуктов, который может накопиться в зоне аэрации, зависит от типа почвы и слагающих её пород, состава нефтепродуктов. Чем тяжелее нефтепродукты и чем менее проницаема и более неоднородна зона аэрации, тем больше нефтепродуктов в ней может накопиться.

Наиболее опасным является загрязнение горизонта грунтовых вод, так как оно обладает способностью относительно быстро распространяться далеко за пределы первоначального очага и проникать в поверхностные водоёмы и водотоки, тесно связанные с грунтовыми водами, а также к водозаборным сооружениям, эксплуатирующим подземные воды для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В некоторых населённых пунктах на садовых участках жители получают питьевую воду из подземных источников, т.е. в виде грунтовых вод, накапливающихся под землёй в пустотах, трещинах или пространствах между частицами почвы. Такую воду обычно считали относительно чистой и свободной от ряда вредных примесей. Неглубоко залегающие грунтовые воды и в самом деле довольно чисты, так как почва и почвенные микроорганизмы отфильтровывают или разрушают многие примеси. Тем не менее, в ходе этих процессов не удаляется большая часть синтетических органических соединений, а также многие нефтепродукты. Органические вещества часто бывают летучими и в принципе могли бы испаряться с поверхностных вод, однако в грунтовых

водах они оказываются в ловушке. Кроме того, после фильтрования в верхних слоях грунтовые воды проникают в более глубокие слои, где очистки от загрязнений уже не происходит.

При снижении пескопроявления нефтяных скважин в окружающую среду поступает большое количество загрязняющих веществ различной степени токсичности, которые оказывают значительный вред всем компонентам окружающей среды. Источники загрязнения при снижении пескопроявления скважин условно можно разделить на постоянные и временные [2].

Антропогенное влияние на подземные воды в районах разработки и освоения нефтегазоносных месторождений вследствие интенсивного техногенного воздействия процессов разбухания и эксплуатации стало особенно заметно в последнее время. При этом наиболее негативное влияние на грунтовые и подземные воды оказывают процессы строительства скважин [3].

Наиболее подвержены загрязнению пресные грунтовые и сравнительно неглубоко залегающие напорные воды, используемые как для питьевых, так и для хозяйственно-бытовых и технических целей. Пресные подземные воды сконцентрированы главным образом в верхней части земной коры (педосфере), в зоне активного водообмена на глубинах до 150–200 м, редко глубже; ниже, в зоне замедленного подземного стока, располагаются воды повышенной минерализации.

На изменение естественного природного химического состава пресных подземных вод влияют многие природные и техногенные факторы, основными из которых являются физико-химические свойства и состав загрязнённых сточных вод, и физико-химическое взаимодействие с вмещающими породами разнообразного состава и структуры при движении воды от областей питания к участкам разгрузки или понижения водоносного горизонта. Проникновение загрязнителей в водоносные горизонты происходит за счёт просачивания технологических стоков через проницаемые слои и литологические окна, привлечение речного стока, оросительных систем и др. Характер загрязнения зависит от климатических условий, характера почвенного покрова и растительности, рельефа, густоты и врезанности гидрографической сети.

Источники поступления загрязняющих веществ от объектов нефтедобычи в окружающую среду достаточно разнообразны. Постоянными источниками загрязнения атмосферы, почвы, подземных и поверхностных вод являются шламовые амбары, которые представляют собой природоохранные сооружения, предназначенные для централизованного сбора, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов бурения нефтяных скважин. При строительстве амбаров вырубаются деревья, кустарники, уничтожается надпочвенный покров, происходит отчуждение земель. Шламовые амбары с токсичным буровым шламом выводят из оборота значительные площади земель. Общие объёмы отходов зависят от применяемой технологии бурения, глубины и продолжительности строительства скважины, систем водоснабже-

ния и водоотведения, природно-климатических факторов и т.д. Буровые отходы представлены следующими основными разновидностями:

- выбуренные породы (ВБ);
- отработанные буровые растворы (ОБР);
- буровые сточные воды (БСВ) и их отстой;
- буровой шлам (БШ) и др. [4].

По масштабу влияния на водоносные горизонты выделяются локальные и региональные загрязнения подземных вод.

