

ISSN 2074-2339

научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

3-2014 (июль-сентябрь)

Выпуск 36

22

Опыт ТНЦ по изучению керна методом
ядерно-магнитного резонанса

40

Опыт борьбы
с пескопроявлением скважин
осложненных месторождений
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

71

Опыт применения технологии
утилизации отходов бурения
на основе углесодержащего
сорбента-деструктора на объектах
ОАО «Самаранефтегаз»

76

Совершенствование дифференциальной
релейной защиты силового
трансформатора на основе однофазных
преобразователей с вращающимся
магнитным полем



РОСНЕФТЬ



РОСНЕФТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ВЕСТНИК
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Миловидов В.Д.
(главный редактор)
Байков В.А.
Басыров М.А.
Гончаров И.В.
Давыдова Е.А.
Закиров И.С.
Исмагилов А.Ф.
Кузнецов А.М.
Малышев Н.А.
Муслимов Э.Я.
Петровский М.А.
Рудяк К.Б.
Телин А.Г.
Тыщенко В.А.
Якимов С.Б.

По решению ВАК Минобрнауки России включен в «Перечень российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук» (редакция 17.06.2011 г.). Включен в Российский индекс научного цитирования.

СЕКРЕТАРИАТ

Хлебникова М.Э. (ответственный секретарь редакционной коллегии)
Мамлеева Л.А.

При оформлении номера использованы фотографии ОАО «НК «Роснефть»

Сдано в набор 12.08.2014
Подписано в печать 10.09.2014
Тираж 1000 экз.

© ОАО «НК «Роснефть», 2014

Зарегистрирован
Федеральной службой по надзору
за соблюдением законодательства
в сфере массовых коммуникаций и охране
культурного наследия
01.06.2007 г. ПИ № ФС77-28481

При перепечатке материалов ссылка на
«Научно технический вестник
ОАО «НК «Роснефть» обязательна

Отпечатано в ООО «Август Борг»

Научное редактирование статей и
prepress ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство»
117997, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1

www.oil-industry.ru

3-2014 [июль-сентябрь]

Выпуск 36

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

- 3 Гритчина В.В.**
Об опоисковании рифогенных залежей на примере Южно-Орловского месторождения
- 8 Белоусов С.Л., Хурамшина О.А., Шабаква С.В., Чернова Е.В.**
Палеофациальный анализ отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения
- 13 Задорина Е.А., Маркелова Л.С., Григоренко И.В., Крылова М.В.**
Уточнение модели строения терригенного резервуара с использованием технологии геостатистической инверсии
- 18 Костин Д.К., Кузнецов Е.Г., Вилесов А.П.**
Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа
- 22 Гильманов Я.И., Саломатин Е.Н., Николаев М.Ю.**
Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна методом ядерно-магнитного резонанса
- 26 Зарай Е.А., Хабаров А.В.**
Особенности оценки фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенных коллекторов

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 30 Бородин А.В., Максименко В.В., Тюнькин А.И., Голубков Д.Е.**
Опыт применения многозабойных скважин для повышения эффективности разработки пласта АВ₁ Советского месторождения
- 34 Кинсфатор А.Р., Киселев В.М., Антоненко А.А.**
Влияние напряженного состояния массива трещиноватых карбонатных пород на продуктивность скважин
- 38 Джим Хамски**
Geofacets как неотъемлемый поисковый инструмент для специалистов в области разведки и добычи нефти и газа





СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

- 40 Петренко С.Н., Балобанов Е.А., Ефимцов А.Б., Елкин Е.Б., Баркалов С.Ю.**
Опыт борьбы с пескопроявлением скважин осложненных месторождений
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

- 45 Стрункин С.И., Захаров В.И., Кинчаров А.И., Выбойщик М.А., Иоффе А.В.**
Исследования коррозионной стойкости труб из высокопрочного чугуна
в зависимости от условий эксплуатации в ОАО «Самаранефтегаз»

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕПРОДУКТОБЕСПЕЧЕНИЕ

- 52 Арутюнов И.А., Кулик А.В., Потапова С.Н., Светиков Д.В., Иванисько О.Л.**
Закономерности формирования и каталитические свойства вольфрамированного
диоксида циркония в реакции соолигомеризации этилена с гексенем-1
- 57 Томин В.П., Тютрина Н.В., Корчевин Е.Н.**
О качестве трансформаторного масла гидрокрекинга производства ОАО «АНХК»

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ

- 60 Головина Е.С., Костерина О.Б., Лепнев Д.В., Волкова Е.А.**
Новый уровень развития лабораторий с бережливым производством

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

- 66 Фоминых Д.Е., Голещихин А.В., Постернак Т.С.**
Определение токсичности бурового шлама нефтегазовых месторождений
Томской области методом биотестирования
- 71 Нечаев А.С., Рагузин М.С., Зацепин Д.Ю., Тимашев Э.О., Кулешов С.П., Докичев В.А.**
Опыт применения технологии утилизации отходов бурения на основе
углесодержащего сорбента-деструктора на объектах ОАО «Самаранефтегаз»

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

- 76 Шестак Р.А., Коробейников Б.А.**
Совершенствование дифференциальной релейной защиты силового трансформатора
на основе однофазных преобразователей с вращающимся магнитным полем
- 80 Скакунов Д.А., Довгун В.П., Петровский Э.А., Егоров Д.Э., Рупшис А.Е., Бурюкин Ф.А.**
Улучшение качества электрической энергии в сетях нефтеперерабатывающих предприятий

- 85 Рефераты**

Об опoisковании рифогенных залежей на примере Южно-Орловского месторождения

В.В. Гритчина (ОАО «Самаранефтегаз»)

Ключевые слова: месторождение, сейсморазведка, фаменский ярус, рифогенные залежи, геологическое моделирование, подсчет запасов, анализ рисков и неопределенностей.

Key words: oil field, seismic exploration, Famennian stage, reef deposits, geological modeling, reserves calculation, risks and uncertainties analysis.

Адрес для связи: GritchinaVV@samng.ru

Введение

Южно-Орловское месторождение, открытое в 1967 г. скв. 110, расположено на севере Самарской области. Разработка месторождения ведется с 1974 г. В 2008 г. малодебитной скв. 130¹, эксплуатирующей пласт D₃fm, был открыт Западный купол с новыми объектами D₃br и B₁. К промышленно нефтеносным относятся пласты нижнего карбона и девона [1].

В 2010 г. скв. 132, пробуренная на объект D₃fm, обеспечила прирост запасов 500 тыс. т. Дебит нефти скв. 132 составляет 768 т/сут, что обуславливает интерес к данному объекту. В 2007-2008 гг. на месторождении проводились 3D сейсмические работы, результаты которых были переинтерпретированы в 2012 г., а в 2013 г. по этим данным были выполнены подсчет запасов и технико-экономическое обоснование (ТЭО) коэффициента извлечения нефти (КИН). Также интерес представляет объект D₃fm Утёвского месторождения, недавно открытый и ранее не считавшийся нефтеносным.

Таким образом, несмотря на то, что Самарская область – один из старейших нефтедобывающих регионов, перспективы прироста запасов здесь достаточно оптимистичны. Представления о геологическом строении залежи Южно-Орловского месторождения за последние 3 года менялись несколько раз [1]. Поскольку месторождение в настоящее время активно разбуривается, необходимо обосновать бурение новых скважин (как разведочных, так и эксплуатационных). При этом нужно учитывать не только геологические данные, но и перспективы разработки месторождения.

В связи с отмеченным особую важность приобретают создание и применение алгоритма поиска ри-

фогенных залежей для разработки рекомендаций по бурению и управлению разработкой Южно-Орловского месторождения. Для этого были поставлены следующие задачи:

1) сопоставить данные сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) 2D 1980 г. и МОГТ 3D 2008 г.;

2) пересчитать запасы путем создания постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ);

3) запланировать постановку эксплуатационного и разведочного бурения;

4) создать алгоритм поиска рифогенных залежей на основании результатов работы.

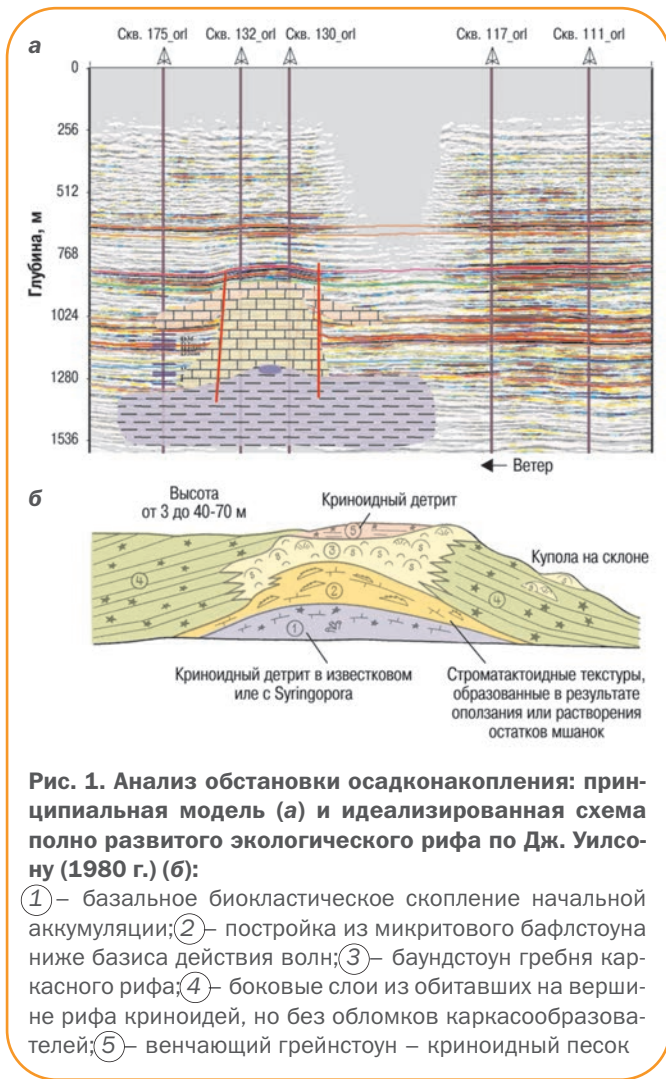
Анализ сейсмогеологических характеристик Южно-Орловского месторождения

В региональном тектоническом плане месторождение приурочено к Сокской седловине Южно-Татарского свода. Южно-Орловское поднятие расположено на Орловском вале, имеющем юго-западное простирание.

Литологически пласты D₃fm, D₃br и B₁ представлены органогенными известняками и доломитами. Все пласты трещиноватые, по трещинам наблюдаются выпоты нефти. Вынос керна небольшой, в основном из плотных участков разреза, практически весь керн разваливался по плоскостям трещин. При анализе обнаружены остатки гастропод, остракод, криноидей, фораминифер. Развита процесс перекристаллизации и слабой доломитизации.

В 2008 г. при сейсморазведке МОГТ 3D получены высококачественные данные. Практически все

¹ Все номера скважин являются условными.



срезы характеризуются различными вариациями амплитуд вплоть до затухания (рис. 1), поскольку низ разреза представлен рифовыми карбонатными постройками. По структуре поднятие представляет собой горст, испытывавший горизонтальное сжатие. Сейсмический профиль хорошо отражает рифовые постройки фаменского яруса на архейском выступе, характерное локальное увеличение толщины в районе западного купола.

На базе анализа волнового поля, а также сейсмофациального, седиментационного и палеотектонического анализа были изучены обстановки осадконакопления. Западный купол – это крупнейший фаменско-турнейский риф на склоне Муханово-Ероховского прогиба (в регионе рифостроение началось в мендымском горизонте в условиях мелкого моря). Он расположен на меньшей глубине моря на небольшом выступе и из-за этого слабо распознается в волновом поле. Риф находился в наиболее активной зоне разлома, который заложился в сочленении Сокской и Бузулукской впадин. Предполагается,

что в этом месте из литосферы поступало тепло, вследствие чего активизировался рост рифа.

Турнейский ярус представлен мелководными отложениями, ранее считавшимися структурой облекания, теперь они рассматриваются в качестве части рифа. Впоследствии данные отложения были подвержены размыву, что затруднило анализ. Рифы развивались в пределах гряды, контролировавшейся разломами, и характеризовались определенной морфо-экологической дифференциацией, выраженной в наличии биогермного ядра и фаций склонов в виде шлейфа из органогенно-обломочных пород. Постройки имели относительно симметричную вытянутую форму в соответствии с простиранием дизъюнктивов. Основные элементы рифа совпадают с элементами полно развитого рифа, описанного в работе [2].

Система разломов начала формироваться, по-видимому, в раннефранское время, когда образовалась Южно-Орловская валообразная структура. Рисунок отражений в зоне разлома и наклон плоскости разлома позволяют предположить, что структура формировалась в условиях преимущественно горизонтального сжатия. Затем, на неотектоническом этапе, она испытывала воздымание без разрыва. Эта система нарушений прослеживается в интервале отложений терригенного девона. Остальные непротяженные разрывные нарушения, по-видимому, являются опережающими, имеют небольшие амплитуды и прослеживаются в основном в девонском интервале разреза [1].

На Южно-Орловском месторождении были проведены микросейсмические исследования, позволяющие прогнозировать потенциальную нефтенасыщенность пород: в терригенных отложениях девона прогнозируется нефтенасыщение как на Западном куполе, так и западнее него, а в верхнем девоне и нижнем карбоне подтверждается уже известная нефтеносность.

С учетом изложенного была построена 3D геологическая модель, учитывающая данные бурения скв. 129 и использующая для построения структуры результаты переинтерпретации сейсмических исследований. Объекты D₃fm и D₃br были объединены по палеогеографическим и стратиграфическим причинам на основании корреляции и палеотектонического анализа. Поднятие расположено в пределах фаменско-турнейской карбонатной платформы; франская карбонатная платформа должна располагаться значительно южнее [3]; также не были вскрыты водонасыщенные породы объекта D₃fm, а

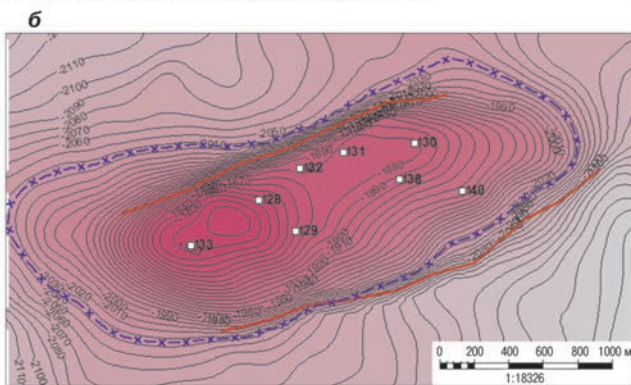
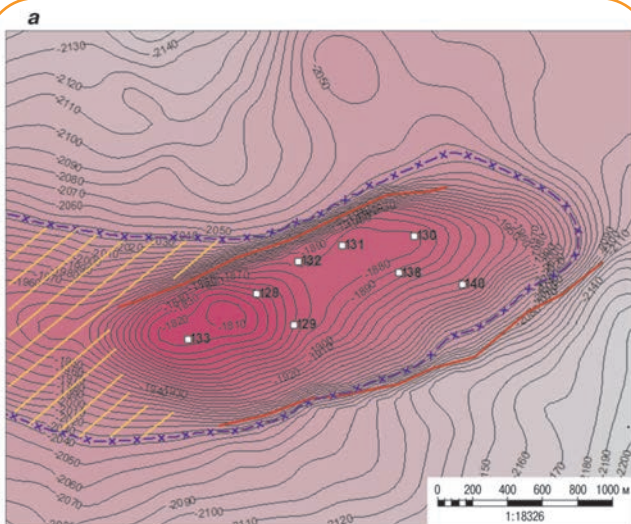


Рис. 2. Предполагаемая структурная карта по кровле коллектора пласта D_3fm Южно-Орловского месторождения (а) и принятая для ПДГТМ (б)

непроницаемая перемычка между двумя пластами отсутствует, поэтому данную единую залежь было решено обозначать D_3fm . В модели были учтены обстановка осадконакопления и направление разломов при моделировании.

В процессе структурного моделирования выяснилось, что при учете данных скв. 129 в фаменском ярусе структура не замыкается (граница сейсморазведочных работ проходила по предположительному окончанию вала), а следовательно, такой водонефтяной контакт (ВНК) не позволяет однозначно определить площадь нефтеносности (рис. 2). Поскольку проведенные в 1980 г. на месторождении сейсморазведочные работы МОГТ-2D охватывали гораздо большую площадь и косвенно указали на продолжение Орловского вала на юго-запад (рис. 3), было решено обратить внимание на данное структурное несоответствие.

Тем не менее залежь была принудительно замкнута для подсчета запасов. В разрезе фаменско-турнейских отложений хорошо видно, что данная процедура нарушает «гладкость» карты стратиграфических

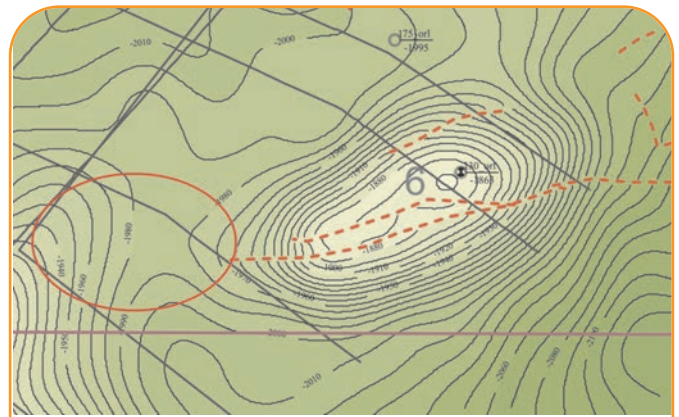


Рис. 3. Структурная карта отражающего горизонта (ОГ), приуроченного к кровле фаменского яруса (Западный купол Южно-Орловского месторождения)

толщин при сохранении «гладкости» карты вертикальных тощин, и наоборот (рис. 4). В связи с этим требуется дополнительное опоискование залежи на юго-западе. На построенной карте нефтенасыщенных толщин по объединенным объектам толщины достигают 150 м.

Гипотеза о раскрытости складки впервые была выдвинута в декабре 2012 г. и подтверждалась при последующем бурении. Скв. 133, пробуренная вес-

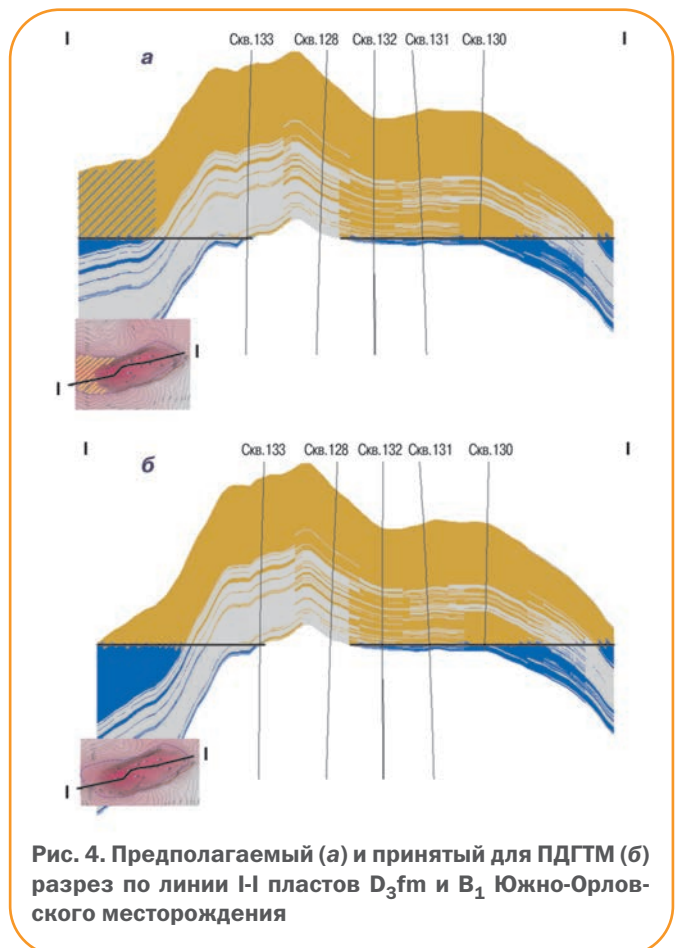


Рис. 4. Предполагаемый (а) и принятый для ПДГТМ (б) разрез по линии I-I пластов D_3fm и B_1 Южно-Орловского месторождения

ной 2013 г., вскрыла кровлю фаменского яруса на 100 м выше ожидаемых отметок, что также свидетельствует о наличии брахиантиклинальной постройки, а именно барьерного рифа.

В процессе литологического моделирования (рис. 5) было подтверждено отсутствие принципиальных различий объектов, ранее относившихся к мандымскому горизонту и фаменскому ярусу. Однако пласт можно разделить на две пачки без перемины между ними. Можно предположить цикличность в осадконакоплении, но в настоящее время для ее обоснования недостаточно данных. Полный фациальный анализ также не мог быть проведен из-за недостаточности изученности керна.

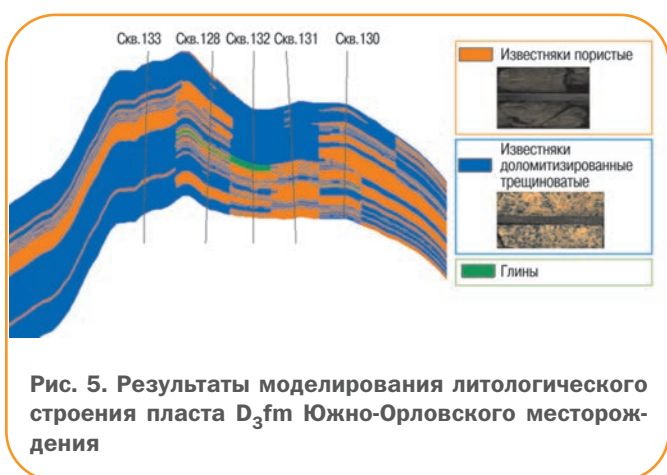


Рис. 5. Результаты моделирования литологического строения пласта D_3fm Южно-Орловского месторождения

По новой модели были пересчитаны запасы (см. таблицу): по объединенным объектам D_3fm и D_3br прирост запасов превысил 141 %, при этом была пересчитана петрофизическая модель [4] с учетом всех имеющихся данных, также подсчитано распределение запасов по фациям и построена кривая вероятностного распределения запасов по методу Монте-Карло.

Для повышения достоверности прогноза бурения был проведен анализ неопределенностей. Построены средняя карта толщин как общих, так и нефтенасыщенных по 100 реализациям, а также карта среднеквадратичных отклонений.

В соответствии с рекомендациями автора для доизучения месторождения в геологическое задание на бурение новых скважин были заложены сложные методы геофизических исследований скважин (ГИС) для определения трещиноватости.