Под локальным источником загрязнения (шламовые амбары) формируется ареал загрязнения подземных вод, формы и размеры которого в плане, а также проникновение в глубину водоносного горизонта изменяются в широких пределах и зависят:

1) от интенсивности и характера поступления загрязнений (постоянное, периодическое), химического состава, плотности и вязкости фильтрующихся загрязнённых вод;

2) от гидрогеологических условий участка – литологического строения, гидрогеологических параметров зоны аэрации и водоносного горизонта, направления и скорости движения подземных вод;

3) от характера проявления процессов физико-химического взаимодействия между загрязняющими компонентами и подземными водами и породами.

При многокомпонентном составе фильтрующихся загрязнённых сточных вод (буровых сточных вод) формируется сложный ареал загрязнения.

Под действием многочисленных локальных источников, совокупность которых обуславливает площадной характер загрязнения, оно становится региональным. Такое загрязнение характерно для крупных нефтегазовых месторождений, особенно с плотной сеткой разбуривания. При этом основным источником загрязнения подземных вод являются шламовые амбары с содержащимися в них производственно-технологическими отходами бурения и продуктами освоения скважин. Причиной же загрязнения следует считать, прежде всего, некачественную гидроизоляцию дна и стенок амбаров, особенно сооружаемых в проницаемых породах. Проникновение в почвогрунт загрязнителей происходит при коэффициенте фильтрации грунта более 10^{-5} см/с.

Подземные воды по сравнению с поверхностными в целом лучше защищены от загрязнения, так как водоносный горизонт перекрыт более или менее мощной толщей почвы и пород. Однако если покрывающий пласт водопроницаем и имеет небольшую толщину, то инфильтрирующиеся с поверхности загрязнённые воды быстро проникают в водоносный горизонт и загрязняют его. Только когда над водоносным горизонтом залегают водонепроницаемые породы, они могут предохранить его от загрязнения.

Грунтовые воды, не перекрытые водоупорными породами, как правило, защищены значительно меньше, чем нижележащие горизонты напорных подземных вод, и обычно принимают основную часть инфильтрирующихся с поверхности загрязнений. Из грунтовых вод загрязнения могут затем проникать в более глубокие напорные и безнапорные горизонты с пониженными напорами – через литологические окна в водоупорах, при перетоке через слабопроницаемые отдельные горизонты, по заколонному пространству скважин вследствие их некачественного цементирования и т.д.

Степень естественной защищённости подземных вод от поверхностного загрязнения зависит от факторов, определяющих возможность, скорость и время инфильтрации загрязнений с поверхности в водоносный горизонт. К таким факторам следует отнести:

- толщина, водопроницаемость перекрывающих пород;
- значение перепада уровней (напоров) между загрязнёнными и подземными водами рассматриваемого водоносного горизонта с учётом понижения уровня воды при работе водозабора;
- вид и химический состав загрязнений, интенсивность и характер их поступления в подземные воды;
- физико-химические, в частности, сорбционные свойства перекрывающих пород и загрязняющих веществ, определяющие возможность полного или частичного поглощения загрязнений данного состава или их трансформацию в безвредное состояние.

Применительно к вопросам охраны подземных вод от загрязнения в процессах бурения скважин необходима оценка степени естественной их защищённости.

К защищённым относятся напорные и безнапорные межпластовые воды, имеющие в рассматриваемом районе сплошную водоупорную кровлю и не получившие здесь как в естественных, так и в нарушенных условиях питания из вышележащих грунтовых вод, рек и водоёмов через разделяющие слои или гидрогеологические окна. *К недостаточно защищённым* подземным водам относятся грунтовые воды, получившие питание на площади распространения, а также напорные и безнапорные межпластовые воды, которые в природных условиях получают питание из вышележащих подземных вод через разделяющие слои или гидрогеологические окна, из рек и водоёмов при непосредственной гидравлической связи.

Наиболее негативными загрязнителями подпочвенных и подземных вод являются нефть и нефтепродукты. Нефть и большинство нефтепродуктов с водой не смешиваются, растворимость их невелика. Для жидких парафинов и нафтеновых углеводородов она составляет 40-150 мг/л, что во много раз превышает ПДК. Растворимость ароматических углеводородов ещё выше и достигает 500 мг/л для толуола и 1800 мг/л для бензола.

При малом количестве разлившихся нефтепродуктов они остаются в зоне аэрации, обволакивая поверхность зёрен и трещин в породе, а если достигают капиллярной каймы, то распространяются на некоторое расстояние и в горизонтальном направлении. При этом загрязнение грунтовых вод растворимыми углеводородами происходит в результате промывания пород зоны аэрации атмосферными осадками. Сезонные колебания поверхности грунтовых вод несколько изменяют высотное положение нефтепродуктов, сосредоточенных в капиллярной кайме, что увеличивает размеры загрязнённой части пород зоны аэрации.

Движение нефтепродуктов через зону аэрации сопровождается их частичным расслоением, адсорбцией в породах, биохимическим распадом и испарением. При большом количестве проникших нефтепродуктов в процессе вертикальной инфильтрации они заполняют всю зону аэрации, капиллярную кайму и расплываются на поверхности грунтовых вод в виде слоя той или иной толщины. Эмульгированные и растворённые углеводороды вместе с потоком подземных вод мигрируют в водоносном горизонте в направлении движения подземных вод. Линза нефтепродуктов тоже может передвигаться, скорость её распространения обычно меньше скорости потока подземных вод и зависит от физических свойств нефтепродуктов (вязкость, плотность, поверхностное натяжение) и водовмещающих проб (гранулометрический состав, трещиноватость, проницаемость, содержание воды) [3].

Рассмотрим подробнее воздействие ингибирующего шлама на окружающую природную среду. Так как в составе ингибирующего шлама присутствует порода (60-80 %), органическое вещество (8-10 %), водорастворимые соли (6 %), нефть, разнообразные реагенты и т.п. [5], то основное воздействие на окружающую среду будет заключаться в загрязнении объектов природной среды химическими реагентами, минеральными солями и нефтепродуктами. Воздействие ингибирующего шлама на атмосферу происходит путём испарения лёгких фракций нефтепродуктов с поверхности шламового амбара, а также при таянии снега на загрязнённой шламом территории. Воздействие ингибирующего шлама на подземные и поверхностные воды обусловлено, в основном, ненормативным обустройством шламового амбара (нарушение либо отсутствие гидроизоляции амбара, отсутствие обваловок, водоотводных канав и т.п.), а также при контакте ингибирующего шлама, расположенного на территории буровой вне шламового амбара, с атмосферными осадками, подтоплении территории буровой в период интенсивного снеготаяния. При нарушении гидроизоляции шламового амбара снижается продуктивность почвенного покрова, происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов и, как следствие, загрязнение подземных и поверхностных вод. В результате атмосферных осадков и снеготаяния происходит переход растворимых солей из бурового шлама в водные растворы с миграцией этих ве-

ществ в водоносные горизонты. В результате загрязнения подземных и поверхностных вод нефтепродуктами происходит угнетение и подавление нормальной органической жизни, изменение состава биоценозов, заморы рыбы и гибель нерестилищ [6].

Воздействие ингибирующего шлама на почву, растительный и животный мир в основном сводится к загрязнению нефтепродуктами. При загрязнении почв нефтепродуктами происходит нарушение воздушного режима и водных свойств почв. В результате воздействия на почвенный покров нефтепродуктов отмечается изменение населяющих почву живых микроорганизмов: снижается численность целлюлозоразлагающих микроорганизмов и бактерий, усваивающих соединения азота. Происходит угнетение окислительно-восстановительных ферментативных процессов, что, в конечном счёте, снижает биологическую активность и плодородие почв. Ингибирующие шламы в большинстве случаев имеют щелочную реакцию, что способствует образованию легкорастворимых гуматов, которые вымываются из поверхностного слоя почв, снижая общее содержание гумуса. Растительность на участках загрязнения буровыми шламами погибает полностью. При толщине слоя шлама 5-10 см вред, причиняемый лесу, сопоставим с нефтяным загрязнением сильной степени [4].

Помимо ингибирующих буровых растворов активно применяются смолы на основе фенолоформальдегидного олигомера. Фенолоформальдегидный олигомер (далее ФФО) – один из классических промышленных олигомеров, до сих пор находит широкое применение в машиностроении, электротехнике, технологии приготовления покрытий и т.д. Современные масштабы развития техники всё более ужесточают требования, предъявляемые к ФФО. Изменение свойств ФФО осуществляется методом физической и химической модификации. Физически модифицированные олигомеры из-за отсутствия прочной химической связи между ингредиентами часто подвергаются растрескиванию, расслоению и другим нежелательным явлениям. Однако для направленного изменения свойств олигомеров чаще всего используют метод химической модификации. Этот метод является одним из перспективных и реальных путей, позволяющих, изменив структуры целевого продукта, улучшить их физико-механические, электрофизические свойства и достичь значительного увеличения срока их службы.