Рекомендации по разбуриванию Южно-Орловского месторождения

На основании анализа рисков и неопределенностей было скорректировано положение пяти скважин, пробуренных в 2013 г. и планируемых к бурению в 2014 г., они перемещены в зону наименьших рисков. Кроме того, разработаны рекомендации по повышению успешности бурения и начального дебита скважин (рис. 6). Суммарный дебит скважин возрос на 207 т/сут, а успешность бурения в среднем повысилась на 13 %. Вследствие объединения объектов рекомендуется перфорация всей продуктивной толщи.

Увеличение интервала перфорации пласта, а также бурение разведочной скв. 150 для опробования западного продолжения структуры обеспечат прирост дебитов до 753 т/сут (см. рис. 6), средний дебит скважин, вскрывших объект D_3fm , составляет 148 т/сут.

В ОАО «Самаранефтегаз» создана рабочая группа по поиску залежей в фаменских отложениях, для которой разработан универсальный алгоритм работы: выявление перспективных зон, приуроченных к бортам прогибов; анализ данных сейсморазведки, керна, ГИС, бурения; выявление и опробование залежей. Основные зоны поиска – перспективные с точки зрения региональной геологии осевая и бортовая зоны Камско-Кинельской системы прогибов.

Сначала проводится анализ данных сейсморазведки, в основном 3D, для поиска биогермных построек по треугольникам изопакит. Затем анализируются данные ГИС и результаты бурения в этом районе, данные опробований скважин и нефтенасыщенность керна для поиска пропущенных залежей. Затем ежемесячно к опробованию рекомендуются

Объект	Площадь, тыс. м ²	Толщина, м	Объем, тыс. м ³	K_p	K_n	β , %	ρ_n т/м ³	НГЗ нефти, тыс. т.
D_3fm	1536	57,4	88097	5	78	93	0,867	2575
D_3br	1381	24,8	34193	12	85	90	0,884	2752
Модель	3100	72,7	225337	7,07	94,6	91,5	0,878	12324
Поровый коллектор	1739	30,7	53450	9,34	95,0	91,5	0,878	3697
Трещинный коллектор	2866	59,6	170897	6,6	94,5	91,5	0,878	8625
Расхождение, %	112,5	-11,5	84,26	-12,8	16,0	0	0,3	141,62

Примечание: K_p – коэффициент пористости; K_n – коэффициент нефтенасыщенности; β – обводненность; ρ_n – плотность нефти; НГЗ – начальные геологические запасы.

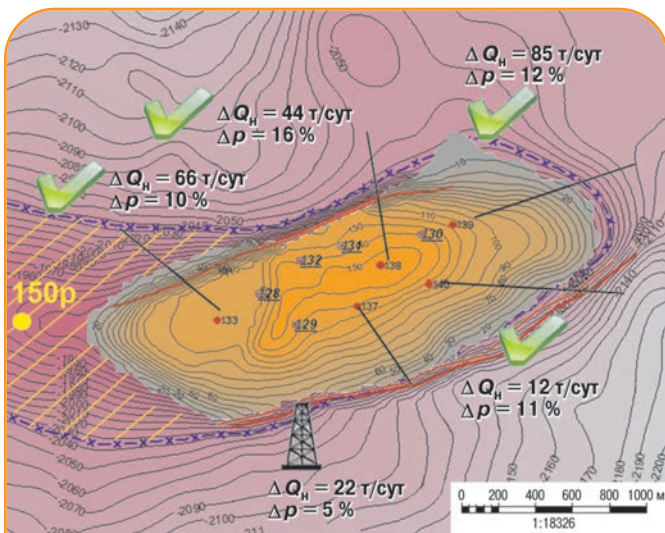


Рис. 6. Корректировка положения скважин на основании анализа рисков и неопределенностей (карта начальных нефтенасыщенных толщин, наложенная на структурную карту)

новые залежи. Таким образом была открыта нефтеносность пласта D₃fm Утёвского месторождения с дебитом более 1 тыс. т/сут. По Бариновско-Лебяжинскому месторождению по характерным признакам были выделены залежи, планируемые к разбуриванию в 2014 г. По Верхне-Ветлянскому и Кудиновскому месторождениям рекомендуется провести расширенный комплекс ГИС. На Подъем-Михайловском месторождении удалось обнаружить еще одну залежь, залежь вскрыта четырьмя скважинами со средним дебитом 28 т/сут.

Заключение

Проведен анализ обстановки осадконакопления, которая соответствует условиям формирования барьерного рифа, выделены его морфологические элементы, построены литологическая модель и ПДГТМ месторождения, подтвердившие гипотезу о структуре пласта. Пересчитаны запасы нефти, прирост составил около 7 млн. т. Скорректированы расположение скважин и их заканчивание, вследствие чего фактический прирост дебита составил 207 т/сут, и есть потенциал для приращения еще 550 т/сут. На основе проделанной работы создан алгоритм поиска рифогенных залежей. Также сформирована рабочая группа по поиску и изучению залежей нефти в биогермных постройках.

Для дальнейшего доизучения рекомендуется:

1) уточнить структуру западной части Южно-Орловского месторождения путем проведения 3D сейс-

моразведки на небольшой площади или заложения 2D профиля вдоль оси структуры;

2) пробурить разведочную скв. 150;

3) проработать вопрос о единстве турнейской и фаменской части структуры;

4) провести исследование коллекторов с точки зрения трещиноватости и ее влияния на разработку;

5) выполнить гидродинамические исследования скважин с возможностью определения границ пласта и его особенностей.

Список литературы

1. Отчет «Проведение переобработки и переинтерпретации площадных сейсморазведочных работ 3D в пределах Селитьбенского лицензионного участка Самарской области». – М.: ОАО «Центральная Геофизическая Экспедиция», 2011. – 300 с.
2. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. – М.: Недра, 1980. – 463 с.
3. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том V. Куйбышевское Поволжье/С.Я. Вайнбаум [и др.]. – М.: Недра, 1979. – 286 с.
4. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.

References

1. Report "Provedenie pereobrabotki i pereinterpretatsii ploshchadnykh seysmorazvedochnykh работ 3D v predelakh Selit'benskogo litsenzionnogo uchastka Samarskoy oblasti" (Reprocessing and reinterpretation of areal of 3D seismic within Selitbensky licensed area of Samara Region), Moscow: Publ. of Central Geophysical Expedition, 2011, 300 p.
2. Wilson J.L., *Carbonate Facies in Geologic History*, Berlin: Springer-Verlag, 1975. – 463 p.
3. Vaynbaum S.Ya. et al., *Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefi i gaza Volgo-Ural'skoy oblasti* (Laws of placing and formation conditions of oil and gas reservoirs of the Volga-Ural region), Part V. Kuybyshevskoe Povolzh'e (Kuybyshev Volga), Moscow: Nedra Publ., 1979, 286 p.3.
4. Petersil'e V.I., *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob'emnym metodom* (Guidelines on the calculation of geological reserves of oil and gas using volumetric method), Moskva-Tver': Publ. of VNIIGNI, NPTs Tver'geofizika, 2003, 258 p.

Палеофациальный анализ отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения

С.Л. Белоусов, О.А. Хурамшина,
С.В. Шабаква, Е.В. Чернова
(ООО «ТНЦ»)

Ключевые слова: палеофациальный анализ, керн, тюменская свита, фация, палеогеографическая карта.
Key words: paleo-facies analysis, core, Tyumen suite, facie, paleogeographic map.

Адрес для связи: oakhuramshina@rosneft.ru

Введение

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в западной части ХМАО и приурочено к Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Район исследований включает три лицензионных участка: Талинский, Каменный и Ем-Еговский, а также смежные территории. Промышленная нефтеносность месторождения установлена в породах верхней части доюрского основания, юрских и меловых отложениях. Максимальный объем (43 %) извлекаемых запасов связан с отложениями тюменской свиты (пласты ЮК₂₋₉), из них 78 % относятся к категории С₂ и не введены в разработку, что свидетельствует о недостаточной разведанности данных отложений.

Тюменская свита представлена терригенными отложениями континентального генезиса среднеюрского возраста. В наиболее приподнятых участках палеорельефа пласты тюменской свиты залегают непосредственно на породах доюрского фундамента вплоть до полного выклинивания, в пониженных участках – на отложениях шеркалинской свиты. Толщина свиты изменяется от 0 до 200 м. Выдержанных покрышек внутри тюменской свиты не обнаружено, региональной покрывкой является 700-м толща глин абалакской, тутлеймской, фроловской и кошайской свит.

Опыт изучения пластов ЮК₂₋₉ свидетельствует о сложном распределении пород-коллекторов конти-

нентального генезиса как по площади, так и по разрезу, поэтому одним из наиболее важных методов изучения таких отложений является палеофациальный анализ.

Методика проведения и результаты палеофациального анализа

Основой для проведения палеофациальных исследований является седиментологический анализ керна, в ходе которого стратиграфический разрез расчленяется на генетически и структурно однородные осадочные единицы (литофации). В пределах трех лицензионных участков имеются данные седиментологического анализа по 73 скважинам, выделено 12 типов литофаций, характеризующих условия накопления отложений тюменской свиты. Результаты седиментологических исследований [1] показали, что пласты ЮК₇₋₉ формировались в пределах возвышенной предгорной аллювиальной равнины в условиях расчлененного рельефа, что предполагает быструю фациальную изменчивость отложений по площади и невыдержанность песчаных тел.

Накопление отложений пластов ЮК₃₋₆ на территории Красноленинского месторождения происходило в примерно одинаковых условиях аллювиальной низменной равнины. Основные типы литофаций для пластов ЮК₃₋₉: песчаники речных русел, глинисто-алевритно-песчаные отложения каналов и конусов выноса промоин и озерных дельт, аргиллиты и

глинистые алевролиты с прослоями углей поймы и болот, аргиллиты центральных частей озера, а также плохосортированные аргиллиты, песчаники и гравелиты аллювиальных конусов выноса (последнее характерно для пластов ЮК₇₋₉).

Верхняя часть пласта ЮК₃ и пласт ЮК₂ отличаются по фациальной характеристике от пластов, расположенных стратиграфически ниже, в сторону преобладания фаций, формировавшихся в пределах прибрежного залива/эстуария. Это свидетельствует об усилении влияния моря в период накопления этих отложений. Основные типы литофаций верхней части пласта ЮК₃ и пласта ЮК₂ представлены алеврито-песчаными отложениями заливной дельты, эстуариевыми/лагунными аргиллитами, глинистыми и песчаными отложениями приливно-отливных отмелей.

Необходимо отметить, что седиментологические исследования керна были проведены в скважинах, число которых составляет чуть более 10 % общего числа скважин, по которым выполнялся палеофациальный анализ. С целью увеличения числа и равномерности распределения фациальных точек по площади выделение фаций в скважинах без отбора керна проводилось на основе типизированных каротажных кривых. За основу принимался гамма-каротаж (ГК). Форма кривой ГК отражает изменение глинистости по разрезу и хорошо сопоставляется в зеркальном отношении с формой седиментологической колонки (рис. 1). Типизация кривых ГК проведена по скважинам, охарактеризованным керном. В основу типизации положена такая форма кривой ГК, в пределы которой попадают генетически близкие литофации, определенные по керну. Этот прием фациального анализа широко используется в зарубежной практике [2, 3]. В результате были выделены четыре типа кривых ГК (рис. 2).

Тип 1 – кривая ГК в форме «колокола», характеризуется резкой подошвенной границей или резким спадом естественной радиоактивности пород. Вверх по разрезу наблюдается постепенное увеличение показаний ГК. При сопоставлении такой формы кривой ГК с седиментологическими колонками отмечается, как правило, врез грубозернистого осадка в глинистые вмещающие отложения, а вверх по разрезу – постепенное уменьшение зернистости и увеличение глинистой составляющей. С таким типом кривых связаны фации русел, каналов, промоин.

Тип 2 – кривая ГК в форме «воронки», характеризуется постепенным снижением показаний ГК вверх по разрезу, а в кровельной части – резким увеличением естественной радиоактивности. На седиментологической колонке вверх по разрезу наблюдается

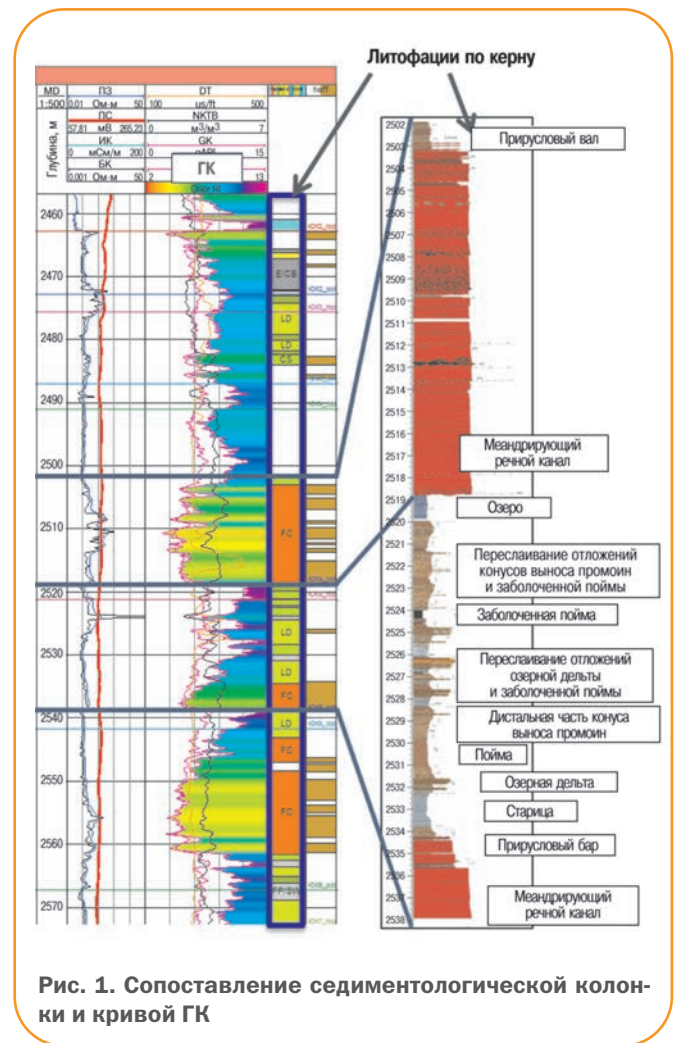


Рис. 1. Сопоставление седиментологической колонки и кривой ГК

увеличение зернистости и уменьшение глинистой составляющей. С такой формой кривой отождествляются фации дельты головной части залива, эстуария, озерной дельты, конусов выноса промоин и конуса выноса слияния речных долин.

Тип 3 – кривая ГК «С-образной» формы, характеризуется пониженными показаниями ГК по всему разрезу с относительно резкими границами в кровле и подошве. Такая форма кривой связана с надстраиваемой русловой системой, крупными дельтовыми системами головной части залива, эстуария.

Тип 4 – кривая ГК в виде прямой линии, характеризуется повышенными значениями естественной радиоактивности по всему разрезу и связана преимущественно глинистыми отложениями. К этому типу относятся фации пойм, болот, центральных частей озер и заливов, эстуариев.

Таким образом, весь разрез тюменской свиты в каждой скважине по форме кривой ГК был разделен на части, соответствующие определенным группам фаций. Поскольку общие толщины пластов тюменской свиты практически во всех случаях превышают

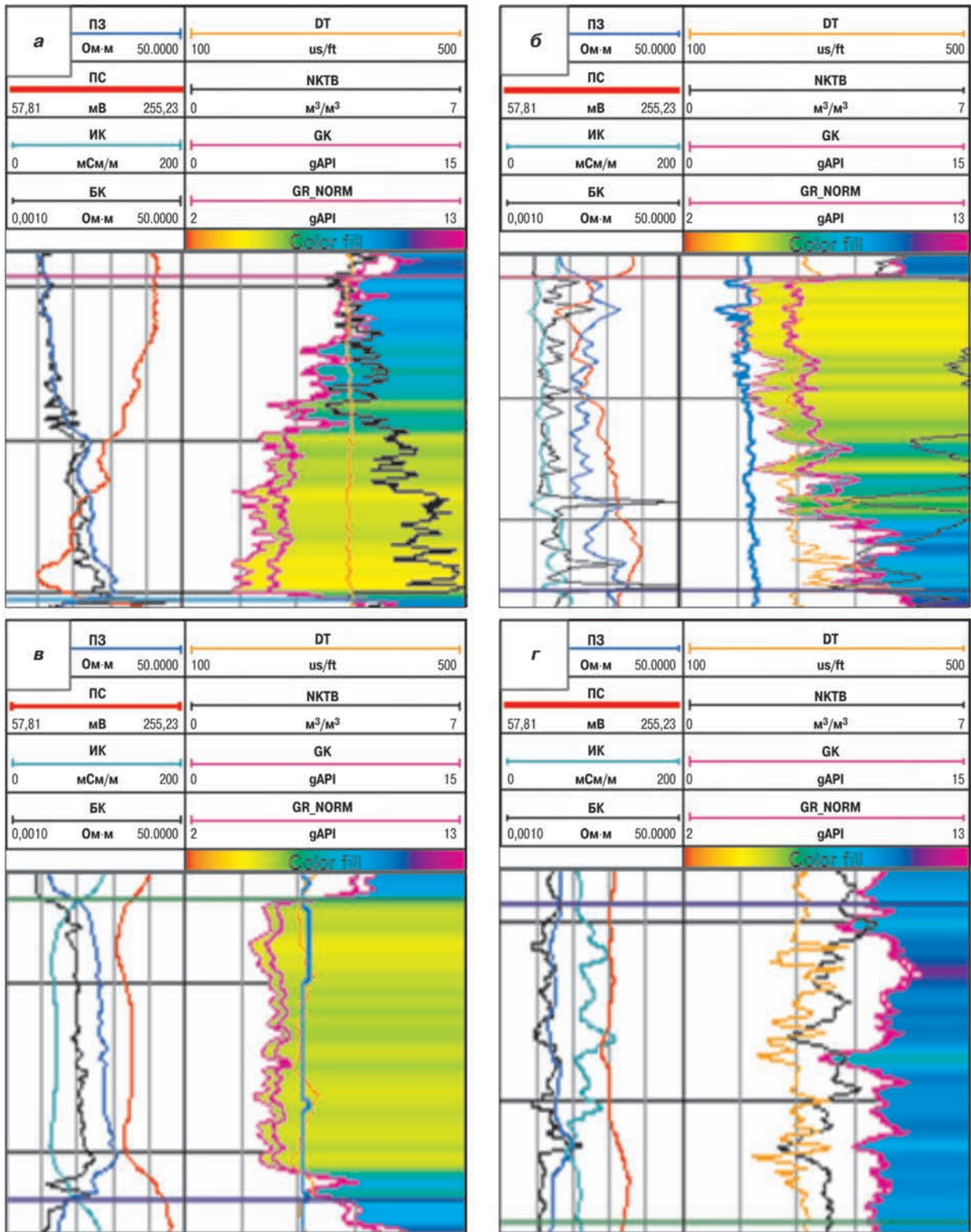


Рис. 2. Типизация по форме кривых ГК:
а, б, в, г – тип соответственно 1, 2, 3, 4

толщины отдельных групп фаций, в границы пластов попадает несколько групп. В связи с этим группы фаций в пласте усреднялись до преобладающей или характерной обстановки осадконакопления и объединялись в фациальные комплексы: дельтовый, русловый и пойменный.

Фации дельтового комплекса представлены осадками, образованными в результате интенсивного привноса осадочного материала и заполнения аккомодационного пространства (заполнение водоемов, продвижение береговых линий озера, залива, эстуария или моря внутрь бассейна, конусы выноса

при слиянии речных систем). Они характеризуются увеличением гранулометрического состава вверх по разрезу. В нижней части обычно залегают более глинистые отложения с увеличением доли песчаного материала к кровельной части пласта. Подошвенная часть фации характеризуется повышенными показаниями ГК и ПС, вверх по разрезу они постепенно снижаются. Русловые фации характеризуются уменьшением гранулометрического состава вверх по разрезу. В нижней части залегают грубозернистые осадки, как правило, наблюдается резкая граница с нижележащими породами. Значения ГК и ПС в подошвенной части фации минимальны, вверх по разрезу они постепенно увеличиваются. Пойменные фации характеризуются наличием в разрезе преимущественно глинистых отложений. Им соответствуют повышенные значения ГК, ПС и минимальные значения удельных электрических сопротивлений.

После усреднения до величины пласта фации были проанализированы на состав мелких фаций, определенных по керну. Анализ показал, что в русловом комплексе преобладают фации речных русел, каналов и конусов выноса промоин, в дельтовом – фации заливной и озерной дельты, в пойменном – фации поймы, озер, болот. Также для руслового и дельтового комплексов характерно большое содержание в пласте песчаника и алевролита (75 %), а для пойменного – повышенное количество глины и угля (50 %). Таким образом, укрупнение фаций по пласту проведено корректно и согласуется с обстановками осадконакопления, выделенными по данным исследования керна.

Следующим этапом палеофациального анализа является определение направлений сноса осадочного материала, так как при составлении палеогеографических схем отложений континентального генезиса важно знать, насколько были развиты русловые системы, их основное положение в плане, протяженность и др.

Поскольку в пределах Краснотенинского свода отложения средней юры в основном залегают на породах фундамента, большую роль в определении местоположения русловых систем играет карта рельефа фундамента на момент образования осадочного чехла. С некоторой долей условности рельеф фундамента можно принять по карте толщин юрских отложений (dHA-B), согласно которой Ем-Еговское и Каменное поднятия представляли собой единую приподнятую область, водораздел или зону, подверженную денудационным процессам. Погруженные участки рельефа характеризуют русловые системы,

области аккумуляции. Основная русловая система проходила по Талинскому участку с юг-юго-востока на север, огибая Ем-Еговский участок с запада. Другая русловая система более мелкого порядка брала начало от Каменного и Пальяновского поднятий и проходила в западном направлении, огибая Ем-Еговский участок с юга и сливаясь с Талинской системой. Также влияние на развитие русловых систем Краснотенинского свода оказывали региональные тектонические движения Западно-Сибирской плиты. Краснотенинский свод на протяжении всей истории геологического развития испытывал региональный наклон в восточном направлении за счет более интенсивного погружения Фроловской мега-впадины. Постепенный региональный наклон Краснотенинского свода предопределил смещение русловых систем в восточном направлении.

На заключительном этапе к анализу были привлечены данные сейсмических исследований (слайсы спектральной декомпозиции, результаты сейсмофациального анализа). Слайсы спектральной декомпозиции использовались при построении палеогеографических карт для повышения достоверности трассирования фациальных областей и подтверждения наличия русел.

По результатам палеофациального анализа построены детальные субрегиональные палеогеографические карты Краснотенинского свода по пластам тюменской свиты с учетом всей геолого-геофизической информации: данных исследований керна, ГИС, сейсморазведки, и региональных закономерностей (рис. 3). Карты такого масштаба и детальности построены впервые. При построении палеогеографических карт учитывалось, что процессы осадконакопления в среднеюрскую эпоху заключались в основном в эрозии возвышенных участков суши и отложении терригенных пород в наиболее погруженных зонах палеорельефа. Поэтому на картах выделены две главных фациальных области: русловая долина (преимущественно песчаные отложения руслового и дельтового фациальных комплексов) и пойма (преимущественно глинистые отложения пойменного фациального комплекса).

Применение результатов палеофациального анализа

Палеофациальная модель пластов ЮК₂₋₉ имеет большое значение при планировании дальнейших геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения. Установленная зависимость количества песчаных отложений от фациальной области (в ру-

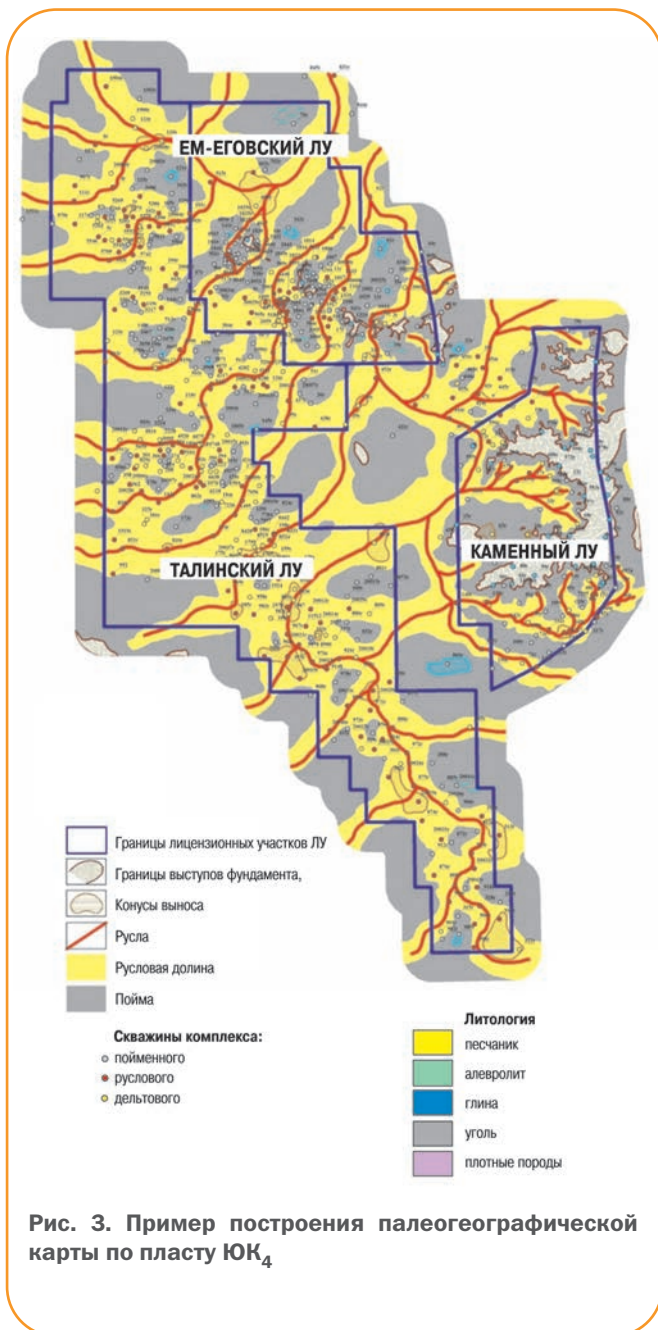


Рис. 3. Пример построения палеогеографической карты по пласту ЮК₄

словых отложениях 55 % песчаника, в пойменных только 14 %) позволила использовать палеогеографические карты в качестве тренда для построения карт коэффициента песчаности по пластам. Кроме того, была выявлена связь толщины песчаных отложений в пласте с эффективной толщиной (коэффициент корреляции 0,8), что дало возможность преобразовать карты коэффициента песчаности в карты эффективных толщин, а на основе последних создать карты риска по наличию коллектора. Эти карты успешно использованы в работах ООО «ТННЦ» [1] при локализации наиболее перспективных для разработки зон.

Заключение

В результате работ создана детальная палеофациальная модель отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения. На основе выделенных палеофациальных областей выявлена возможность локализации перспективных зон для проведения разведочного и эксплуатационного бурения. Палеофациальная модель использована в дальнейших работах по уточнению геологического строения тюменской свиты (как основа для построения карт эффективных толщин, карт рисков).

Установлено высокое соответствие (69 %) прогнозных данных, полученных на основе палеофациальной модели, фактическим данным по 48 эксплуатационным скважинам, пробуренным в 2012–2013 гг. на Ем-Еговском лицензионном участке.

Список литературы

1. Отчет по договору № 588/ТННЦ-4902/11 «Уточнение геологического строения тюменской свиты Красноленинского месторождения с разработкой рекомендаций и выделением первоочередных участков для разведочного и опережающего эксплуатационного бурения, Исполнители А.Н. Фищенко, Л.В. Лапина, С.Л. Белоусов и др. – Тюмень, 2013.
2. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
3. Walker R.G., James N.P. Facies models: response to sea level change. – Geological Association of Canada, 1992. – 409 p.
4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
5. Методические указания Компании «Проведение литолого-фациального анализа терригенных отложений» № П1-01.02 М-0004 версия 1.00. – М., 2010. – 26 с.

References

1. Fishchenko A.N., Lapina L.V., Belousov S.L. et al., Report on contract no. 588/TNNTs-4902/11 "Utochnenie geologicheskogo stroeniya tyumenskoy svity Krasnoleninskogo mestorozhdeniya s razrabotkoy rekomendatsiy i vydeleniem pervoocherednykh uchastkov dlya razvedochnogo i operezhayushchego ekspluatatsionnogo bureniya" (Refinement of the geological structure of the Tyumen Formation of Krasnoleninskoye field with the development of recommendations and allocation of priority areas for exploration and advanced drilling), Tyumen, 2013.
2. Reading H.G., *Sedimentary environments and facies*, 2nd Edition, Oxford, 1986, 615 p.
3. Walker R.G., James N.P. *Facies models: response to sea level change*, Geological Association of Canada, 1992, 409 p.
4. Muromtsev V.S., *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh ловушек нефти и газа* (Electrometric geology of sand bodies - lithologic oil and gas traps), Leningrad: Nedra Publ., 1984, 260 p.
5. *Methodological guidelines the Company no. P1-01.02 M-0004 V. 1.00. "Provedenie litologo-fatsial'nogo analiza terrigennykh otlozheniy"* (Lithofacies analysis of clastic sediments), Moscow, 2010, 26 p.

Уточнение модели строения терригенного резервуара с использованием технологии геостатистической инверсии

Е.А. Задорина, Л.С. Маркелова, И.В. Григоренко,
М.В. Крылова (Fugro-Jason)

Ключевые слова: геостатистическая инверсия, прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), сейсморазведка 3D, детальные модели, терригенный коллектор, оценка неопределенностей, Западная Сибирь.

Key words: geostatistical inversion, reservoir prediction, seismic 3D, detailed models, terrigenous reservoirs, uncertainty assessment, Western Siberia.

Адрес для связи: zadorinaea@hotmail.com

Введение

Решение большинства актуальных геологических задач требует выполнения количественной интерпретации сейсморазведочных материалов в комплексе с данными геофизических исследований скважин (ГИС). Результаты традиционной кинематической интерпретации сейсморазведочных данных с построением структурных карт опорных сейсмических отражений в таких условиях уже явно недостаточно.

В зависимости от степени изученности месторождения, качества и полноты имеющихся геолого-геофизических данных выбирается методика динамической интерпретации сейсморазведочных данных: от традиционного AVO-анализа до геостатистических методов решения. Если на лицензионном участке еще нет скважин, проведены только сейсмические работы и имеются априорные геологические сведения, то применение инверсионных технологий и выполнение количественной интерпретации не представляются возможными. В этом случае обычно используют стандартный AVO-анализ или другие виды качественного анализа динамики сейсмической записи для выявления «прямых» признаков скопления углеводородов. Если на месторождении уже пробурены скважины, выполнен комплекс ГИС,

имеются данные 3D сейсморазведки и необходимы уточнение существующей геологической модели месторождения и ее детализация, то применяют различные методики количественной интерпретации сейсморазведочных материалов. На этом этапе конечной целью комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки является не только построение или уточнение геологической модели месторождения, но и количественная оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) резервуара.

Современные технологии построения детальных моделей

Во многочисленных работах, описывающих различные алгоритмы инверсионных преобразований, их преимущества и недостатки, в основном рассматриваются детерминистические методы, не предъявляющие повышенных требований к исходным данным и реализованные практически во всех специализированных программных комплексах. Однако вертикальная детальность детерминистического решения ограничена сейсмической полосой частот, в то время как желаемая объемная модель резервуара должна быть детализирована на уровне скважинных данных. Как известно, такой вертикальной детальности можно добиться

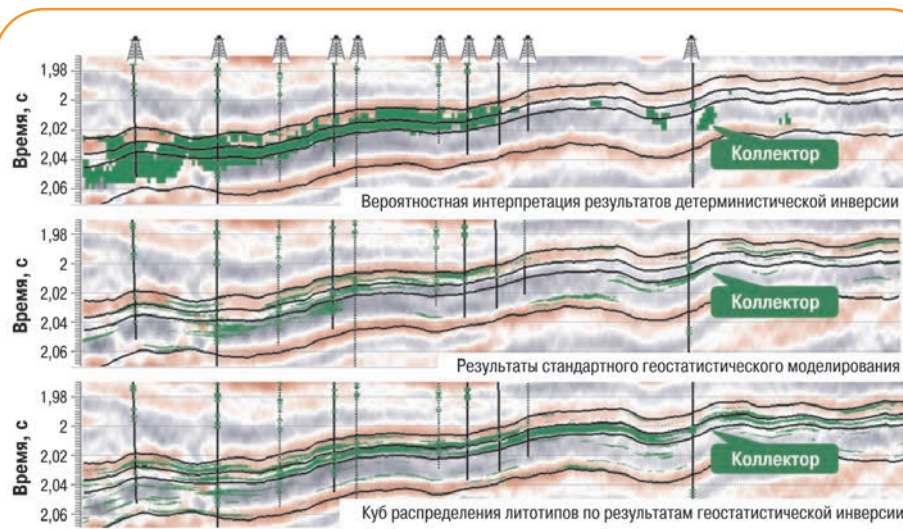


Рис. 1. Результаты различных методов количественной интерпретации

при применении геостатистических алгоритмов, которые, однако, имеют свои недостатки. Результат детерминистической инверсии в первую очередь определяется сейсмическими данными, на выходе получаются кубы упругих свойств, которые в дальнейшем интерпретируют в соответствии со скважинными данными и геологическими условиями и относят к той или иной фации. Даже если определенная фация не была вскрыта скважинами, то ее упругие свойства будут восстановлены, и интерпретатор сможет выделить и интерпретировать фацию.

Геостатистические алгоритмы работают по-другому. В результате моделирования восстанавливаются только фации (или литотипы), охарактеризованные скважинными данными, которые можно описать в терминах функций плотности вероятности. В рассмотренной выше ситуации, когда какая-либо определенная фация не была вскрыта скважинами, она не будет описана соответствующей функцией плотности вероятности (PDF – Probability Density Function) и в итоге будет отнесена к невязкам. В этом случае специалист выбирает технологию, соответствующую его целям и имеющемуся комплексу данных.

Рассмотрим два крайних варианта геостатистического моделирования: по скважинам без включения в решение сейсморазведочных данных и геостатистическую инверсию, использующую сейсмические данные как жесткое ограничение. При реализации обоих методов решения их согласуются с данными

скважин, однако в межскважинном пространстве результат, полученный без использования сейсморазведочных данных (рис. 1, результаты стандартного геостатистического моделирования), выглядит неправдоподобным с точки зрения геологии. Из рис. 1 видно, что включение в решение сейсмических данных обеспечивает получение корректных результатов в межскважинном пространстве. Несмотря на разную детализацию моделей, принципиальное строение пласта похоже, эффективные толщины увеличиваются в западном направлении, однако согласно стандартной геостатистической модели смещение песчаных тел происходит вверх по склону, что едва ли возможно в данных условиях осадконакопления.

Технология геостатистической инверсии частично кратных сумм использует вероятностные параметры: пространственную выдержанность свойств (3D вариограммы), многомерные функции распределения вероятностей (PDF) – для описания информации о строении резервуара, чтобы с применением концепции Байеса для каждого из моделируемых параметров и литологии получить апостериорное распределение. Далее с использованием стохастического алгоритма цепи Маркова – Монте-Карло получают множественные вероятностные реализации для кубов упругих, инженерных свойств и литологии, удовлетворяющие всем исходным данным и определенным геостатистическим условиям и столь же дискретизированные, как и стратиграфический каркас, на котором выполнялось моделирование [1].

Благодаря синхронному моделированию как упругих, так и дискретных свойств, алгоритм позволяет использовать различные модельные вариограммы для дискретных и непрерывных свойств, наиболее точно описывающие характер их изменения. Несмотря на то, что алгоритм геостатистической инверсии является решением прямой задачи, так как использует прямое моделирование по скважинным данным, основным и самым сильным ограничением являются данные сейсморазведки, которые контролируют получаемый результат с точки зрения оцен-

ки отношения сигнал/шум как допустимой меры отклонения синтетического поля от наблюдаемого. Другими словами, в результате получается детальное решение, пределы неопределенности которого можно оценить [2].

Преимущества геостатистического алгоритма, включающего сейсмические данные в качестве жесткого ограничения

Геологическая обстановка. Изучаемое месторождение расположено на Сургутском своде и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Объектом исследований является пласт БС₁₀, представленный тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, преобладает текстура биотурбации и взмучивания осадков. Коллекторские свойства пород латерально изменчивы: эффективные толщины по скважинам варьируются от 0 до 20 м, при этом нулевые и значительные толщины могут встречаться в близкорасположенных скважинах. В целом по результатам синхронной детерминистической инверсии можно выделить перспективные зоны, однако выполнить детальный прогноз тонких и латерально изменчивых по площади коллекторов только детерминистическими методами не представляется возможным. Из рис. 1 видно, что выполненный прогноз не совпадает со скважинными данными. При сопоставлении двух разрезов (вероятностной интерпретации результатов детерминистической инверсии и результатов, полученных при выполнении геостатистической инверсии) становится очевидно, что общие закономерности строения пласта на первом из них просматриваются, однако этот результат интегральный, и тонкие прослои не разделяются.

Постановка задачи и исходные данные. Уточнение геологической модели – актуальная задача, особенно для месторождений, находящихся в разработке. Получаемые в процессе дополнительные данные позволяют использовать новые технологии и детализировать модели, что, как правило, приводит к переоценке запасов. В рамках данной работы ставилась задача уточнения модели строения шельфового пласта БС₁₀ с целью плани-

рования дальнейшего эксплуатационного бурения. Для ее решения проводилось комплексирование результатов интерпретации данных 3D сейсморазведки и ГИС с использованием технологии геостатистической инверсии.

В связи с тем, что в алгоритме геостатистической инверсии сейсморазведка используется в качестве жесткого ограничения, пять офсетных сумм в диапазоне удаления 625-3000 м были тщательно проанализированы и подготовлены для дальнейшей работы. Стандартные процедуры контроля качества показали, что спектр сумм ровный, частотный диапазон составляет 10-50 Гц, амплитуды в широком окне не имеют артефактов. Кроме того, для построения стратиграфической сетки, правильного извлечения импульсов и построения корректной синтетики были выполнены следующие специальные операции подготовки сейсмических данных:

- детальная корреляция кровли и подошвы пласта БС₁₀ по кубу P-Impedance, полученному в результате выполнения детерминистической инверсии;
- компенсация остаточных статических и кинематических сдвигов путем процедуры совмещения частично-кратных сумм по времени;
- оценка соотношения сигнал/шум в стандартных отклонениях.

Моделирование свойств в процессе инверсии выполнено на стратиграфической сетке с горизонтальным шагом, равным 2 бинам (50×50 м), вертикальный размер ячейки составил 1/4 мс (рис. 2).

После подготовки всех исходных данных были протестированы параметры моделирования: пропорции дискретных свойств и размеров вариограмм. Использовались анизотропные вариограммы, их длины оценивались по картам средних значе-

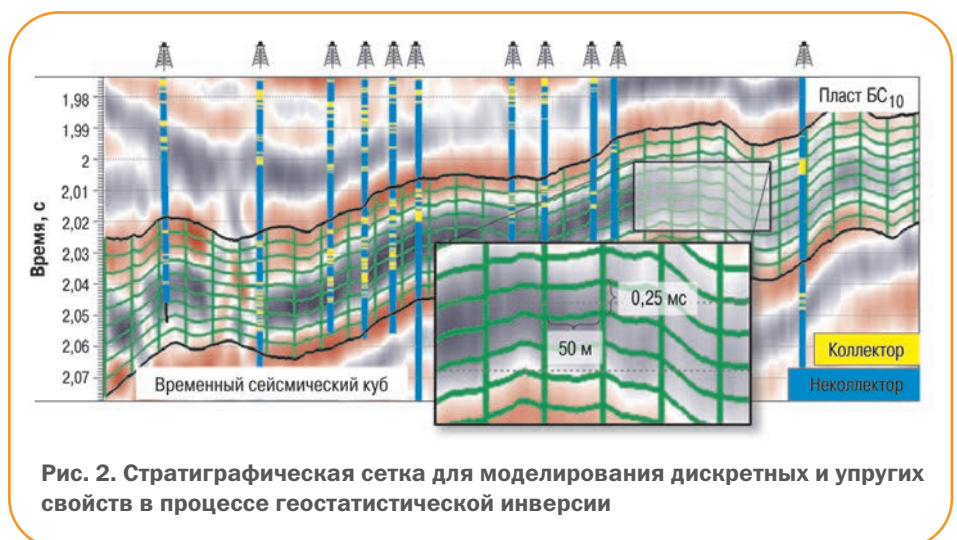


Рис. 2. Стратиграфическая сетка для моделирования дискретных и упругих свойств в процессе геостатистической инверсии

ний амплитуд импеданса и были взяты равными 1000 и 2000 м в направлении соответственно inline и crossline.

Результаты геостатистической инверсии. В результате геостатистической инверсии рассчитаны кубы дискретных и упругих параметров, а на основании 50 реализаций созданы куб частоты встречаемости коллектора, минимальные, максимальные и усредненные кубы значений упругих свойств, которые позволяют проводить всесторонний и комплексный анализ полученного решения. С одной стороны, при сопоставлении друг с другом различных реализаций отмечаются следующие общие закономерности строения пласта (рис. 3):

- коллекторы, отмеченные на рис. 3 желтым цветом, тяготеют к верхней части пласта;

- эффективные толщины увеличиваются в западном направлении за счет появления коллекторов в нижней части пласта.

В целом сходство различных реализаций демонстрирует устойчивость результата, их сопоставление является одним из приемов контроля стабильности полученного решения.

С другой стороны, несмотря на схожесть отдельных реализаций, они различаются в деталях. Одним из методов анализа множественных реализаций является построение куба частоты встречаемости коллектора (см. рис. 3), на котором песчаные тела, наблюдающиеся в большинстве реализаций, имеют высокое значение, в то время как исключительные элементы – низкое. Сечение куба частоты встречаемости коллектора показывает, что тела разобщены и изолированы друг от друга, пласт имеет характерное проградационное строение.

Проанализируем, насколько уточнилась начальная модель строения пласта БС₁₀ после выполнения геостатистической инверсии. Предполагалось, что

рассматриваемый объект разделяется на два прося, однако тщательный анализ связности тел и их распределения по площади с помощью куба частоты встречаемости показал, что строение пласта более сложное. Распределение песчаных тел по площади на стратиграфических срезах куба частоты встречаемости и изменение их взаиморасположения вверх по разрезу позволяют выделить несколько этапов формирования отложений этого пласта.

В итоге по результатам выполненных работ пласт БС₁₀ был разделен на три прося, каждый из которых отвечает определенному этапу формирования отложений и имеет собственный уровень водонефтяного контакта (ВНК). На картах эффективных толщин по каждому из просяев (рис. 4), несмотря на то, что они дают интегральную характеристику,

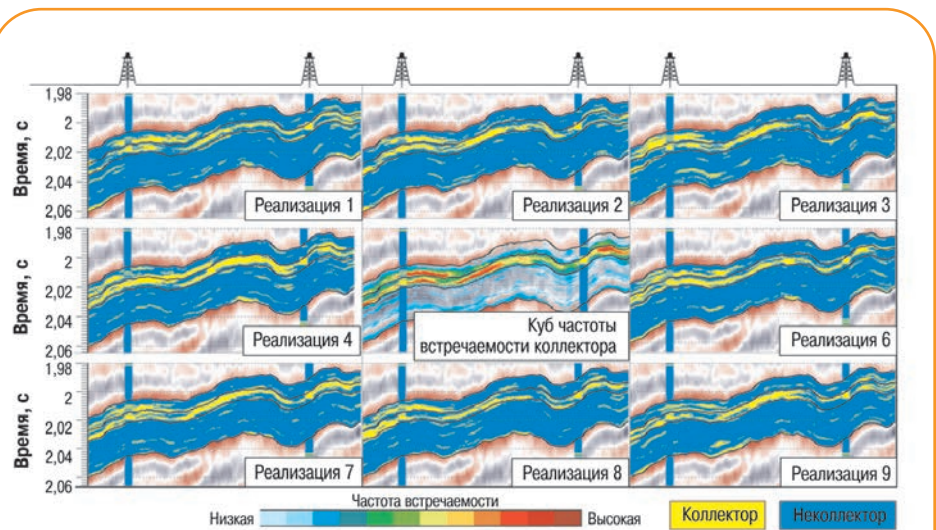


Рис. 3. Множественные реализации геостатистической инверсии и куб частоты встречаемости коллектора по линии субширотного направления

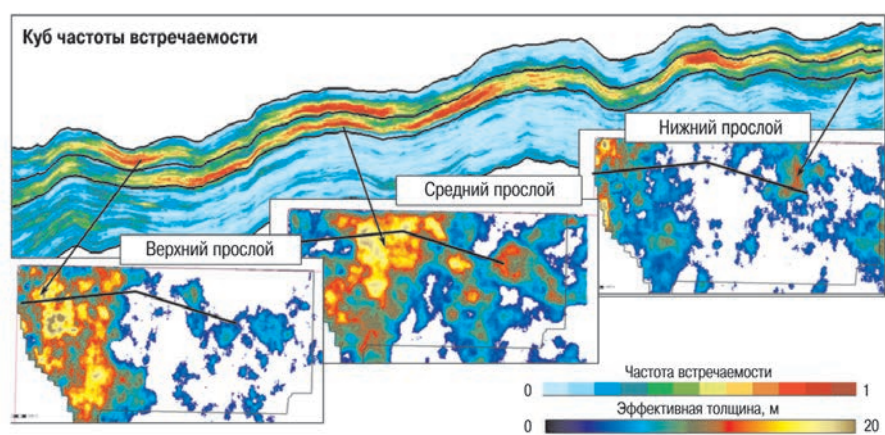


Рис. 4. Результаты геостатистической инверсии сейсмических данных

хорошо видно, что песчаные тела проградируют в западном направлении. Сначала появляется подводящий канал в восточной части площади (на западе участка прослеживается песчаное тело, отвечающее предыдущему циклу, подводящий канал которого расположен севернее). Выше по разрезу распределение коллекторов соответствует начальному этапу формирования присклонового бара, как это видно на карте эффективных толщин среднего прослоя. В верхней части разреза распределение песчаных тел показывает окончательно сформировавшийся бар в западной части площади. Подводящий канал прекратил свое существование, и этот цикл закончился.