Существующие ФФО, наряду с хорошими показателями физико-механических свойств, имеют ряд недостатков, таких как низкая диэлектрическая проницаемость, хрупкость, недостаточная адгезионная прочность. В то же время ФФО токсичны из-за содержания в них от 5 до 15 % (масс.) свободного фенола.

Высокая экологическая опасность производства ФФО обусловлена, с одной стороны, техническими свойствами применяемых материалов и со-

держатся в них вредных веществ, с другой стороны – образованием реакционных вод при их синтезе, которые загрязнены как исходными веществами, так и продуктами реакции. Кислые и щелочные реакционные воды (реакция проводилась в кислой или щелочной среде) в виде сточных вод, попадая в водоём, понижают или повышают значение pH водной среды и это приводит к гибели микроорганизмов, растительности и т.д. В технологическом процессе сушки ФФО также удаляются летучие продукты – вода, формальдегид, некоторые побочные продукты реакции и часть непрореагировавшего фенола. Перечисленные вещества являются довольно токсичными – фенол отрицательно влияет на центральную нервную систему. Всё это ставит перед наукой и производством задачу их локализации, сбора и нейтрализации. Достичь коренного улучшения экологической ситуации в отрасли получения ФФО невозможно, поскольку многие проблемы могут быть разрешены только путём разработки новых технологий. В связи с этим изучаются пути уменьшения экологической опасности при получении и применении ФФО.

Для улучшения выше указанных эксплуатационных свойств ФФО их модифицируют соединениями с различными функциональными группами [7]. Разработанные методы получения новых модифицированных ФФО по техническому оформлению не отличаются от технологии получения ФФО и могут без существенных дополнительных изменений реализоваться в существующих промышленных установках для получения ФФО, одновременно позволяя решать экологические проблемы, связанные с синтезом и применением ФФО. Модификация ФФО приводит к дополнительному связыванию фенола и формальдегида различными функциональными группами модификаторов и тем самым к снижению остаточного содержания фенола и формальдегида в модифицированном олигомере.

Материалы, применяемые в технике снижения пескопроявлений как защитные покрытия, содержат не только олигомеры, но и другие вещества, применяемые для создания композиционных материалов с заранее заданными свойствами. В качестве наполнителя использовали шлам боксита, а в качестве растворителя – ацетон при следующем соотношении компонентов, масс. %:

- модифицированный ФФО – 40-45;
- шлам боксита – 5-10;
- ацетон – остальные.

Композицию для защитного покрытия готовят следующим образом. На первом этапе готовят раствор олигомера, затем полученный раствор загружают в барабан, куда добавляют определёнными порциями по 0,5 г каждая, вводят, не прекращая перемешивания, просеянный наполнитель. После введения всей порции наполнителя перемешивание продолжают ещё в течение 30 минут. Готовый состав можно наносить на обезжиренную от продуктов коррозии по-

верхность объекта кистью или пульверизатором в два слоя толщиной по 50-60 мкм каждый. После чего образцы с покрытиями выдерживались в термостате для отверждения. Отверждение проводили при следующем режиме:

- при температуре 80 °С – 0,5 часа;
- при температуре 100 °С – 0,5 часа;
- при температуре 120 °С – 0,5 часа;
- при температуре 140 °С – 2,5-3,0 часа.

Определены основные характеристики композиций на основе модифицированных ФФО. Испытание образцов проводили после их отверждения. Отверждённые олигомерные композиции с трёхмерно-сетчатой структурой обладают хорошими физико-механическими и защитными свойствами (таблица 1).

Таблица 1. Физико-механические показатели покрытий на основе модифицированных ФФО бензамидом

Показатели	в агрессивной среде	в атмосферных условиях
Прочность плёнки при ударе по прибору У-1, кД/м ²	4,0	5,0
Изгиб покрытия, мм	3,0	5,0
Адгезия покрытия по методу решетчатого надреза, баллы	1	1
Набухаемость в течение 30 сут., при температуре 20 ± 5 °С, %	10-15	–
Золь фракции	0,9	0,6
Твёрдость по МЭ-3	0,4	0,6
Электрическая прочность, кВ/мм	24	28

Рассмотренные композиционные покрытия обладают высокой стойкостью, что позволяет рекомендовать их в качестве покрытия для защиты от пескопроявления в условиях неустойчивых коллекторов и нефтеловушек.