В данном случае достаточно хорошая изученность региона дает уверенное представление об отложениях, слагающих разрез, их строении, происхождении и возможном составе. Сопоставление полученного результата с данными другого месторождения Сургутского свода по тому же пласту показывает, что с геологической точки зрения результаты очень похожи: такое же проградационное строение пласта, песчаные тела, перекрывая друг друга, смещаются в западном направлении, просматриваются их подводящие каналы. Это свидетельствует о том, что использованная технология предоставляет возможность получать правдоподобные результаты, несмотря на различные комплексы входных данных, условия выполнения работ и др. Таким образом, геостатистическая инверсия – это осознанный, реальный алгоритм, на выходе которого получаются детальные решения в межскважинном пространстве, отвечающие всем входным данным и априорным геологическим представлениям.

Выводы

1. Расчет множественных реализаций позволяет сделать вероятностную оценку каждого из рассчитываемых свойств.
2. Использование геостатистической инверсии позволило детализировать модель строения пласта БС₁₀ и выполнить прогноз коллекторских свойств в

условиях значительной латеральной изменчивости пласта при малой толщине песчаных прослоев.

3. За счет прямого включения сейсмических данных в процесс геостатистического моделирования в объеме были локализованы песчаные линзы с различными уровнями ВНК.

4. Полученное строение пласта БС₁₀ подтверждается скважинными данными и согласуется с результатами предыдущих исследований этого пласта на других месторождениях Сургутского свода.

5. При изучении пластов в сложных геологических условиях со значительно изменяющимися коллекторскими свойствами по латерали и вертикали, которые нельзя оценить классическими способами, использование технологии геостатистической инверсии позволяет эффективно решать актуальные задачи на этапе построения геологической и гидродинамической моделей.

Список литературы

1. Sams M., Saussus D. Building realistic facies models through geostatistical inversion, presented at 10th SEGJ International Symposium in Kyoto. – Japan. – November 2011. – P. 84–91.
2. Разработка модели строения терригенного резервуара и оценка неопределенностей с использованием геостатистической инверсии/ Е.А. Задорина, Л.С. Маркелова, И.В. Григоренко, М.В. Крылова// Технологии сейсморазведки. – 2014. – №2. – С. 5–16.

References

1. Sams M., Saussus D., *Building realistic facies models through geostatistical inversion, presented at 10th SEGJ International Symposium in Kyoto*, Japan, November 2011, pp. 84–91.
2. Zadorina E.A., Markelova L.S., Grigorenko I.V., Krylova M.V., *Development of a model of the terrigenous reservoir structure and estimation of uncertainties using geostatistical inversion* (In Russ.), *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2014, no. 2, pp. 5–16.

Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа

Д.К. Костин, Е.Г. Кузнецов, А.П. Вилесов (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: рентгеновский компьютерный томограф, неразрушающий метод, полноразмерный керн, качество керна, контроль, трещинно-каверновая пустотность, двойная пористость.

Key words: CT-scanner, nondestructive technique, full diameter core, core quality, control, fracture-vugular porosity, dual porosity.

Адрес для связи: dkkostin@rosneft.ru

Введение

В настоящее время в связи с сокращением объемов запасов нефти и газа в коллекторах относительно простого строения растет интерес к изучению коллекторов со сложной структурой порового пространства (помимо матричной или интергранулярной пористости в таких коллекторах дополнительно присутствует трещинное и/или каверновое пустотное пространство). Петрофизические свойства таких коллекторов невозможно изучить в полном объеме традиционным методом путем анализа стандартных петрофизических образцов. Не менее сложной является задача изучения слабоконсолированного керна, так как на начальных этапах работ он недоступен для визуального осмотра.

Одним из способов решения данных проблем является изучение керна с применением неразрушающих методов, к которым относится рентгеновская компьютерная томография (КТ). Метод основан на измерении и компьютерной обработке разности ослабления рентгеновского излучения различными по плотности горными породами. Результатом исследования является трехмерное изображение, каждому «вокселю» (сокращ. от англ. Volumetric pixel) которого присваивается числовое значение рентгеновской плотности (относительный коэффициент затухания) [1].

В мировой практике метод КТ для анализа керна применяется более 20 лет. При этом решаются следующие технологические и геологические задачи:

- оценка качества отбора всего керна, поступающего на исследования;
- выбор мест взятия образцов в слабоконсолированных отложениях без их извлечения из керноприемных труб;
- изучение характера слоистости и ее наклона к оси скважины, наличия и распределения аномально плотных включений в терригенных отложениях;
- количественная оценка пустотности в виде каверн и трещин;
- контроль представительности стандартных образцов для исследований;
- проведение потоковых (фильтрационных) экспериментов;
- литофациальное 3D расчленение колонки керна.

Для изучения полноразмерного керна используются два вида рентгеновских компьютерных томографов (РКТ): медицинские и промышленные. Промышленные РКТ, как правило, имеют более мощные рентгеновские трубки и высокое пространственное разрешение, но низкую скорость съемки. Кроме того, в большинстве промышленных томографов объект исследования вращается, что не позволяет подсоединить систему фильтрации. Медицинские томографы имеют несколько меньшую мощность трубки и пространственное разрешение, но более высокую скорость съемки. Объект съемки при этом неподвижен относительно предметного стола. В связи с отмеченным медицинские томографы дают возможность решать большее число технологических и геологических

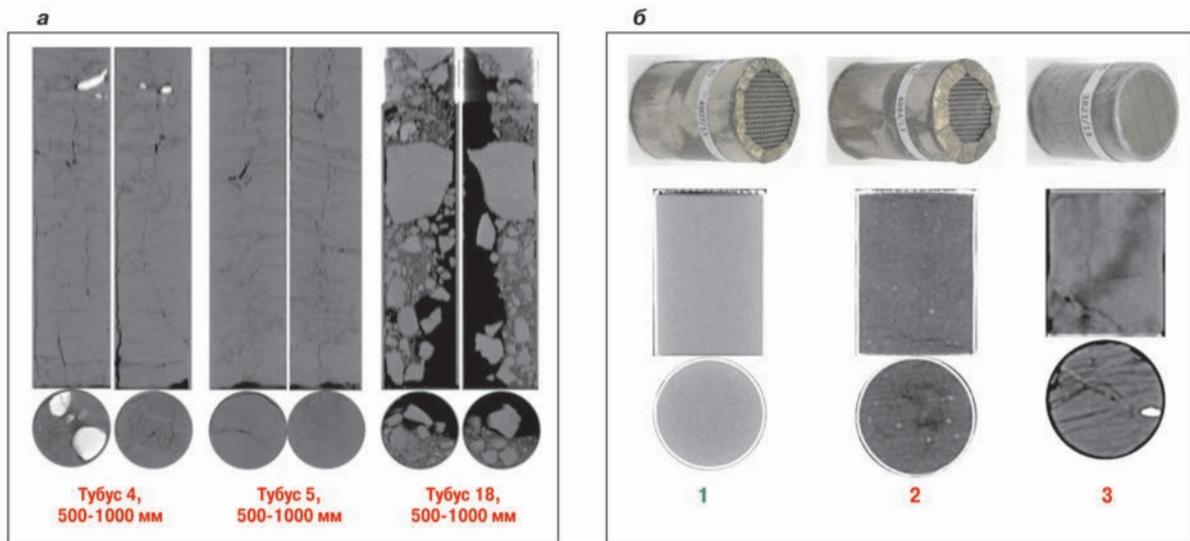


Рис. 1. Примеры томографии неконсолидированного ядра Русского месторождения:

a – образцы рыхлого ядра, извлеченного с нарушением технологии отбора и хранения; *б* – образцы из рыхлого ядра: 1 – качественно изготовленный; 2, 3 – с дефектами

задач, кроме того, они могут использоваться совместно с фильтрационной установкой.

В ООО «ТННЦ» в декабре 2012 г. введен в эксплуатацию РКТ Universal Systems HD 360 на базе медицинского мультисрезового РКТ Toshiba Aquilion-16 в комплексе с фильтрационной установкой. Диапазоны регулировок рентгеновской трубки РКТ (MEGACOOЛ™): напряжение – 100, 120 и 135 кВ; сила тока – от 50 до 500 мА. Максимальное разрешение РКТ – 0,24 мм в плоскости среза (в поле обзора D-FOV – 120 мм), толщина среза – 0,5 мм.

В настоящее время с помощью РКТ в ООО «ТННЦ» решаются следующие задачи:

- оценка качества отбора и изучение внутренней структуры слабоконсолидированного ядра, определение места и ориентации отбора образцов методом вдавливания;
- оценка внутренних деформаций стандартных образцов;
- количественная оценка параметров трещинно-каверновой пустотности в карбонатных коллекторах (проведены опытно-методические исследования).

Оценка качества отбора слабоконсолидированного ядра, определение места и ориентации отбора образцов методом вдавливания

В ООО «ТННЦ», как и в крупных зарубежных компаниях, изучение полноразмерного ядра слабоконсолидированных отложений начинается с проведения КТ. По результатам КТ составляется заключение о качестве ядра (рис. 1, *a*), определяются места

и ориентация отбора образцов методом вдавливания без распиловки и извлечения из тубуса. Все отобранные как методом вдавливания, так и методом выбуривания образцы должны быть проверены на предмет образования деформаций при изготовлении и после экстрагирования (рис. 1, *б*).

Количественная оценка параметров трещинно-каверновой пустотности в карбонатных коллекторах

Пустотное пространство карбонатных пород является очень сложным. Оно формируется из пустот четырех типов: поры, каверны, полости и трещины. В карбонатных породах описание пустот рекомендуется проводить по классификации, представленной в таблице [2].

Существуют два основных подхода к разделению каверн и пор: размерный и генетический. Для интер-

Тип пустот	Вид пустот	Ширина пустот, мм
Поры		< 1,0
Каверны		1-10
Полости (или пещеристые полости)	Малые полости	10-100
	Собственно пещеристые полости	> 100
Микротрещины		< 0,1
Макротрещины	Мелкие	0,1–1,0
	Средние	1-10
	Крупные	10-100
Мегатрещины	Мегатрещины или щели	> 100
Макростилолитовые пустоты	Стилолитовые поры	0,1-1,0
	Стилолитовые каверны	1,0-10,0
	Стилолитовые трещины	0,1-1,0

Примечание. Таблица построена на базе классификаций пустот карбонатных пород по Г.А. Максимовичу, В.Н. Быкову (1969), А.М. Иванову (1978)

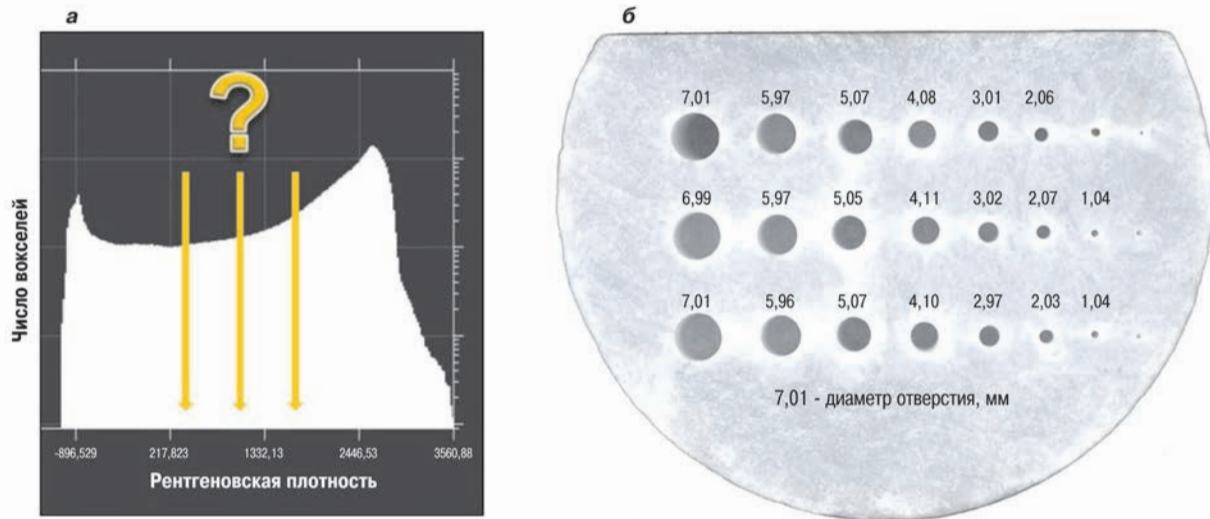


Рис. 2. Гистограмма распределения рентгеновской плотности карбонатного образца керна с кавернами и трещинами, полученная на РКТ (а), и модель, изготовленная из образца ангидрита с измеренными диаметрами просверленных отверстий («Модель кавернозного образца») (б)

претации результатов томографии предпочтителен размерный подход, так как он предусматривает разделение пустот на поры и каверны на зафиксированном уровне размерности 1 мм: если максимальный эквивалентный диаметр пустот превышает 1 мм, то они относятся к кавернам, если не превышает 1 мм – к порам.

Размерная классификация имеет под собой и физические основания: в пустотах размером менее 1 мм (поры) преобладают капиллярные силы, в то время как в кавернах определяющими являются гравитационные силы.

Интерпретация и анализ данных КТ проводятся при помощи лицензионного специализированного программного пакета AvizoFire8 разработки Visualization Sciences Group. В данном пакете отсутствует инструмент, позволяющий по каким-либо критериям программно разделять в общем объеме образца керна каверны и трещины. Поэтому подсчет пустотности породы в автоматическом режиме проводится без разделения на трещины и каверны, и она идентифицируется как трещинно-каверновая пустотность. Коэффициент трещинно-каверновой пористости вычисляется по длине колонки керна и представляется в виде таблиц с расчетными параметрами и диаграммами распределений. При необходимости рассчитываются площадь поверхности пустот, координаты центра тяжести, максимальная длина и ширина, азимут и угол падения длинной оси.

На интерпретацию результатов томографии горных пород негативно влияют два фактора: эффект Beam Hardening (повышение жесткости луча) и

сложность правильного выбора граничного значения коэффициента поглощения, отвечающего за разделение сред: твердая (скелет породы), жидкая и газовая фазы (пустотное пространство) [1]. Коррекция эффекта Beam Hardening в ООО «ТННЦ» осуществляется с использованием специализированных инструментов программного пакета AvizoFire8 или для небольших объектов – физическими фильтрами (тонкостенные алюминиевые цилиндры или цилиндры из другого материала), которые в своем объеме рассеивают часть низкоэнергетических рентгеновских лучей.

Правильный выбор граничного значения коэффициента поглощения в карбонатных породах – достаточно сложная задача. Это можно увидеть из гистограммы карбонатного образца (рис. 2, а). Для минимизации ошибки при выборе граничного коэффициента поглощения в ООО «ТННЦ» проведены опытно-методические работы. Из однородного чистого ангидрита был изготовлен образец керна с отверстиями известного диаметра – «Модель кавернозного образца» (см. рис. 2, б), на которой проведены исследования, позволившие оценить точность получаемых результатов, а также разработать методику применения «Модели кавернозного образца» для уменьшения ошибки при выборе значения граничного коэффициента.

Сравнение коэффициентов пористости, рассчитанных по данным томографии и измеренным диаметрам «Модели кавернозного образца» керна, показало хорошую сходимость результатов: расхождение составило 5,7 %. Применение разработанной

методики с использованием «Модели кавернозного образца» для корректировки выбора значения граничного коэффициента позволило сократить расхождение до 0,018 %.

В дальнейшем планируется изготовление эталонных «Моделей кавернозного образца» ядра (стандартов) с различными свойствами (объемной плотностью, соотношением пустот различного диаметра) и проведение исследований для минимизации расхождения реальной и рассчитываемой трещинно-каверновой пустотности карбонатных коллекторов.

Таким образом, точный и оперативный подсчет трещинно-каверновой пустотности методом КТ позволяет исключить изучение данного параметра для кавернозных образцов методом насыщения жидкостью в атмосферных условиях. Данный метод характеризуется большой погрешностью из-за технологических сложностей и трудности удержания жидкости в кавернах на боковых поверхностях (ОСТ 39-236-89 «Нефть. Метод дифференцированного определения пустотности кавернозно-пористых пород»).

С другой стороны, метод определения коэффициента пористости по гелию кавернозно-трещиновато-пористых пород позволяет оценить открытое пустотное пространство без разделения на каверновое, трещинное и поровое. Если пренебречь закрытой трещинно-каверновой пустотностью из-за малой вероятности ее присутствия в карбонатных коллекторах, то открытое пустотное пространство карбонатного образца ядра равно сумме объемов пор и трещинно-каверновой пустотности. Таким образом, коэффициент открытой пористости кавернозного образца ядра, измеренный по гелию, можно представить в виде суммы коэффициента трещинно-каверновой пористости, рассчитанного по методу КТ, и коэффициента открытой пористости матрицы образца. Общий объем каверн эквивалентным диаметром 1 мм и более и трещин раскрытостью более 0,5 мм предлагается определять методом КТ.

Таким образом, сопровождение стандартных методов оценки фильтрационно-емкостных свойств методом КТ приведет к уменьшению затрат, связанных с переходом на модель двойной пористости. Как следствие, можно будет исследовать больший объем полноразмерного карбонатного ядра, сохранив его целостность.

Заключение

PKT Universal Systems HD-360 является исследовательским комплексом для изучения полноразмерного ядра месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Комплекс позволяет не только изучать внутреннюю структуру ядра, но и рассчитывать определенные количественные параметры (объемы пустот и аномально плотных включений, максимальные углы наклона слоистости и до.) и их объемное распределение.

По результатам опытно-методических работ в ООО «ТННЦ» разработаны и внедрены в производственный процесс следующие методики:

- оценки качества поступающего ядра;
- оценки качества стандартных образцов ядра, отобранного для специальных исследований;
- оценки двойной пористости для кавернозных коллекторов.

Список литературы

1. Аксельрод С.М. Неразрушающее исследование образцов пород методами магниторезонансной и рентгеновской томографии (по материалам зарубежной литературы)// Каротажник. – 2011. – 10(208). – С. 77–113.
2. Иванов А.М. Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 295 с.

References

1. Aksel'rod S.M., *Non-destructive testing of rocks samples using methods of magnetic resonance and X-ray tomography* (In Russ.), Karotazhnik, 2011, no. 10(208), pp. 77-113.
2. Ivanov A.M., *Kompleksnoe izuchenie karbonatnykh porod kak kolektorov nefiti i gaza* (Comprehensive study of carbonate rocks as oil and gas reservoirs), Moscow: Nedra Publ., 1976, 295 p.

Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керн методом ядерно-магнитного резонанса

Я.И. Гильманов, Е.Н. Саломатин,
М.Ю. Николаев (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), исследования керн методом ЯМР, естественно насыщенный керн, пластовые флюиды, время релаксации T_1 и T_2 , водородный индекс (ВИ), граничное значение $T_2^{\text{гп}}$.
Key words: nuclear magnetic resonance (NMR) logging, rock core analysis by NMR, naturally saturated core, formation fluids, T_1 and T_2 relaxation time, hydrogen index (HI), T_2 cutoff.

Адреса для связи: YIGilmanov@rosneft.ru, ENSalomatina@rosneft.ru

Введение

Теория метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) и принципы проведения ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) подробно описаны во многих публикациях [1-5]. ЯМР основан на поглощении электромагнитной энергии при взаимодействии атомных ядер водорода (протонов), входящих в состав воды и углеводородов, с сильным постоянным магнитным полем и слабым переменным полем в направлении, поперечном постоянному магнитному полю. В постоянном магнитном поле результирующий момент определяется постоянной времени продольной релаксации T_1 . В переменном магнитном поле при импульсном воздействии происходит вращение магнитных моментов протонов вокруг постоянного поля, которое затухает с постоянной времени поперечной релаксации T_2 .

Результат обработки регистрируемого сигнала ЯМР описывает распределение сигнала ЯМК по временам поперечной релаксации T_2 , соответствующим разным скоростям релаксации флюида в порах разного размера. По физическому смыслу эта зависимость представляет собой дифференциальное распределение пористости от времени поперечной релаксации T_2 . Радиус исследования ЯМК составляет не более 40 см, поэтому объектом ЯМК является горная порода, заполненная остаточной водой, углеводородами и фильтратом бурового раствора.

Основополагающим принципом интерпретации ЯМК является метод стандартных отсечек [1]. Время релаксации $T_2=3$ мс соответствует связанной воде глин, времена релаксации $T_2=33$ мс и $T_2=92$ мс соответствуют капиллярно-связанной воде соответственно в терригенных и карбонатных породах (рис. 1). Времена релаксации капиллярно-связанной воды получены при создании в образцах керн водонасыщенности при капиллярном давлении в системе вода – газ, равном 0,7 МПа. Время релаксации больше 750 мс соответствует пористости каверн.

Кроме стандартной регистрации T_2 и T_1 , получаемых при непрерывной записи ЯМК по стволу скважины, в промысловой практике выполняется все большее число точечных замеров ЯМК с целью определения флюидонасыщенности объекта исследований (построение карт $T_1 - T_2$, $T_2 - D$ – диффузия D).

На рис. 2 показаны основные факторы, влияющие на результаты ЯМК в скважине.

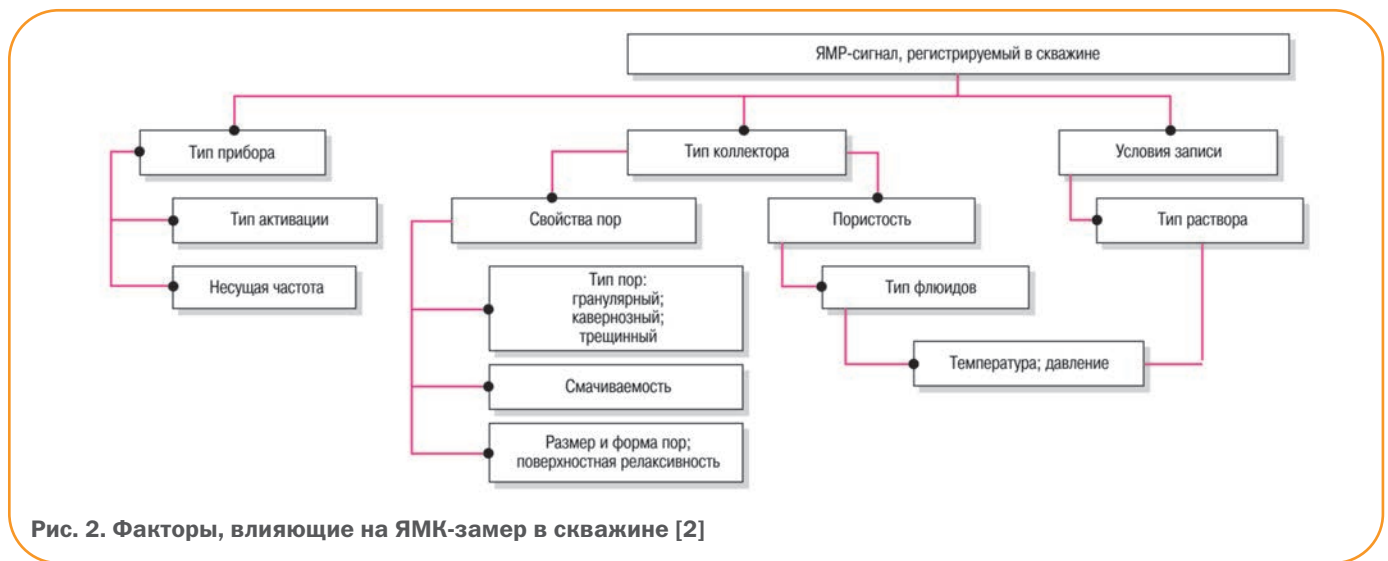
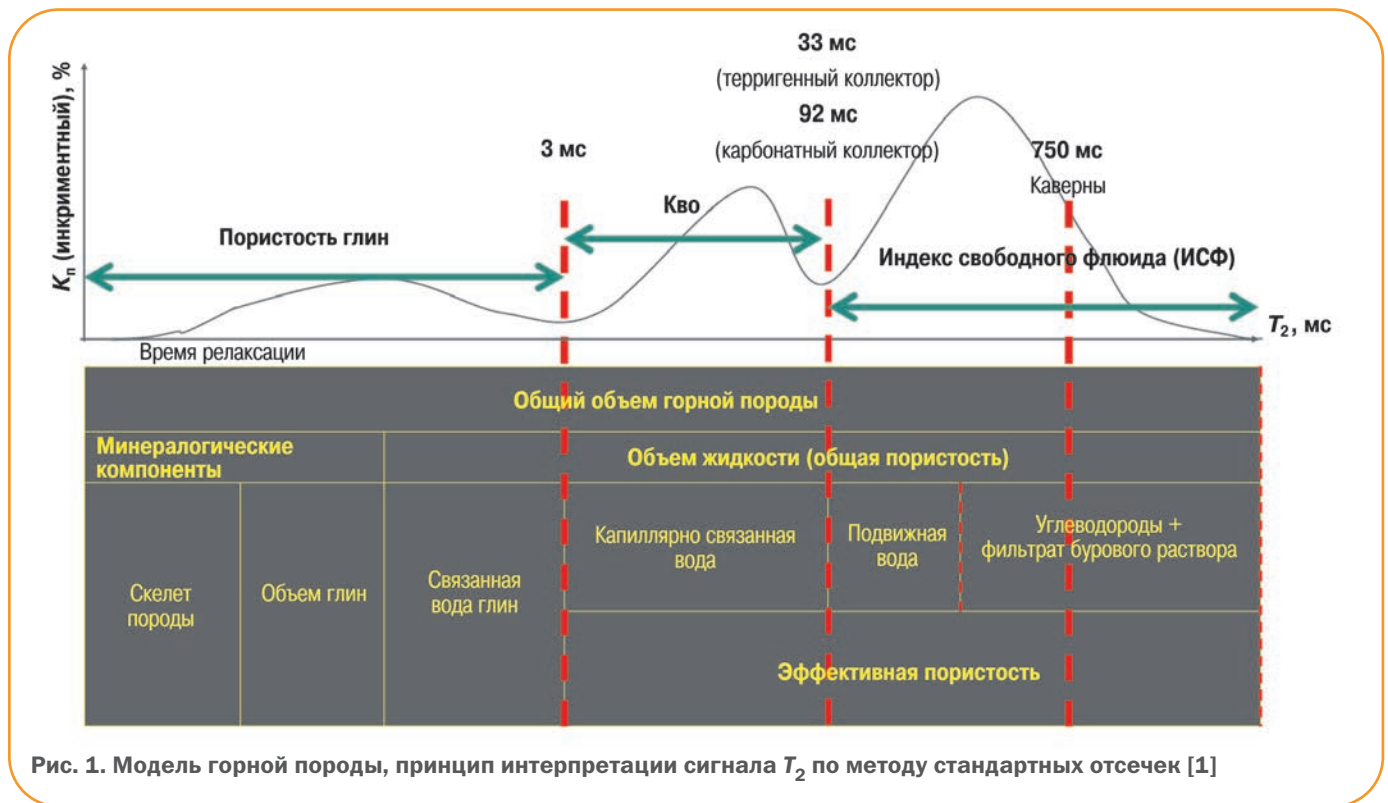
Лабораторные исследования методом ЯМК

Изучение особенностей горных пород, пластовых флюидов и технологических жидкостей и их влияния на сигнал ЯМК является основной задачей ЯМР в лабораторных условиях.

Исследования методом ЯМР на образцах керн проведены на спектрометре Geospec DRX-HF/75 производства компании Magnetic Resonance/Oxford Instruments (Великобритания) с рабочей частотой 2,333 МГц при магнитной индукции 0,056 Тл, что соответствует частоте большинства скважинных ЯМК-зондов, упрощая задачу интерпретации ЯМК. Аппарат состоит из блока магнита, блока электроники и охладителя градиентных катушек. В настоящее время все измерения проводятся при температуре 26 °С и давлении 0,1 МПа. После запуска пластовой ячейки, состоящей из специального немагнитного кернодержателя высокого давления и системы поддержания высокой температуры и давления, диапазон значений давления и температуры при моделировании значительно расширится.

Все измерения и операции по настройке выполняются с помощью ПО GIT Advanced [3]. Конструкция ЯМР спектрометра Geospec DRX-HF 2/75 позволяет проводить не только стандартные исследования методом ЯМР, но и специальные замеры с использованием градиентных катушек (построение карт $T_1 - T_2$, $T_2 - D$ и др.).

Объектами исследований методом ЯМР в лабораторных условиях являются образцы керн с раз-



личным насыщением флюидами до экстракции, после экстракции, а также различные пластовые флюиды (нефть, вода) и технологические жидкости (буровые растворы, фильтрат бурового раствора). Специалисты ООО «ТННЦ» проводят стандартные исследования ЯМР в последовательности, приведенной на рис. 3.

Наиболее часто в практике исследований методом ЯМР определяется время поперечной релаксации T_2 . Анализ T_2 -распределения позволяет определить общую пористость образца, примерное распределение пор по размерам, а при комплексировании с данными капиллярных методов уточняется граничное значение T_2^{IP} . Двумерные карты ($T_1 - T_2$, $T_2 - D$), а также другие тесты используются в случае насы-

щения образца различными флюидами или при исследовании флюидов в свободном объеме.

Основой интерпретации распределения T_2 и расчета различных параметров является классическая формула, описывающая слагаемые сигнала T_2 [1],

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2surface}} + \frac{1}{T_{2diffusion}}, \quad (1)$$

где T_{2bulk} – компонента времени релаксации порового флюида, находящегося в свободном объеме; $T_{2surface}$ – компонента времени релаксации порового флюида, полученная в результате поверхностной релаксации (у стенок пор); $T_{2diffusion}$ – диффузионная компонента времени релаксации.



Рис. 3. Типовая схема изучения образцов ядра методом ЯМР [2]

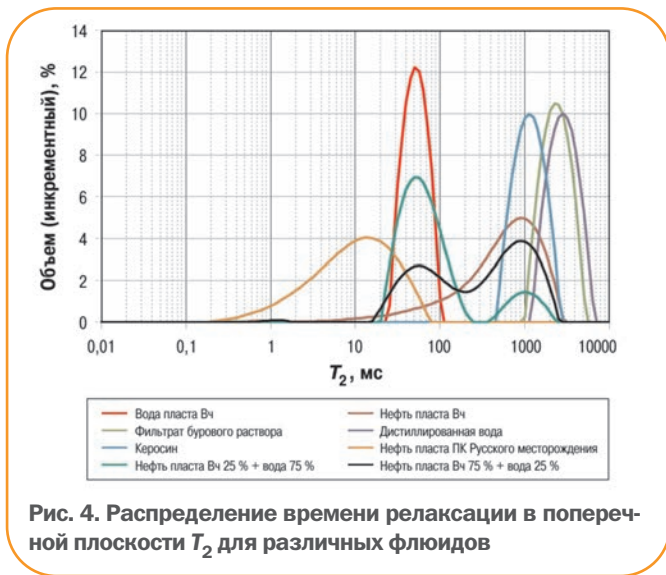


Рис. 4. Распределение времени релаксации в поперечной плоскости T_2 для различных флюидов

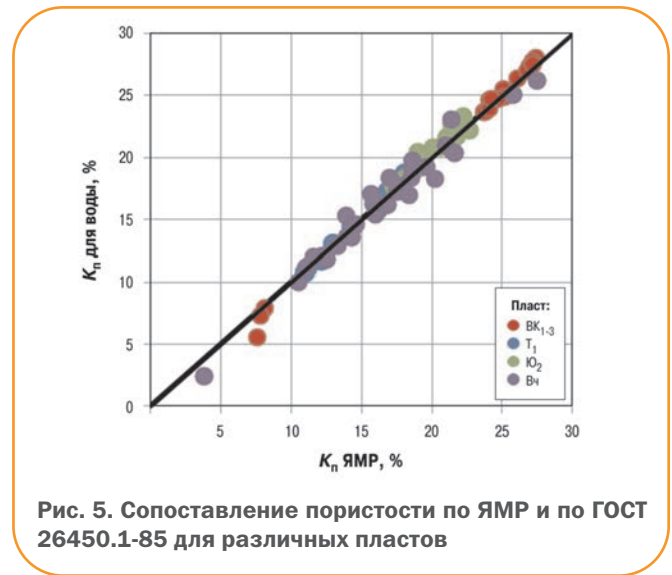


Рис. 5. Сопоставление пористости по ЯМР и по ГОСТ 26450.1-85 для различных пластов

В ходе опытно-методических работ изучались свойства различных жидкостей (пластовой нефти, пластовой воды, керосина, модели пластовой воды, фильтрата бурового раствора, дистиллированной воды и др.).

На рис. 4 показаны спектры T_2 для некоторых изученных флюидов. Результаты исследований позволили выделить основные факторы снижения времени релаксации изучаемых флюидов по сравнению с дистиллированной водой (максимальное время релаксации):

- 1) увеличение вязкости пластовой нефти;
- 2) увеличение содержания битумов;
- 3) повышение минерализации пластовой воды;
- 4) рост доли парамагнитных включений (соли металлов).

Отдельно следует заострить внимание на спектре T_2 для пластовой воды Верхнечонского месторождения (пласт Вч). Высокое содержание солей металлов в воде плотностью $1,3 \text{ г/см}^3$, минерализацией 485 г/л привело к тому, что время T_2 сдвинуто в сторону значений с существенно меньшими временами релаксации (пик приходится на значение 50 мс) относительно дистилли-

рованной воды (пик приходится на значение 2500 мс).

По результатам изучения различных флюидов для повышения качества интерпретации данных ЯМР специалистами Лабораторного центра ООО «ТННЦ» с 2014 г. формируется Атлас T_2 свойств пластовых флюидов и технологических жидкостей.

За период с начала эксплуатации ЯМР-спектрометра было выполнено более 1000 измерений. Получена хорошая сходимость между пористостью, определенной по ЯМР и по ГОСТ 26450.1-85 «Горные породы. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением», для различных пластов терригенных и карбонатных коллекторов (рис. 5). Это открывает перспективы применения ЯМР для оценки емкостных свойств коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами на базе исследований образцов ядра до экстракции. Кроме стандартных исследований методом ЯМР, за прошедший период был выполнен значительный объем комплексных исследований по определению T_2^{IP} для терригенных и карбонатных коллекторов.

Величина T_2^{*P} определялась путем выполнения комплексных исследований по схеме А, приведенной на рис. 3. Анализ распределений T_2^{*P} для терригенных и карбонатных коллекторов показывает, что средняя T_2^{*P} для терригенных коллекторов составляет 20 мс, а для карбонатных коллекторов – 225 мс. Кроме того, полученные величины изменяются в достаточно больших пределах. Видимо, это связано с тем, что остаточная водонасыщенность получалась при достижении неснижаемой водонасыщенности (выход кривой на асимптоту при давлениях p_c , равных 1,2–1,5 МПа). В то же время для каждого пласта максимальное капиллярное давление ограничено высотой залежи (высота столба углеводородов). В связи с этим в дальнейшем для оценки T_2^{*P} рекомендуется проводить комплексные исследования методами ЯМР и капилляриметрии, когда на цилиндрических образцах остаточная вода создается при индивидуальных для каждого пласта давлениях p_c (ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления»).

В 2013 г. в лаборатории специальных петрофизических исследований ядра ООО «ТННЦ» проводились массовые исследования образцов рыхлого ядра Русского месторождения (пласт ПК₁₋₇). Главная цель «экспрессного» изучения естественно насыщенных образцов – оценка «качества» коллектора (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность ИСФ=1 – $K_{во}$). Исследования проводились в два этапа на образцах до и после экстракции согласно схеме проведения работ (см. рис. 3).

Для расчета проницаемости по модели Коатеса и Шлюмберже использовалось программное обеспечение GIT Advanced [1–3]. На рис. 6 показаны результаты изучения образцов пласта ПК₁₋₇ Русского месторождения. Из него видно, что получена хорошая сходимость результатов определения ФЕС образцов до и после экстракции.

Выводы

1. Применение метода ЯМР для исследований ядра позволяет определять фильтрационно-емкостные свойства образцов ядра до экстракции, обеспечивая оперативную оценку качества коллектора за существенно меньший срок, чем традиционные методы изучения ядра: сокращение времени может достигать 2-6 мес и более.

2. Интерпретация данных ЯМК основана на применении параметра T_2^{*P} . Без изучения свойств ядра методом ЯМР достоверная оценка T_2^{*P} невозможна.

3. Для повышения достоверности интерпретации ЯМК рекомендуется формировать атласы данных



Рис. 6. Результаты исследования образцов пласта ПК₁₋₇ Русского месторождения

ЯМР свойств ядра, пластовых и технологических жидкостей.

Список литературы

1. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR Logging: Principles and Applications. – Houston: Halliburton Energy Services, 1999. – 234 p.
2. Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерно-магнитного резонанса для характеристик состава и распределения пластовых флюидов. – М.: Химия, 2002. – 439 с.
3. Green D., Dick J., Veselinovic D. GIT Systems and Lithometrix User Manual, Green Imaging Technologies, 2012
4. Price W.S. NMR Studies of Translational Motion. – Cambridge: Cambridge University Press, 2009. – 416 p.
5. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979.

References

1. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G., *NMR logging: principles and applications*, Houston: Halliburton Energy Services, 1999, 234 p.
2. Dzhafarov I.S., Syngaevskiy P.E., Khafizov S.F., *Primenenie metoda yaderno-magnitnogo rezonansa dlya kharakteristik sostava i raspredeleniya plastovykh flyuidov* (Application of nuclear magnetic resonance to determine the composition and distribution of reservoir fluids), Moscow: Khimiya Publ., 2002, 439 p.
3. Green D., Dick J., Veselinovic D., *GIT Systems and Lithometrix User Manual*, Green Imaging Technologies, 2012
4. Price W.S., *NMR Studies of Translational Motion*, Cambridge: Cambridge University Press, 2009, 416 p.
5. Tul'bovich B.I., *Metody izucheniya porod-kollektorov nefti i gaza* (Methods of studying the oil and gas reservoir rocks), Moscow: Nedra Publ., 1979.

Особенности оценки фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенных коллекторов

Е.А. Зарай, А.В. Хабаров (ООО «ТНЦ»)

Ключевые слова: газоносный коллектор, комплексирование методов геофизических исследований скважин (ГИС), проницаемость по модели Тимура, сопоставление с данными гидродинамических исследований (ГДИ).

Key words: gas-bearing reservoir, integration of logging techniques, permeability by Timur model, comparison with flow tests data.

Адрес для связи: eazarai@rosneft.ru

Введение

Уренгойское газовое месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе немного южнее Северного полярного круга. Оно является третьим в мире по величине газовых запасов (10 трлн. м³), сконцентрированных в основном в ачимовских отложениях.

Ачимовская толща имеет сложную неоднородную структуру, представленную переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород (рис. 1). Для толщи характерны оползневые структуры и текстуры брекчирования. Характер залегания песчаных пластов линзовидный, к ним приурочены газоносные залежи. Песчаники ачимовских пластов сероцветные, преимущественно мелкозернистые. Алевролиты – однородные и слоистые; крупнозернистые, аркозового состава средне- и крепкоцементированные глинистым и карбонатно-глинистым цементом, часто известковистые. Аргиллиты темно-серые, слюдяные, крепкие, массивные тонко-горизонтально-слоистые за счет прослоек алевролитового материала.

Ачимовские отложения перекрываются мощной, преимущественно глинистой толщей, представленной аргиллитоподобными серыми и темно-серыми, тонкоотмученными и алевролитовыми глинами с различными типами слоистости.

Средние значения коэффициентов пористости K_D и проницаемости $k_{пр}$ коллекторов по керновым данным составляют соответственно 10–18 % и $(0,1-4) \cdot 10^{-3}$ мкм². Толщина ачимовских отложений варьируется от 20 до 100 м.

Первоначальная петрофизическая модель основывалась на прогнозе пористости по данным плотностного или нейтронного каротажа и не учитывала влияния газонасыщения, что приводило к завышению значения пористости по данным плотностного каротажа и занижению – по данным нейтронного. При этом в среднем оценка пористости была завышена из-за использования преимущественно данных плотностного каротажа.

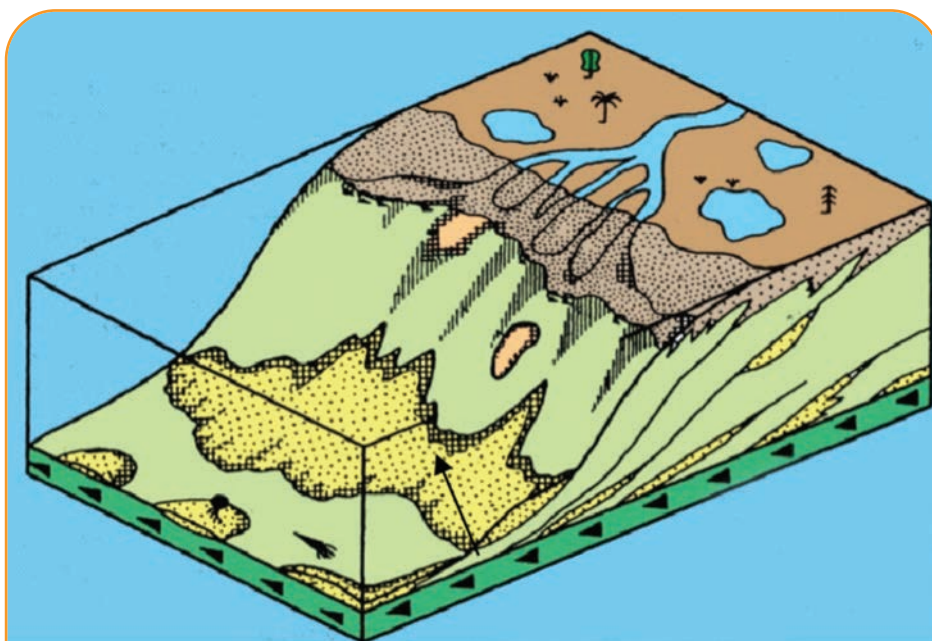


Рис. 1. Условия осадконакопления ачимовских отложений

При прогнозе проницаемости не учитывалось влияние литологии и изменчивой структуры порового пространства, что в совокупности с ошибками определения пористости приводило к существенному завышению коэффициента проницаемости и общей рассогласованности петрофизической и 3D динамической моделей. Все это обусловило необходимость уточнения методики оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

На Восточно-Уренгойском лицензионном участке (ЛУ) ачимовская толща вскрыта 57 скважинами, в 42 из них выполнен расширенный комплекс ГИС, где в дополнение к КС, НК и ГК проведены также ГГКп и АКШ. Керн отобран в 16 скважинах. Лабораторные исследования включают оценку ФЕС, литологических и потоковых характеристик.

Оценка пористости

В новой модели предложен алгоритм расчета пористости на основе комплексирования результатов ГИС с разнонаправленным влиянием газонасыщенности на расчетный $K_{п}$. Так, в работе Р. Фридмана [1] отмечено: «Пористость по методу ГГКп завышается из-за низкой плотности газа. Пористость по ЯМК занижается по причине сниженного водородосодержания газа в сравнении с водой. Этот эффект приводит к расхождению кривых $K_{пГГКп}$ и $K_{пЯМК}$ в газонасыщенных интервалах, наподобие расхождения кривых плотностного и нейтронного методов».

В качестве решения Р. Фридман предлагает усреднение $K_{п}$ по данным ЯМК и ГГКп по методике DMPR с учетом водородосодержания и плотности газа [2]. Однако, по мнению авторов настоящей статьи, в большинстве случаев эта методика может быть упрощена до простого усреднения пористости по данным ЯМК и ГГКп (рис. 2, а).