Список литературы

1. Доклад «О состоянии природопользования и об охране окружающей среды Краснодарского края в 2008 году». – Краснодар: ООО РИА «АлВи дизайн», 2009. – 328 с.
2. Аксёнова Н.А. Исследование и разработка техники, технологии заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами: диссертация на соискание учё-

ной степени кандидата технических наук. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2004. – 178 с.

3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.

4. Rogozina E.A. Актуальные вопросы проблемы очистки нефтезагрязнённых почв // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электронный научный журнал, 2006. – № 1 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ngtp.ru>.

5. Тананыхин Д.С. Обоснование технологии крепления слабосцементированных песчаников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом: диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. – СПб.: ФГБОУ ВП «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2013. – 142 с.

6. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе: учебное пособие. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 352 с.

7. Новый справочник химика и технолога. Сырьё и продукты промышленности органических и неорганических веществ. – СПб.: АНО НПО «Профессионал», 2005. – 1142 с.

Яковлев Алексей Леонидович, аспирант ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», (Индекс 350058, г. Краснодар, ул. Старокубанская, 88/4, e-mail: olgasavenok@mail.ru)

Yakovlev Alexey Leonidovich, post-graduate student of FGBOU VO "Kuban state technological University" (Index 350058, Krasnodar, the old Kuban St., 88/4, e-mail: olgasavenok@mail.ru)

ЗАДАЧИ И ФУНКЦИИ МОНИТОРИНГА НА ПРЕДПРИЯТИИ

Ю.Л.Ким

Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева

Аннотация. В данной статье рассмотрены некоторые проблемы развития системы мониторинга инновационного развития организаций и предприятий нефтегазовой отрасли. Основной проблемой для развития на промышленном предприятии полнофункциональной системы наблюдения, анализа, оценки и прогнозирования инновационной деятельности, является слабо развитая методическая база исследования инновационных процессов, в том числе несовершенство форм и способов их формализованного представления и экономической оценки. Устранить проблему позволяет мониторинг инновационной деятельности в отрасли, ориентированный на исследование потребностей и возможностей, слабых и сильных сторон промышленных предприятий в процессах формирования, реализации и внедрения новшеств.

Ключевые слова: мониторинг, прогноз, развитие, анализ, управление, информационное обеспечение.

OBJECTIVES AND FUNCTIONS OF MONITORINGSERVICES

Y.L.Kim

Institute of Oil and Gas named after Gutseriev M.S.

Abstract. This article considers some of the problems of development of system of monitoring of innovative development of organizations and enterprises of the oil and gas industry. The main problem for development in an industrial plant full system monitoring, analysis, evaluation and forecasting of innovative activity, is poorly developed methodological base of research of innovation processes, including imperfect forms and methods of their formal representation and economic evaluation. To correct the problem allows the monitoring of innovative activities in the industry, focused on research needs and opportunities, strengths and weaknesses of industrial enterprises in the processes of creation, implementation and innovation.

Keywords: monitoring, forecasting, development, analysis, control, information provision.

Проблематичность в развитии структурированной методики связана с высокой степенью дифференциации промышленных предприятий по степени внедрения и использования инноваций, что влияет на вариативность подходов для конкретных разработок с учётом определённых функций и задач.

Существующие оценки финансово-хозяйственной деятельности организации не способны показать комплексного представления о состоянии и перспективах развития инновационной сферы, о результатах отдельных инновационных проектов. Текущие показатели не в состоянии обеспечить необходимый прогнозно-аналитический уровень, имеют слабые связи с принятием управленческих решений и не адаптированы к управлению инновациями, особенно на крупных предприятиях. [1]

Необходимо учитывать динамично развивающееся инновационное направление, потому что существует реальная потребность в применении сложных, гибких управленческих технологий функционального назначения, которые имеют важнейшее значение в управлении крупными промышленными предприятиями и отдельными отраслями. При этом слабо развитым является информационное обеспечение управления инновациями, что характеризуется отсутствием комплексного подхода к сбору, обработке и анализу информационных массивов, трудностями с формулированием информационных запросов, отсутствием определённости с адресным назначением.