В мировой практике также широко используется методика усреднения пористости по данным НК и ГГКп. Влияние газа обуславливает возникновение разнонаправленных ошибок при оценке пористости по результатам НК и ГГКп, их усреднение приводит к явлению «взаимокомпенсации» ошибок разного знака. На практике обычно используется среднеквадратическое усреднение [3]. Однако в рассматриваемом случае наилучшей сходимости с данными анализа керна удалось добиться при усреднении вида

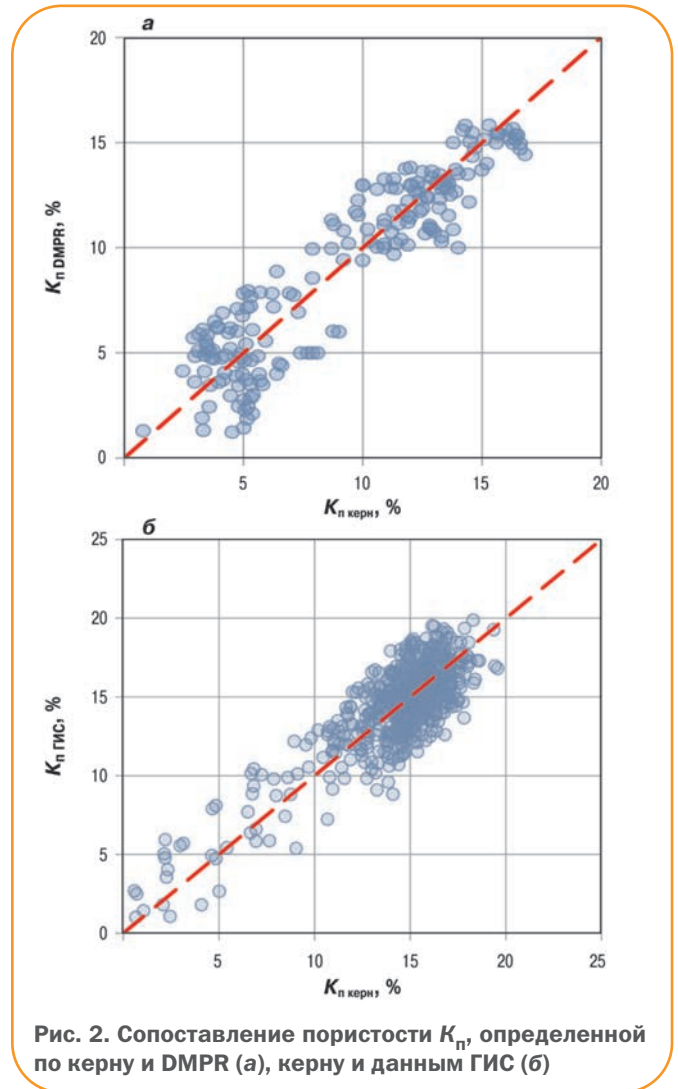


Рис. 2. Сопоставление пористости $K_{п}$, определенной по керну и DMPR (а), керну и данным ГИС (б)

$$K_{п} = 0,7K_{пГГКп} + 0,3K_{пНК} \quad (1)$$

При отсутствии результатов ЯМК и ГГКп пористость рассчитывалась посредством комплексирования данных АК и НК с подобранными весовыми коэффициентами

$$K_{п} = 0,8K_{пАК} + 0,2K_{пНК} \quad (2)$$

Результирующая пористость имеет хорошую сходимость с керовыми данными (рис. 2, б).

Определение характера насыщения

Общим признаком нефтегазонасыщенных интервалов является повышенное (более 20 Ом·м) удельное электрическое сопротивление, но оно не позволяет отличить газонасыщенные коллекторы от нефтенасыщенных. Для этого необходимо привлекать

дополнительные методы ГИС. Так, одним из наиболее надежных критериев является наличие расхождения интервального времени продольных и поперечных волн по данным АКШ. При отсутствии данных АКШ газоносные интервалы выделяются по расхождению значений пористости, полученных по данным ГГКп и ЯМК, ГГКп и НК, а также по расхождению графически нормированных ДТ продольных волн и водородосодержания по данным НК (рис. 3).

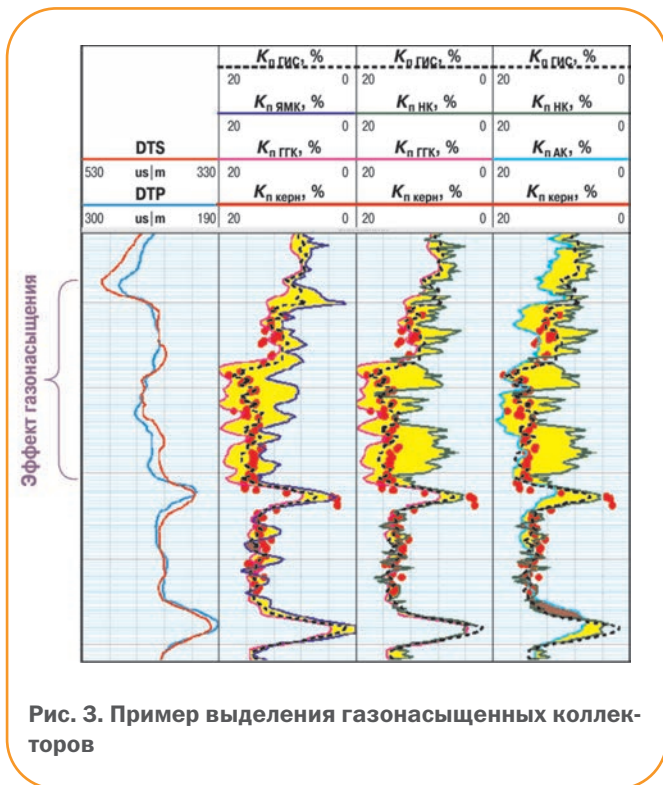


Рис. 3. Пример выделения газонасыщенных коллекторов

Прогноз проницаемости

Существует много эмпирических моделей проницаемости, учитывающих различные характеристики горных пород: средний размер зерен, радиус фильтрационных каналов, остаточную водонасыщенность и др. [4].

Анализ имеющихся керновых данных по Восточно-Уренгойскому ЛУ и учет особенности расположения залежи в зоне предельного газонасыщения показали, что наиболее подходящим для прогнозирования проницаемости является уравнение Тимура (рис. 4)

$$k_{пр} = f(K_{п}, k_{во}), \quad (3)$$

где $k_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности.

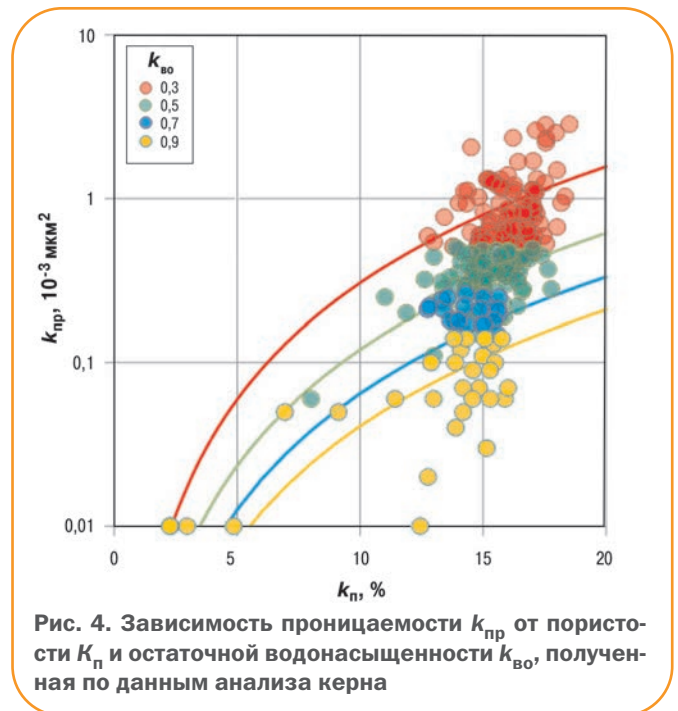


Рис. 4. Зависимость проницаемости $k_{пр}$ от пористости $K_{п}$ и остаточной водонасыщенности $k_{во}$, полученная по данным анализа керна

Это связано с тем, что ФЕС, массово определенные по керну, предоставляют всю необходимую информацию для настройки этой модели: пористость, проницаемость и остаточная водонасыщенность (удерживающая способность).

Продуктивные отложения ачимовской свиты Восточно-Уренгойского месторождения представлены преимущественно газонасыщенными коллекторами с близкой к предельной степени насыщенности: когда коэффициент нефтегазонасыщенности $k_{нг} = 1 - k_{во}$. Следовательно, определенная по электрической модели водонасыщенность продуктивных коллекторов фактически является их остаточной водонасыщенностью.

Таким образом, зная уточненную пористость и остаточную водонасыщенность, определенную по электрической модели, можно выполнять уточненную оценку проницаемости газонасыщенных коллекторов по модели Тимура. На рис. 5 показано сопоставление проницаемостей, определенных по данным каротажа и анализа керна, отражающее хорошую сходимость.

Верификация проницаемости

Коэффициент проницаемости, определенный по данным ГИС, сопоставлялся с данными гидродинамических исследований (ГДИ) восьми добывающих скважин. Проницаемость по данным ГИС приводилась к эффективной проницаемости с учетом пластовых условий и фазовых проницаемостей.

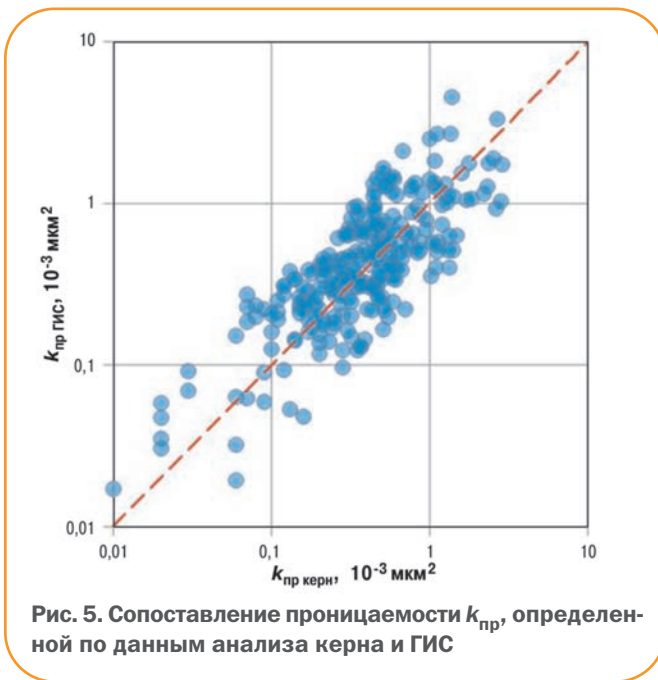


Рис. 5. Сопоставление проницаемости $k_{пр}$, определенной по данным анализа керна и ГИС

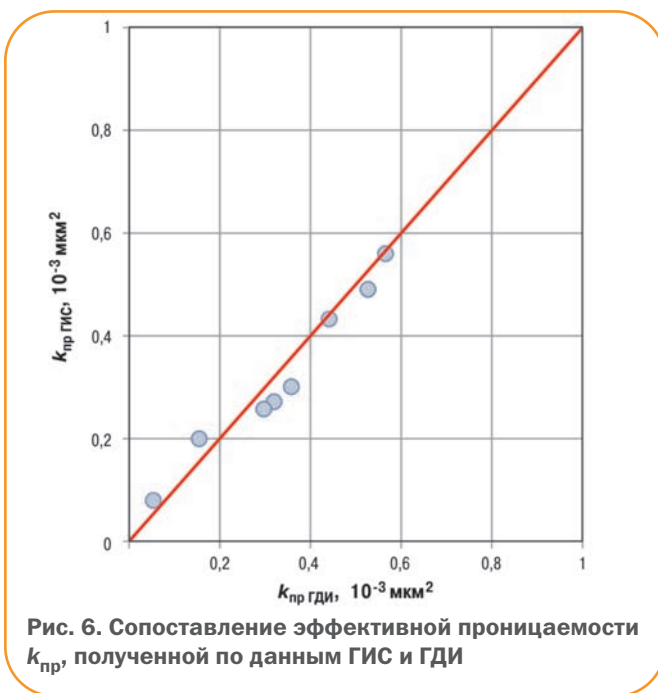


Рис. 6. Сопоставление эффективной проницаемости $k_{пр}$, полученной по данным ГИС и ГДИ

Как видно из рис. 6, проницаемости, полученные по данным ГИС и ГДИ, характеризуются хорошей сходимостью. Кроме того, результаты новой оценки проницаемости позволили провести 3D динамическое моделирование без применения обычных в таких ситуациях множителей проницаемости.

Выводы

1. Предложенная методика усреднения на базе весовых коэффициентов для различных методов оценки пористости позволяет компенсировать влияние искажающих эффектов газонасыщения.
2. Полученные результаты оценки проницаемости по данным ГИС согласуются с данными гидродинамических исследований скважин и результатами 3D динамического моделирования.

Список литературы

1. Freedman R. Advances in NMR logging // JPT. – 2006. – January. – P. 60-66.
2. Combining NMR and Density logs for petrophysical evaluation in gas-bearing formations/ R. Freedman [et al.] // Paper II presented at the 1998 Annual Meeting of the Soc. Professional Well Log Analysts, Keystone, Colorado, 26-29 May 1998.
3. Bassiouni Z. Theory, measurement and interpretation of well logs // SPE textbook series. – 1994. – Vol. 4. – 332 p.
4. Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным // Каротажник. – 2009. – №12(189). – С. 167-212.

References

1. Freedman R., *Advances in NMR logging*, JPT, 2006, January, pp. 60-66.
2. Freedman R. et al., *Combining NMR and Density logs for petrophysical evaluation in gas-bearing formations*, Paper II presented at the 1998 Annual Meeting of the Soc. Professional Well Log Analysts, Keystone, Colorado, 26-29 May 1998.
3. Bassiouni Z., *Theory, measurement and interpretation of well logs*, SPE textbook series, 1994, V.4, 332 p.
4. Khabarov A.V., Volokitin Ya.E., *Evaluation of terrigenous reservoir permeability from core, logs and production data* (In Russ.), Karotazhnik, 2009, no. 12(189), pp. 167-212.

Опыт применения многозабойных скважин для повышения эффективности разработки пласта AB_1 Советского месторождения

**А.В. Бородин, В.В. Максименко (ОАО «ТомскНИПинефть»),
А.И. Тюнькин (ОАО «Томскнефть»),
Д.Е. Голубков (ОАО «НК «Роснефть»)**

Ключевые слова: многозабойная скважина (МЗС), гидродинамическая модель, остаточные запасы нефти.

Key words: multilateral well, reservoir simulation model, remaining reserves, mature oil field.

Адреса для связи: borodinav@nipineft.tomsk.ru, d_golubkov@rosneft.ru

Введение

Одним из методов повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа является бурение многозабойных скважин. Особенно актуальна данная технология для пластов-коллекторов, бурение наклонно направленных скважин на которые неоправдано вследствие нерентабельных дебитов нефти и невысокой плотности извлекаемых запасов на скважину. Бурение многозабойной горизонтальной скважины позволяет увеличить степень охвата пласта-коллектора, обеспечивая рост дебита нефти, а также сократить капитальные вложения за счет бурения меньшего числа скважин.

Для опробования данной технологии в ОАО «Томскнефть» ВНК в рамках опытно-промышленных работ пробурена первая многозабойная горизонтальная скважина на Советском месторождении.

Геолого-геофизическая изученность целевого объекта

Советское месторождение – одно из крупнейших по объему остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) месторождений, эксплуатируемых ОАО «Томскнефть» ВНК, – введено в разработку в 1966 г. Промышленная нефтегазоносность установлена в 18 продуктивных пластах, однако основная часть ОИЗ относится к пласту AB_1^{1+2} , который и представляет наибольший интерес для доизучения.

Основной объект разработки AB_1 хорошо прослеживается как по всей площади месторождения, так и за его пределами, промышленно нефтеносен на примыкающих Нижневартовском и Самотлорском месторождениях. В разрезе горизонта AB_1 в соответствии с особенностями распределения песчаных и глинистых пород, фильтрационно-емкостными

свойствами (ФЕС) по разрезу и наличием вертикальной гидродинамической связи выделяются пять нефтеносных пластов: AB_1^4 , AB_1^3 , AB_1^{26} , AB_1^{2a} , AB_1^1 , сформированных в континентальных (AB_1^4) и прибрежно-морских (AB_1^{1-3}) условиях.

Несмотря на длительную историю разработки, объект AB_1 полностью не освоен. Доля остаточных геологических запасов нефти в пределах краевых неразбуренных зон, приуроченных преимущественно к пласту AB_1^{1+2a} («рябчик»), составляет около 20 %.

Горизонт AB_1 характеризуется повышенной неоднородностью, которая обусловлена переслаиванием мелко- и тонкозернистых песчаников, алевролитов и глин. Также следует отметить, что для пласта AB_1 характерно увеличение глинизации снизу вверх по разрезу, что является причиной снижения ФЕС от пласта AB_1^4 до пласта AB_1^1 , что отражается на кривых потенциала самопроизвольной поляризации (SP) и гамма-каротажа (GR), а также подтверждается данными изучения керн (рис. 1). Этим обусловлено отставание в выработке запасов менее проницаемого объекта AB_1^{1+2a} , эффективная довыработка которого на текущий момент является одной из важнейших задач разработки Советского месторождения.

Высокая расчлененность пласта AB_1 в совокупности с небольшой средней проницаемостью и общей толщиной пласта около 30 м, на первый взгляд, делает его привлекательным для проведения гидроразрыва пласта (ГРП). Однако применение этой технологии ограничивают следующие факторы:

– наличие нижележащих, более проницаемых пластов AB_1^4 , AB_1^3 , промытых нагнетаемой от скважин системы поддержания пластового давления (ППД) водой, или водонасыщенных изначально;

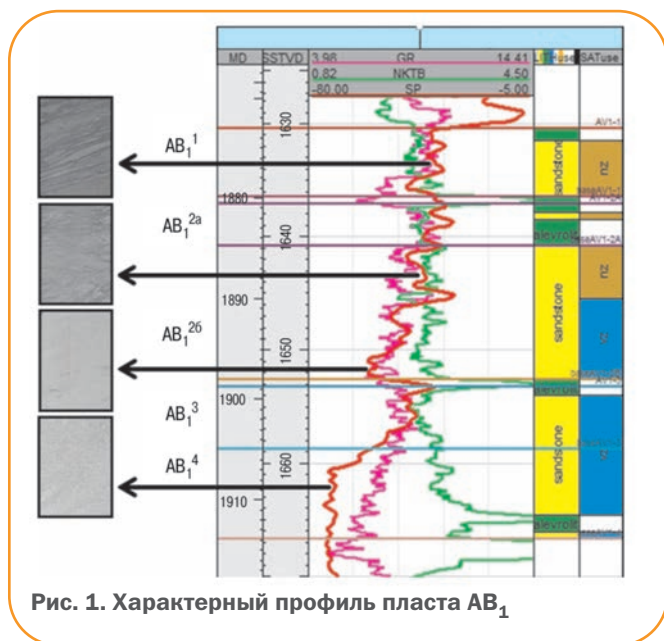


Рис. 1. Характерный профиль пласта АВ₁

– толщина глинистой перемычки между пластами АВ₁¹⁺² и АВ₁³⁺⁴ составляет 1-3 м, что, как правило, недостаточно для предотвращения прорыва трещины ГРП в нижележащие прослои.

Следовательно, наиболее обоснованным с геологической точки зрения способом разработки пласта АВ₁¹⁺² является применение горизонтальных скважин.

Следующим шагом для сокращения капитальных вложений и повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) является бурение многозабойных горизонтальных скважин, что позволяет увеличить степень охвата неоднородного пласта и дебиты нефти [1-3]. Следует отметить, что минимизация капитальных вложений играет ключевую роль в экономической эффективности разработки Советского месторождения, так как часть месторождения расположена на заболоченной и сезонно затопляемой пойменной территории, что обуславливает высокую стоимость обустройства.

Для реализации этой перспективной технологии в рамках опытно-промышленных работ была пробурена многозабойная скважина (МЗС) с двумя горизонтальными стволами.

Планирование многозабойной скважины, моделирование

Для детального анализа целесообразности бурения МЗС на основе текущей локализации ОИЗ по постоянно действующей геолого-технологической модели пласта АВ₁ был выбран перспективный участок. Данный участок характеризуется относитель-

но высокой плотностью ОИЗ и находится в приконтурной части месторождения.

Близость нижележащих водонасыщенных пластов АВ₁^{2b+3}, АВ₁⁴ не позволяет эффективно применять наклонно направленные скважины с ГРП, поэтому для планирования разработки данного района сравнивались технико-экономические показатели горизонтальной скважины (в качестве базового варианта) и многозабойной скважины с двумя горизонтальными стволами с использованием двухфазной гидродинамической модели (Black oil), созданной с помощью программного комплекса Eclipse.

Цифровые модели пласта АВ₁ построены с учетом комплексного подхода, который подразумевает использование максимального объема доступной информации: от концептуальной седиментологической модели до результатов анализа промысловых данных.

Из-за невозможности использования полномасштабной гидродинамической модели пласта АВ₁ для выполнения многократных расчетов технологических параметров (общее число ячеек более 1,5 млн.) в программе tNavigator была создана секторная гидродинамическая модель (общее число активных ячеек – 70,5 тыс.).

Для получения наиболее точных результатов секторная модель была адаптирована к фактическим данным. Особое внимание уделялось параметрам, оказывающим наибольшее влияние на прогнозируемые дебиты: горизонтальной проницаемости k , анизотропии проницаемости k_v/k_h . Для анизотропии проницаемости проводился анализ чувствительности в интервалах 0,001-0,1, наиболее вероятным принято значение 0,026, подкрепленное измерениями на керне.

С помощью данной секторной модели были оценены остаточные извлекаемые запасы, а также выполнен прогноз технологических параметров работы скважины на 5 лет. Сравнение прогнозных параметров для горизонтальной скважины и многозабойной скважины с двумя горизонтальными стволами показывает, что для данного района начальный дебит нефти МЗС превышает дебит горизонтальной скважины на 72 %, а накопленная добыча – на 35 %. Следует отметить, что по сравнению с горизонтальной скважиной темп падения дебита нефти МЗС выше. Однако в связи со значительно большей добычей нефти за первые 2 года работы МЗС чистый дисконтируемый доход (NPV) в 2 раза больше, чем при эксплуатации горизонтальной скважины, что свидетельствует об экономической эффективности предложенного мероприятия (рис. 2).



Геологическое сопровождение бурения

Геологическим проектом предусмотрено бурение обоих горизонтальных стволов в целевом интервале пласта АВ₁ в краевой части месторождения. С учетом низкой плотности сети сейсморазведочных профилей 2D и высокой структурной неопределенности перед бурением добывающих стволов предусмотрено бурение пилотного ствола для снятия геологических рисков. По результатам бурения пилотного ствола скорректированы структурная карта и плановая траектория добывающих стволов (рис. 3).