Главные динамические изменения внешней среды, связанные с глобальными тенденциями на макро-уровне вызывают острую необходимость в повышении требований к достоверности, обоснованности и оперативности информации. Важно определить управленческие технологии, информационную и контрольную функции. Многофакторные задачи, присущие управлению инновациями на промышленных предприятиях, предъявляют высокие требования к разработке и обоснованию управленческих решений, а так же и к контролю над их исполнением, отслеживанию всех стадий инновационного цикла. Целесообразно представить главные задачи, ведущие принципы и основные функции системы мониторинга.[2]

К основным задачам мониторинга инновационного развития относятся:

1. Сбор данных, организация наблюдения, получение достоверной и объективной информации о состоянии инновационного потенциала промышленного предприятия.
2. Оценка и анализ результатов инновационной деятельности промышленного предприятия, соотнесение этих результатов с определенными критериями.
3. Прогнозирование инновационной деятельности с целью корректировки направлений инновационного развития.
4. Подготовка и доведение до руководящих органов рекомендаций по оперативному и стратегическому управлению инновационной деятельностью в целом и её отдельных элементов.

Главными принципами системы мониторинга являются:

- непрерывность наблюдения за объектами;
- периодичность получения информации о происходящих изменениях;

- сопоставление применяемых показателей мониторинга.[3]

Основные функции предлагаемой системы мониторинга:

- систематическое обследование состояния экономической положения в целях диагностики ее инновационного развития;
- формирование перечня инновационно активных дочерних и зависимых предприятий, а также отдельных инновационных проектов;
- методическое обеспечение процедур оценки интеллектуальной собственности, трансфера и коммерциализации инноваций;
- создание информационной системы взаимодействия субъектов инновационной деятельности;
- поиск потенциальных инвесторов, выработка предложений по оптимизации инвестиционных стратегий;
- диагностика инновационных и инвестиционных рисков;
- консультирование и консалтинговое сопровождение инновационных проектов;
- создание информационного банка данных;

Важные подсистемы данной системы:

- правового обеспечения (диагностика условий для осуществления инновационной деятельности);
- стратегического планирования и прогнозирования: перспективный прогноз инновационной деятельности в рамках целей и долгосрочной стратегии;
- маркетингового обеспечения: прогнозирование спроса на инновационную продукцию и его продвижение на новые рынки;
- научно-технического обеспечения, отбор и экспертиза инновационных проектов;
- производственно-технологического обеспечения: диагностика развития технологий, оценка конкурентоспособности;
- финансово-аналитическая: данные о финансовой устойчивости, структуре нематериальных активов, стоимости предприятия и объектов интеллектуальной собственности;
- инвестиционная, включающая поиск финансовых ресурсов, мониторинг финансовой поддержки инновационной деятельности;
- кадровая: данные о наличии и эффективности функционирования коучинг-центров и других институтов подготовки и переподготовки инновационно активных кадров, диагностика инновационного климата и корпоративной культуры;
- информационной поддержки: глобальные и локальные сети, банки данных по объектам интеллектуальной собственности, инновационно активным предприятиям, потенциальным инвесторам;
- диагностика внедрения и коммерциализации инноваций, осуществляющая оценку эффективности инновационной деятельности в целом;

- стратегического развития и роста: оценка инновационной составляющей экономического роста промышленного предприятия.

На заключительном этапе создания системы мониторинга инновационного развития необходимо разработать механизмы внедрения системы. Они представляют собой совокупность научно-аналитических, правовых, управленческих и других мероприятий, обеспечивающих непрерывность наблюдения за инновационными процессами, достоверность их оценки и практическое использование полученных рекомендаций. Для решения данной задачи необходимо создание центров мониторинга инновационного развития с целью сбора, анализа и управления информацией. В рамках этих центров предполагается создание распределенной среды мониторинга, включающей базы данных объектов мониторинга, а также набор вычислительных модулей, представляющих собой программную реализацию используемых методик и алгоритмов оценки инновационного потенциала, расчета инновационного мультипликатора, планирования и прогнозирования инновационного развития предприятия.[4].

Проведя анализ предлагаемых форм мониторинга можно сделать вывод, что инновационно активным признаётся организация или предприятие, которое:

- поставляет на рынок инновационную продукцию;
- имеет затраты на инновационную деятельность;
- участвует в технологическом обмене.