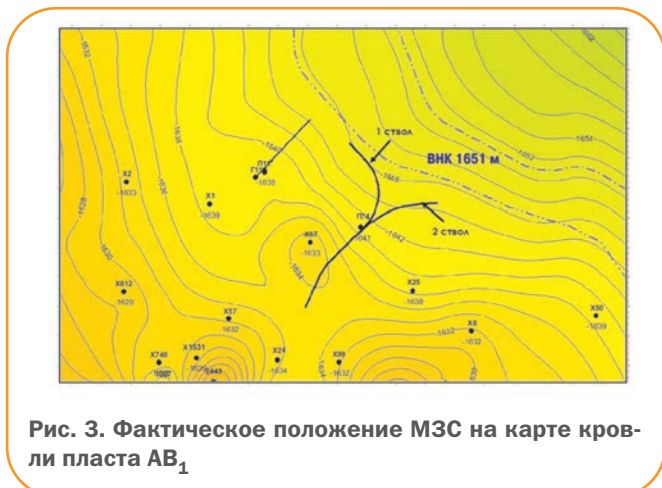
Главная задача следующего этапа бурения транспортного ствола – «посадка» на кровлю для обеспечения последующей безаварийной проводки горизонтальных стволов – была решена применением технологии геонавигации. Основным геологическим репером на Советском месторождении является кровля кошайской пачки, которая служит флюидоупором для нефти пласта АВ₁.

После бурения транспортного ствола и спуска эксплуатационной колонны пробурен первый горизонтальный ствол и проведено его крепление перфорированным хвостовиком. При этом под срезку второго ствола оставлен не перекрытый колонной интер-

вал открытого ствола (рис. 4). Таким образом, заканчивание скважины соответствует первому уровню сложности по классификации TAML [4], достоинством которого являются простота конструкции и относительно низкая стоимость, что особенно важно в условиях недостаточно высокой экономической эффективности бурения новых скважин на Советском месторождении.

По результатам геонавигации выявлено неподтверждение прогнозного угла падения пласта: прогноз – 0,4°, факт – 1,1°. По результатам проводки первого ствола принято решение об изменении проектных целей и бурении второго ствола с разворотом по азимуту в сторону уменьшения угла падения (рис. 5, а).

Бурение первого и второго стволов осуществлено полностью в пределах целевого интервала (см. рис. 5). Второй ствол обсажен перфорированным хвостовиком с перекрытием доступа в первый ствол. Угол разворота между точкой входа в пласт и забоями добывающих стволов составил 80°. Общая и эффективная длина по геофизическим исследованиям скважин по первому стволу составила соответственно 690 и 440 м, а по второму – 542 и 272 м.



Заключение

В результате проведения опытно-промышленных работ подтверждена эффективность применения МЗС при разработке пласта АВ₁¹ Советского месторождения, продуктивность пробуренной МЗС соответствует выполненным прогнозным расчетам.

Положительный опыт, полученный в результате бурения данной скважины, позволит уменьшить неопределенности при дальнейшем планировании довыработки остаточных запасов пласта АВ₁, а также повысить экономическую эффективность бурения кустов скважин, в настоящее время являющихся нерентабельными.

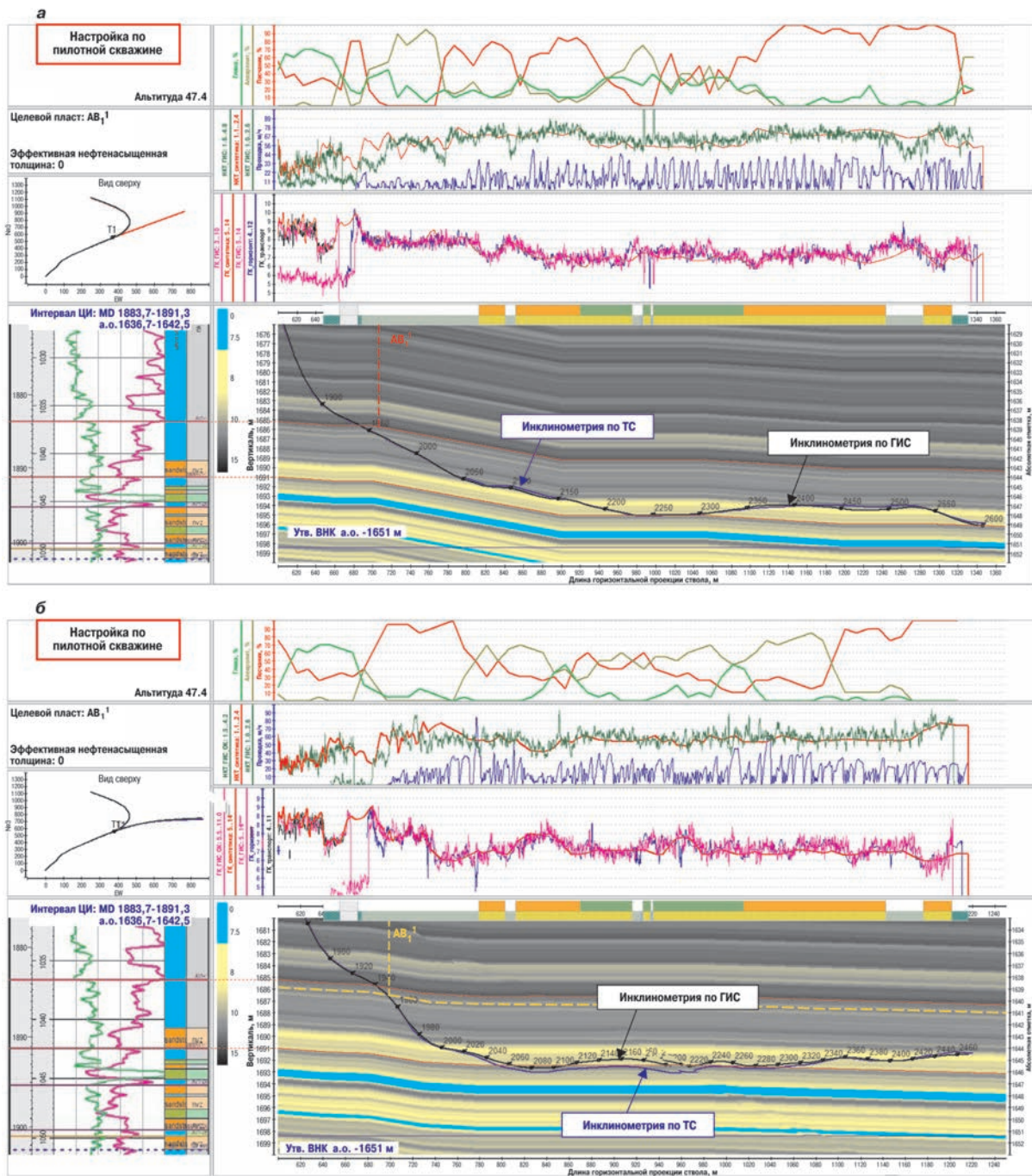


Рис. 5. Параметры проводки первого (а) и второго (б) горизонтальных стволов на кусте №119 Советского месторождения

Список литературы

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с.
2. Retnanto A., Economides M.J. Performance of multiple horizontal well laterals in low-to-medium permeability reservoirs // SPE 29647. – 1996.
3. Yildiz T. Multilateral horizontal well productivity // SPE 94223. – 2005.
4. The TAML classification system for multilateral wells. – Режим доступа: <http://taml-intl.org/wp-content/uploads/2012/03/tamlcomplexity.pdf>.

References

1. Borisov Yu.P., Pilatovskiy V.P., Tabakov V.P., *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy gorizontallynymi i mnogozaboynymi skvazhinami* (Oil field development using horizontal and multilateral wells), Moscow: Nedra Publ., 1964, 154 p.
2. Retnanto A., Economides M.J., *Performance of multiple horizontal well laterals in low-to-medium permeability reservoirs*, SPE 29647, 1996.
3. Yildiz T., *Multilateral horizontal well productivity*, SPE 94223, 2005.
4. *The TAML classification system for multilateral wells*, URL: <http://taml-intl.org/wp-content/uploads/2012/03/tamlcomplexity.pdf>.

Влияние напряженного состояния массива трещиноватых карбонатных пород на продуктивность скважин

А.Р. Кинсфатор, В.М. Киселев, д.ф.-м.н.
(Институт нефти и газа Сибирского федерального университета),
А.А. Антоненко (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Ключевые слова: Юрубчено-Тохомское месторождение, трещиноватый коллектор, проницаемость, горное давление, продуктивность скважин.

Key words: Yurubcheno-Tokhomskiye field, fractured reservoirs, permeability, rock pressure, oil well efficiency.

Адрес для связи: kinsfatorandrey@gmail.com

Введение

Нефтегазоносность Юрубчено-Тохомского (ЮТМ), Куюмбинского и других месторождений Восточной Сибири приурочена к кавернозно-трещиноватым коллекторам венд-рифейского возраста [1]. Породы трещиноватых рифейских коллекторов представлены широким спектром доломитов с различными текстурными и структурными свойствами, характеризуются многокомпонентным литологическим составом и сложной структурой пустотного пространства, а также высокой неоднородностью и анизотропией петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) [2]. Матрица пород блоков практически непроницаема, следовательно, эффективный объем нефти и газа обеспечивается вторичной пустотностью: трещинами, полостями выщелачивания по трещинам и кавернами. В единую гидродинамическую систему эти полости и каверны увязаны статистически упорядоченной системой микро- и макротрещин, что определяет ярко выраженную анизотропию проницаемости пласта-коллектора [3].

Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) Юрубчено-Тохомского месторождения показали, что коллекторы трещинного и кавернозно-трещинного типов, которыми представлены продуктивные объекты данного месторождения, весьма восприимчивы к изменению действующих нагрузок. Наблюдаются существенная зависимость продуктивности скважин от снижения пластового

давления, непредсказуемая обводненность скважин, резкое падение их дебита, различия проницаемостей, полученных по керновым данным и результатам ГДИС, в десятки и сотни раз.

Анализ результатов промысловых гидродинамических исследований горизонтальных скважин показал высокую неравномерность притока по стволу скважины. При общей длине открытого горизонтального участка ствола около 1000 м суммарная длина приточных интервалов варьируется от 150 до 300 м. В то же время результаты интерпретации данных ультразвукового скважинного сканера UVI свидетельствуют о повсеместном наличии трещин, пересекающих горизонтальный ствол. Причиной того, что не все трещины являются фильтрующими, могут служить кольматация, закрытие трещин определенного азимутального направления вследствие горизонтальных тектонических напряжений и уменьшение апертуры под действием литостатического давления сжатия трещины в зависимости от угла ее падения.

В настоящее время невозможно оценить степень влияния кольматации на снижение трещинной проницаемости, так как все испытанные горизонтальные скважины были пробурены на репрессии с использованием кольматантов. Провести данную оценку можно только после испытания пробуренных горизонтальных скважин на равновесии, что предполагает меньшее загрязнение призабойной зоны.

Наряду с напряжениями, вызванными действием гравитационных сил (литостатическими напряжениями), в массивах горных пород существует поле тектонических напряжений, возникающих в результате тангенциального сжатия или растяжения земной коры [4]. В первом приближении тектонические напряжения можно считать горизонтальными. Наряду с вертикальными и боковыми литостатическими напряжениями они могут влиять на апертуру трещин, с которой связана проницаемость пластов-коллекторов и, как следствие, продуктивность горизонтальных добывающих скважин. Опытные данные свидетельствуют о том, что матричная составляющая проницаемости рифейских карбонатных объектов является постоянной. Таким образом, основное внимание необходимо уделять изучению изменения трещинной составляющей проницаемости и, в частности, процессов, ведущих к уменьшению раскрытости трещин. В статье приведены результаты исследования влияния напряжений в массиве горных пород на продуктивность горизонтальных скважин.

Связь линейной густоты и азимута трещин с продуктивными интервалами горизонтального ствола

При проектировании и последующей эксплуатации добывающих скважин с горизонтальным окончанием было обнаружено следующее противоречие. Расчетные показатели добычи нефти кратно отличаются от фактических, в то время как ФЕС пород, использованные для расчетов, подтверждаются данными лабораторных исследований керна. Для вертикальных скважин столь существенного различия в расчетных показателях не выявлено. В связи с этим были проверены гипотезы о том, что продуктивные интервалы горизонтальных стволов коррелируют с линейной густотой и азимутами трещин.

В семи скважинах ЮТМ, находящихся относительно близко друг от друга и относящихся к первоочередному участку разработки месторождения, проведена запись профиля притока, по результатам которой выделены интервалы, обеспечивающие приток к скважине. Во всех этих скважинах был выполнен каротаж прибором UBI для определения глубины (точки пересечения ствола скважины трещиной), угла падения и азимута простирания трещины.

На рис. 1 представлен результат сопоставления интервалов притока с интенсивностью трещиновато-

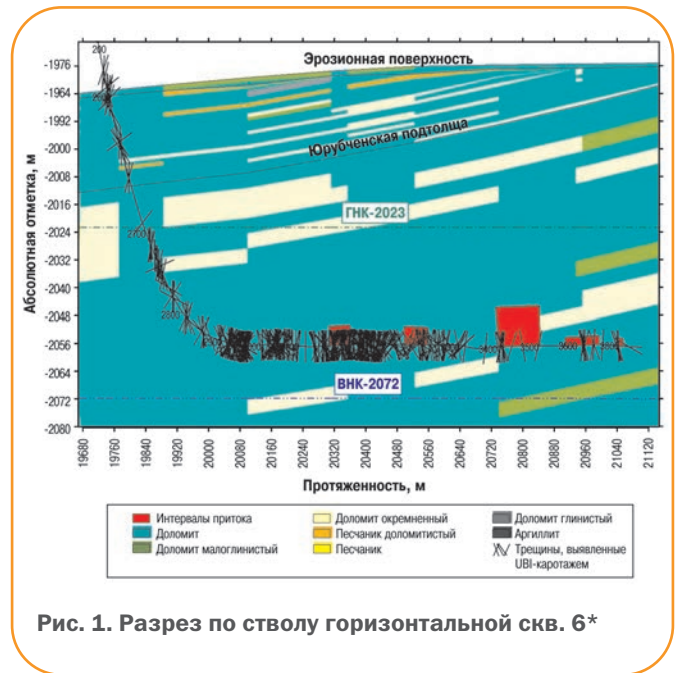


Рис. 1. Разрез по стволу горизонтальной скв. 6*

сти (линейной густотой трещин) вдоль ствола одной из скважин. Видно, что связи между интервалами притока и густотой трещин не наблюдается. Аналогичный результат получен по остальным рассмотренным скважинам. Таким образом, гипотеза о корреляции притока и линейной густоты трещин не подтвердилась.

Известно, что вблизи тектонических разломов реальные напряжения могут во много раз превосходить литостатические напряжения [5]. В отличие от боковых изотропных литостатических напряжений тектонические напряжения являются по большей мере анизотропными. Несмотря на то, что расчет тектонических напряжений практически невозможен, их влияние на проницаемость пород-коллекторов можно качественно оценить на основе сопоставления азимутов трещин и притоков к стволу. Можно предположить, что не все трещины являются проводящими из-за того, что под действием тектонических напряжений трещины определенного направления будут закрыты. Проведенный анализ показал несостоятельность гипотезы о влиянии тектонических напряжений на трещинную проницаемость коллекторов в пределах рассмотренного участка, так как в некоторых скважинах отмечена одна система трещиноватости в продуктивных и «сухих» интервалах, а в некоторых приток получен из интервалов, характеризующихся разными, порой ортогональными относительно друг друга системами трещин.

*Номера скважин даны условно.

Связь давления сжатия трещин с продуктивностью горизонтальных скважин

На основании данных о строении литолого-стратиграфического разреза рассматриваемого участка: толщина каждого из литотипов (доломитов, солей, долеритов и др.), плотность твердой фазы и пластового флюида – рассчитано литостатическое (вертикальное) давление на уровне кровли продуктивного горизонта

$$p_{\text{верт}} = \sum_k [(1 - K_{\text{пк}}) \rho_{\text{тк}} + K_{\text{пк}} \rho_{\text{жк}}] h_k \cdot g, \quad (1)$$

где $K_{\text{пк}}$ – пористость k -го слоя; $\rho_{\text{тк}}$, $\rho_{\text{жк}}$ – плотность соответственно твердой и жидкой фазы k -го слоя; h_k – толщина k -го слоя; g – ускорение свободного падения.

Глубина залегания кровли продуктивного слоя

$$H = \sum_k h_k. \quad (2)$$

Для расчета бокового горного давления была использована формула А.Н. Динника

$$p_{\text{бок}} = \zeta \cdot p_{\text{верт}}, \quad (3)$$

где $\zeta = \frac{\sigma}{1 - \sigma}$ – коэффициент бокового распора,

выражаемый через коэффициент Пуассона σ .

Коэффициент Пуассона был определен в результате механических исследований керна, отобранного из рифейских отложений ЮТМ. Объем выборки составил 1500 образцов, среднее значение $\sigma = 0,296$. Соответственно коэффициент бокового распора был принят равным 0,42.

Согласно рис. 2 давление сжатия трещины с углом наклона α в первом приближении можно представить как

$$\begin{aligned} p_{\text{накл}}(\alpha) &= p_{\text{верт}} \cos \alpha + p_{\text{бок}} \sin \alpha = \\ &= p_{\text{верт}} (\cos \alpha + \zeta \sin \alpha). \end{aligned} \quad (4)$$

Поправкой к боковому давлению, связанной с рельефом местности, можно пренебречь, так как глубина залегания кровли продуктивного горизонта намного больше амплитуд изменений рельефа местности.

При коэффициенте бокового распора, равном 0,42, максимальное сжатие будут испытывать трещины с углом наклона 23° а минимальное – вертикальные трещины. При этом $p_{\text{накл}}(23^\circ)/p_{\text{накл}}(90^\circ) = 2,58$.

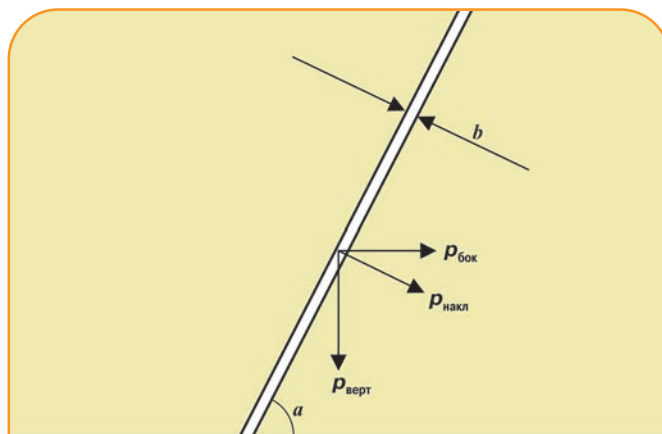


Рис. 2. Схема распределения нагрузок на стенки наклонной трещины (b – апертура трещин)

Для каждого из семи горизонтальных стволов были рассчитаны и построены кривые давления сжатия с учетом трещиноватости, полученной с помощью УВИ-каротажа. Сопоставление этих кривых с записью притока показало, что продуктивные интервалы характеризуются низкими давлениями сжатия трещины, т.е. связаны с зонами пониженных давлений, где трещины имеют наибольшую раскрытость.

Все скважины, в которых проводились запись профиля притока и измерения параметров трещиноватости, находятся недалеко друг от друга и достаточно равномерно охватывают первоочередной участок разработки ЮТМ. На основе данных о параметрах трещиноватости рифейских отложений, полученных по 10 скважинам (все горизонтальные скважины, охваченные УВИ), в пределах первоочередного участка в программном продукте Petrel был построен куб углов падения трещин, который затем с использованием приведенных выше формул был пересчитан в куб давлений сжатия трещин. Построенная на основе этих вычислений карта распределения давления сжатия трещин (карта раскрытости трещин) представлена на рис. 3.

Как видно из рис. 3, в наиболее перспективной зоне, характеризующейся наименьшим давлением сжатия трещин, расположены скв. 9, 7, 8. В то же время скв. 5 и 4 находятся в зоне высоких давлений сжатия трещин, т.е. в зоне с минимальной апертурой трещин, и должны обладать низкими ФЭС.

На рис. 4 представлена зависимость продуктивности скважин, полученная по результатам испытаний, от давления сжатия трещин, принятого равным среднему значению по горизонтальному стволу скважины. Наблюдается хорошо выраженная линейная связь: чем ниже давление сжатия трещин, тем выше продуктивность скважин. Скв. 9, расположенная в

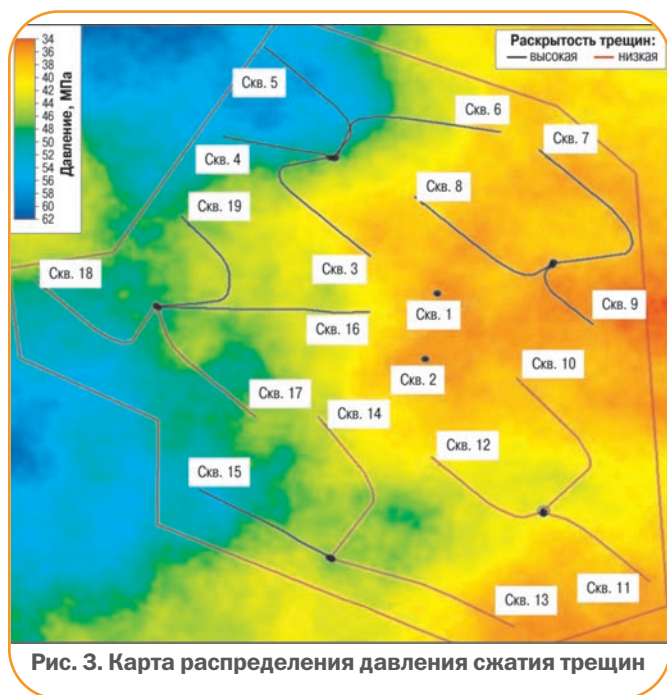


Рис. 3. Карта распределения давления сжатия трещин

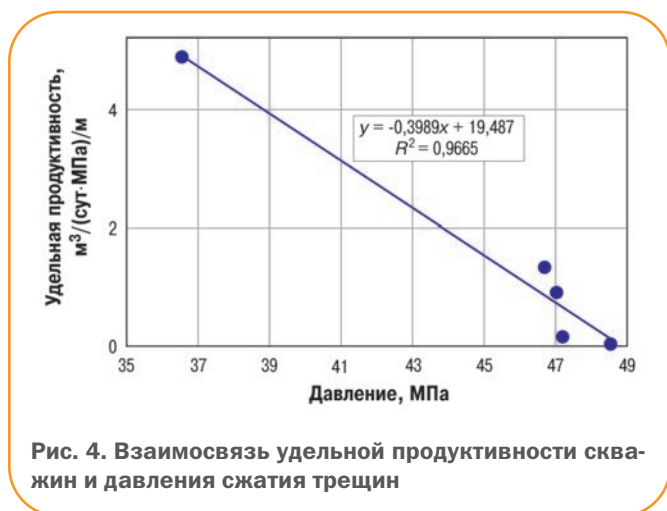


Рис. 4. Взаимосвязь удельной продуктивности скважин и давления сжатия трещин

наиболее перспективной (согласно нашим расчетам) зоне участка, имеет максимальную продуктивность, в то время как скв. 4 и 5, находящиеся в зоне высоких давлений сжатия, характеризуются минимальной продуктивностью.