Структура показателей отчетности при вышеприведенном определении инновационной активности применим к промышленному предприятию, серийно выпускающему на рынок продукцию и ведущему обновление производственных фондов и технологий. Но, существующие формы статистической отчетности мало применимы к малым инновационным предприятиям, вузам, научным организациям и прочим экономическим системам, которые имеют другую типологию инновационной продукции. В этих формах практически не содержатся вопросы, которые могли бы идентифицировать инновационный потенциал экономической системы. Кроме того, отсутствуют статистические наблюдения динамических показателей, ответственных за оценку эффективности трансфера инновационных технологий.[5]

Актуальной представляется разработка системы показателей инновационной активности и инновационного развития промышленных предприятий. Одним из путей решения данной задачи является разработка сбалансированной системы показателей в рамках модели Каплана–Нортонa [6]. Эта модель отражает расширение возможностей мониторинга путем добавления нефинансовых показателей в систему оценки результатов деятельности для достижения целей управления. Она основана на увязке четырех перспектив

экономической системы: взаимоотношения с клиентами, внутренних бизнес-процессов, финансовых показателей, а также развития и обучения.

Мониторинг инновационного развития нефтегазовых предприятий является необходимым элементом оценки эффективности функционирования и развития инновационных процессов в экономической системе. Внедрение системы мониторинга инновационного развития будет способствовать росту инновационной активности предприятий и повышению конкурентоспособности российской экономики.

Список литературы

1. Боткин И.О., Ким Л.Г. Источники финансирования инновационной деятельности//Вестник УдГУ. 2013. №1. С.19-23
2. Ким Л.Г., Дроздов И.А. Развитие инновационной активности экономики России// Вестник ИжГТУ, 2007. № 2. С.90-91
3. Ким Л.Г. Мониторинг инновационной деятельности промышленных предприятий// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. №6. С.30-33
4. Боткин И.О., Дроздов И.А., Ким Л.Г. управление инновационным развитием предприятий регионального энергетического комплекса/ Удмуртский государственный университет. 2012. 150с.
5. Панькина Н.А., Ким Ю.Л. Актуальность ранжирования финансовых рисков // Вестник КИГИТ, 2014. №08.2(50) .С.46-49
6. Каплан, Д. П. Нортон. Сбалансированная система показателей. От стратегии к действию/Пер. с англ. — М., ЗАО«Олимп_Бизнес», 2004.

Ким Юрий Леонидович аспирант ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет». 426034 Ижевск, Университетская, 1корп.7, каб.-413 . lgkim@ya.ru

Kim Yury Leonidovich graduate student FGBOU VO "The Udmurt state university". 426034 Izhevsk, University, 1corp.7, ofis.-413. lgkim@ya.ru

Научное издание

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
НЕФТИ И ГАЗА. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА
(РОССИЙСКИЙ И МИРОВОЙ ОПЫТ)**

ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ,
ПОСВЯЩЕННАЯ 85-ЛЕТИЮ ДОКТОРА ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК,
ПРОФЕССОРА, АКАДЕМИКА РАЕН В.И. КУДИНОВА

26-27 мая 2016 г.

СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ КОНФЕРЕНЦИИ

Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева

Отпечатано с оригинал-макета заказчика

Подписано в печать 06.10.16.
Формат 60x84/16. Усл. печ.л. 25,8.
Тираж 300 экз. Заказ № 1851.

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 4, каб. 207
тел./ факс: +7(3412) 50-02-95 E-mail: editorial@udsu.ru

Типография
Издательского центра «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 2.
Тел. 68-57-18

КОНФЕРЕНЦИЯ ПРОВЕДЕНА ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

ООО «Газпромнефть-Развитие»

ООО «Газпромнефть-Ямал»



УАС НЕФТЬ

*Лекомцев Владислав Викторович,
выпускник нефтяного факультета УдГУ -1998 г.
Останин Антон Викторович,
выпускник нефтяного факультета УдГУ - 1999 г.*

ТТП-ПАРТНЕР

ООО

"Дальпромсинтез"

ЗАО "Иждрил"

ТЕХНОВЕК

ТЕХНОАВИА®
СПЕЦОДЕЖДА.РФ

НАУЧНО-
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
ОРИЗОНТ

ООО "Карбон-Ойл"