Заклучение

Проведенные исследования позволяют предположить, что основным фактором, определяющим продуктивность горизонтальных скважин, является литостатическое давление сжатия. На базе построенной трехмерной модели трещиноватости можно выделить наиболее перспективные зоны для размещения добывающих скважин, а с учетом анизотропии проницаемости трещиноватых коллекторов оптимизировать направления горизонтальных стволов [6].

Предложенную методику можно использовать при разработке месторождений Восточной Сибири, обла-

дающих схожими условиями образования и особенностями строения. Учет влияния давления сжатия трещин на изменение их проницаемости позволяет выявить наиболее перспективные зоны для заложения и азимута проводки горизонтального ствола добывающих скважин, что в свою очередь снизит вероятность бурения малодебитных скважин. Кроме того, в условиях анизотропного строения трещиноватого пласта-коллектора данный подход позволит повысить достоверность прогноза дебита скважин при расчете и обосновании технологических параметров разработки за счет выявления эффективной рабочей длины горизонтального ствола скважины.

Список литературы

1. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоносности в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1996. – Т.37. – С. 166–195.
2. Кинсфатор А.Р., Киселев В.М. Специфика геологического строения Юрубченской залежи, обусловленная трещиноватой структурой пласта-коллектора // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. – 2011 – Вып. 9. – С. 351–358.
3. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Чашков А.В. Анизотропия проницаемости трещиноватых карбонатных коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2011. – №4 (25). – С. 10–14.
4. Теркот Д., Шуберт Дж. Геодинамика. Геологические приложения физики сплошных сред. Ч. 1. – М.: Мир, 1985. – 374 с.
5. Кулаков Г. Экспериментальные основы современных представлений о напряженном состоянии горных массивов в верхних слоях земной коры. // Наука в Сибири. – 1999. – №17 (2203). – С. 23.
6. Определение оптимального направления ствола добывающей скважины в трещиноватых карбонатных коллекторах /В.М. Киселев, А.В. Чашков, А.Р. Кинсфатор, А.А. Антоненко// Научно-технический вестник ОАО «НК«Роснефть». – 2012. – №4 (29). – С. 16–20.

References

1. Kontorovich A.E., Izosimova A.N., Kontorovich A.A., *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 1996, V. 37, pp. 166–195.
2. Kinsfator A.R., Kiselev V.M., *Sovremennye tekhnologii osvoeniya mineral'nykh resursov*, 2011, V. 9, pp. 351–358.
3. Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Chashkov A.V., *Nauchno-tekhnicheskii Vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2011, no. 4 (25), pp. 10–14.
4. Turcotte D.L., Schubert G., *Geodynamics, applications of continuum physics to geological problems*, Cambridge University Press., 2002.
5. Kulakov G., *Nauka v Sibiri*, 1999, no. 17 (2203), p. 23..
6. Kiselev V.M., Chashkov A.V., Kinsfator A.R., Antonenko A.A., *Nauchno-tekhnicheskii Vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2012, no. 4 (29), pp. 16–20.

Geofacets

как неотъемлемый поисковый инструмент для специалистов в области разведки и добычи нефти и газа¹

Джим Хамски, Технический менеджер по продукту Geofacets Департамента корпоративных рынков «Эльзевир»

Что такое Geofacets и кто его использует?

Geofacets является web-приложением, с помощью которого геологи, работающие в нефтегазовой отрасли, получают доступ к большому числу геологических карт из опубликованных материалов исследований. Портал Geofacets сочетает современные средства поиска с возможностью загрузки отдельных карт. Полные тексты статей доступны в виде PDF-файла и размещены на сайте соответствующего издателя (например, ScienceDirect.com).

Geofacets проводит поиск в контентной базе, содержащей более 375000 карт. Эта база включает публикации по геолого-геофизическим исследованиям компании Elsevier B.V., Собрание Лайелла Лондонского геологического общества (Geological Society of London/Lyell collection – GSL) и основные журналы Американского геологического общества (Geological Society of America – GSA), Общества геологии осадочных пород (Society for Sedimentary Geology – SEPM), а также Общества геологов-экономистов (Society of Economic Geologists – SEG). Общее число карт, включаемых в Geofacets, увеличивается по мере публикации журналов. Контент Geofacets – общемировой и включает более 9000 карт по России.

Geofacets содержит геологические карты из 61 научного журнала, избранных материалов конференций и тематических книжных серий. Эти источники включают фундаментальные геологические исследования (например, Earth Science Reviews), специализированные журналы нефтегазовой отрасли (Petroleum Geoscience) и передовые исследования (Organic Geochemistry).

Почти все пользователи Geofacets работают в области разведки и добычи нефти и газа: они заняты как в малых региональных поисково-добывающих компаниях, средних, имеющих опыт разведки и добычи в прибрежной зоне, национальных нефтяных компаниях, а также в мировых нефтяных гигантах, выполняющих разнообразные виды работ.

Для каких задач нефтепоисковые и нефтедобывающие компании используют Geofacets?

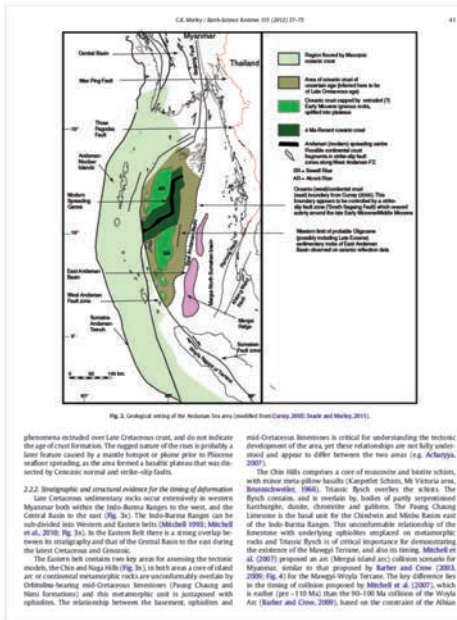
Один из основных способов использования Geofacets геологами – изучение ранее неисследованных ими регионов. В таких ситуациях геологи задаются фундаментальными вопросами. Какими были условия осадконакопления во время формирования бассейна? Каковы тектонические и структурные особенности бассейна?

Геологоразведка всегда предполагает наличие многих неизвестных, что придает особое значение дополнительным научным знаниям для снижения факторов риска, связанных с потенциальными нефтегазоносными комплексами пород (месторождениями). Благодаря Geofacets геологи получают исследовательский инструмент со всемирной контентной базой, а также широким набором функций, позволяющий вести поиск по текстовым ключевым словам в дополнение к географическому поиску. Поисковый контент знаний о Земле дает возможность снять определенные вопросы в отношении геологии района до проведения дорогостоящих полевых работ, таких как сейсморазведка.

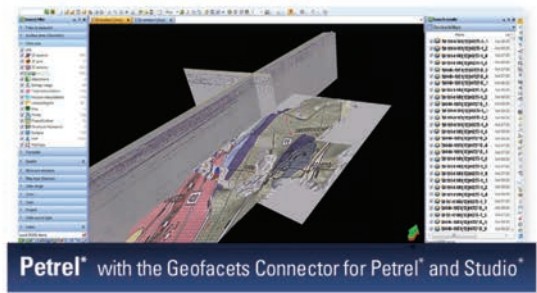
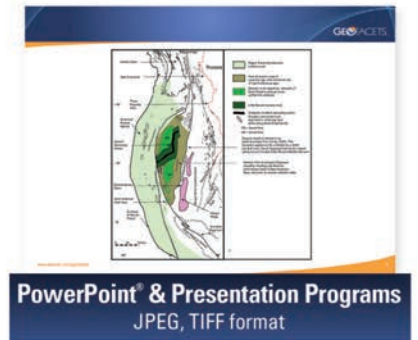
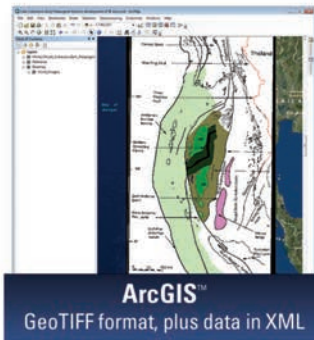
Интеграция информации, найденной в Geofacets

Консолидация информации критически важна для ускорения работ геолога. Карты в Geofacets могут легко подгружаться из web-браузера как файлы GeoTIFF для интеграции в программу географической информационной системы (ГИС) (см. рисунок), а файлы KMZ – для интеграции в Google Earth. Более 70 % карт Geofacets имеют географическую привязку, а те карты, в которых географическую привязку сделать нельзя, являются геопозиционированными, т.е. их место приблизительно указывается контекстом текста статьи. Все карты доступны в формате JPEG для быстрого включения в презентации и программные средства управления документами.

¹Перевод с английского выполнен А.Н. Кондратьевым, переводческое агентство Textnaperevod (www.textnaperevod.ru)



INTEGRATION INTO WORKFLOW



*Trademarks of Schlumberger

Возможность включения карт из опубликованных материалов исследований в разные платформы

Geofacets и опасность безрезультатности разведочных работ

Необходимо отметить роль Geofacets в задаче уменьшения геологической неопределенности, и следовательно, опасности безрезультатности разведочных работ. Оценка ресурсного потенциала конкретного района предполагает определение таких важных характеристик углеводородной системы, как особенности материнской породы, типы коллекторов нефти и газа, наличие непроницаемых пластов и ловушек, временные рамки, зрелость пород и механизм миграции нефти. Моделирование углеводородной системы в конечном счете опирается на изучение фундаментальной геологии района.

Geofacets при интеграции с другими источниками информации позволяет планировать и моделировать высокодетализированные, но очень дорогие полевые мероприятия, такие как сейсморазведочные работы и бурение поисково-разведочных скважин.

Таким образом, благодаря современному эффективному интерфейсу Geofacets, вмещающему обширную совокупность знаний о геологии Земли, геологи могут рассчитывать на получение максимально полной информации о проведенных ранее исследованиях для поиска нефти и газа.

Более полную информацию можно получить по адресу www.elsevier.com/geofacets.

Опыт борьбы с пескопроявлением скважин осложненных месторождений ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

С.Н. Петренко, Е.А. Балобанов, А.Б. Ефимцов (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ),
Е.Б. Елкин (ООО «РН-Краснодарнефтегаз»),
С.Ю. Баркалов (ИНГЭИБ «КубГТУ»)

Ключевые слова: слабосцементированные породы, механические примеси, пескопроявление, скважинные фильтры, межзерновое пространство, химическое связывание.

Key words: semiconsolidated sand, contamination, sand control, down hole filter, intergrain air space, chemical conglomeration, heat fixing.

Адрес для связи: abefimtsov@rn-ntc.ru

Введение

Вынос слабосцементированной породы при эксплуатации скважин – одна из серьезных проблем нефтегазодобывающей отрасли. В процессе эксплуатации скважины нефтегазоносные пласты, образованные слабосцементированными песчаниками, разрушаются, и частицы породы широкого диапазона фракций в составе добываемого флюида выносятся в скважину, что вызывает значительные осложнения в работе погружного и наземного оборудования. Поступление песка из пласта приводит к образованию каверн, обрушению кровли призабойной зоны и в некоторых случаях к повреждению (смятию, слому-сдвигу и др.) эксплуатационной колонны.

Вынос песка в скважину объясняется действием сил трения и образующимся при фильтрации жидкости в скважину градиенте давления. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основного массива и поступают в скважину.

Постоянный вынос породы из пласта вызывает разрушение обсадной колонны в продуктивном интервале с последующей «потерей» скважины. Нарушение обсадной колонны может происходить и вследствие неодинакового бокового давления на колонну при выносе породы или высоких осевых напряжений в обсадной колонне, обусловленных проседанием вышележащих пластов.

Трубы и глубиннонасосное оборудование (ГНО) часто подвергаются сильной эрозии песком, поступающим из пласта вместе с добываемой жидкостью. Наземное оборудование также подвергается эрозии, особенно в местах изменения площади поперечного сечения или в местах изменения тока жидкости.

При выносе песка в обсадной или лифтовой колоннах скважины могут образовываться песчаные пробки, которые ограничивают производительность скважины и приводят к частым повторным текущим и капитальным ремонтам скважин (ТКРС) (замена ГНО и нормализация забоя).

Для поддержания постоянной добычи и снижения расходов на ремонт скважины целесообразно применять механические либо химические методы, предотвращающие вынос породы из пласта. К химическим методам относится закачка в пласт различных составов на основе минеральновязущих средств, полимеров, фенольных смол и др. К механическим способам предупреждения выноса песка в ствол скважины относится установка на забое фильтров различной конструкции.

Испытание скважинных фильтров

В настоящее время 36 % добывающих скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз» работают в осложненных условиях, характеризующихся повышенным выносом механических примесей. Работа в

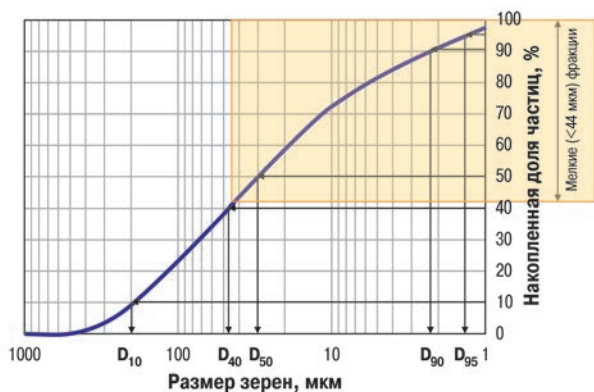


Рис. 1. Кумулятивная кривая, характеристические величины и гранулометрический состав песков Анастасиевско-Троицкого месторождения



Рис. 2. Фильтр первой подрядной компании [3]

таким режиме приводит к отказам оборудования и, как следствие, потере времени на ТКРС, снижению добычи. В ООО «РН-Краснодарнефтегаз» аварии, связанные с прихватами НКТ, вызванными пескопроявлением из призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе эксплуатации или при проведении ремонтов, относятся к тяжелым, для ликвидации их последствий требуются продолжительные ремонты, применение тяжелых станков и дорогостоящего инструмента.

В 2011 г. в рамках проекта Системы Новых Технологий [1] в ООО «РН-Краснодарнефтегаз» для борьбы с пескопроявлениями в скважинах со слабосцементированным коллектором на Анастасиевско-Троицком и Западно-Анастасиевском месторождениях были проведены работы по спуску фильтров двух иностранных компаний. Эти фильтры, по данным заказчика, успешно применены в аналогичных

условиях в Венесуэле [2]. Целью проекта являлось снижение концентрации взвешенных частиц (КВЧ) и, как следствие, увеличение межремонтного периода (МРП) работы скважины и сокращение затрат на проведение капитального ремонта. Перед запуском проекта по результатам исследования образцов керна была построена кумулятивная кривая гранулометрического состава пластового песка (рис. 1)

Фильтр №1 первой подрядной компании (рис. 2) состоит из перфорированной базовой трубы, обернутой слоем сжатой ваты из нержавеющей стали и защищенной перфорированным кожухом [3]. Сжатая вата пронизана трудноподдающимися закупориванию порами различного диаметра, рассчитанными на удержание только опасных видов песка диаметром более 44 мкм. Данный тип фильтра не чувствителен к неоднородности фракционного состава частиц и подходит для всех видов песка.

Рабочие характеристики			
Ромбовидная сетка	Материал	Фракция песка	Пористость, %
	С большим размером пор (CSM)	Крупнозернистый	60
	Со средним размером пор (MSM)	Среднезернистый	53
	С мелким размером пор (FSM)	Мелкозернистый	45

Рис. 3. Фильтр второй подрядной компании [4]

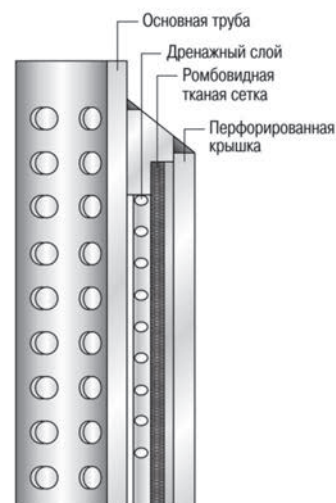


Таблица 1

Месторождение	Номер скважины	Технология	МРП за отчетный период, сут		
			до внедрения технологии	плановый	фактический
Анастасиевско-Троицкое	1	Фильтр №1	180	360	731
Западно-Анастасиевское	2	Фильтр №1	48	360	0
Западно-Анастасиевское	3	Фильтр №1	15	360	291
Анастасиевско-Троицкое	4	Фильтр №2	50	360	265
Западно-Анастасиевское	5	Фильтр №2	154	360	405
Анастасиевско-Троицкое	6	Фильтр №2	18	360	0

Фильтр №2 второй подрядной компании (рис. 3) представляет собой ромбовидную тканую проволочную сетку, высокая прочность которой обеспечивается спеканием при низком давлении, в ходе которого формируется сетка с фиксированным размером пор. Тканая сетка сваривается в трубы прочным сварным швом. Специальная конструкция проволочной сетки увеличивает срок службы и надежность фильтра в сложных условиях эксплуатации [4].

Для сравнительной оценки было проведено шесть испытаний: по три спуска фильтров каждого типа. Проект признан успешным. В табл. 1 приведены данные по наработке скважин на конец 2012 г.: МРП работы скважин, вышедших на режим, значительно превысил 180 сут. Невозможность вывода скважин на режим была связана со снижением пластового давления и, как следствие, отсутствием притока флюида из скважины.

Экономическая эффективность пробных испытаний позволила сделать вывод о целесообразности внедрения технологии спуска фильтров. Однако массовое внедрение данной технологии в ООО «РН-Краснодарнефтегаз» было отложено в связи с рисками, возникающими при извлечении фильтров из скважин, так как в отдельных случаях наблюдались прихваты оборудования в районе пакерования.

Проведение лабораторных испытаний образцов фильтрующих элементов

В рамках данного проекта для испытания образцов рассматриваемых фильтрующих элементов, а также последующих испытаний всех фильтров, поступающих в ООО «РН-Краснодарнефтегаз», была собрана лабораторная установка для проведения тестов в единых условиях (рис. 4).

Основные задачи, решаемые с помощью лабораторной установки, следующие:

- подбор оптимального типа фильтра для конкретных условий эксплуатации;
- составление рейтинга исследуемых фильтров и подготовка рекомендаций по их дальнейшему внедрению;



Рис. 4. Схема установки для испытания скважинных фильтров

- унификация оборудования, методики проведения и анализа результатов лабораторных исследований фильтров с целью создания единых условий испытаний.

Исследования проводились в следующих условиях:

- жидкость фильтрации – трансмиссионное масло вязкостью 32 мм²/с при комнатной температуре объемом 19 л (при данной вязкости жидкости частицы песка находятся во взвешенном состоянии);
- концентрация песка в жидкости – 1 г/л;
- расход жидкости – 0,1 л/мин;
- момент прекращения исследования – достижение разности давлений 0,7 МПа.

Перед проведением работ был выполнен гранулометрический анализ песка, полученного путем растирания керна материала (табл. 2). Процедура проведения исследований состояла из следующих операций. Чистый образец фильтра устанавливали в тестовую ячейку, после чего открывали клапан на держателе с исследуемым образцом фильтра и запускали в работу миксер и циркуляционный насос со скоростью подачи 0,1 л/мин. При достижении

Таблица 2

Объемная доля фракций, %													Медиана зерен, мкм	Коэффициент сортировки S_0	Коэффициент асимметрии S_x	Экссесс	Литологическое описание (гранулометрический анализ)
песчаной					алевритовой				глинистой								
Крупная (1-0,5 мкм)	Средняя (0,5-0,25 мкм)	Мелкая, мкм			Итого	Крупная, мкм		Мелкая 0,05-0,01 мкм	Итого	Крупная 0,1-0,001	Мелкая <0,001	Итого					
		0,25-0,16	0,16-0,125	0,125-0,1		0,1-0,063	0,063-0,05										
0	2,2	3,4	2,9	3,4	11,9	7,8	4,2	38,4	50,4	35,3	2,3	37,7	15,8	7,9	1,12397	1,67498	Алеврит крупно и мелкозернистый сильноглинистый песчаный

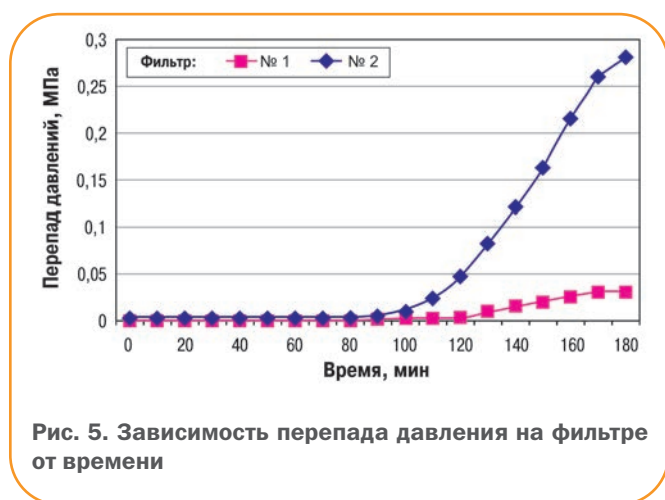


Рис. 5. Зависимость перепада давления на фильтре от времени

давления 0,7 МПа перед фильтром прекращали подачу масла с песком. Отбирали пробу прошедшего через фильтр флюида объемом 200 мл через 5, 20 мин после начала исследования и затем каждые 20 мин (на отобранные пробы наносили идентификаторы). Затем образец фильтра извлекали из держателя и отмывали от песка гексаном. Смытый с фильтра песок просушивали до постоянной массы и взвешивали. По результатам исследования строились необходимые зависимости (рис. 5).

Рис. 5 иллюстрирует скорость падения проводимости фильтра в зависимости от интенсивности блокады его песчаным материалом. Низкая скорость падения проводимости относится к положительным свойствам фильтра, так как не приводит к снижению продуктивности скважины. Согласно рис. 5 фильтр №1 показывает меньшую скорость падения проводимости и, следовательно, имеет больший рейтинг.

Была оценена также способность фильтров пропускать безвредные для ГНО частицы. В этом случае высокий темп роста массы пропущенного песка соответствует наиболее эффективному фильтрующему элементу с низкой способностью к засорению. По данным эксперимента сформирована рейтинговая оценка и определен фильтр, обла-

дающий наиболее высокими характеристиками: фильтры № 1 и 2 пропускают соответственно около 1,55 и 1,18 % песка.

В результате выполненных работ были сделаны выводы о возможности проведения испытаний скважинных фильтров на базе лаборатории ООО «НК «Роснефть»-НТЦ». Собранная установка показала свою эффективность и соответствие поставленным задачам. Развитие данного направления включает проверку возможностей фильтров разных производителей в единых условиях и создание по результатам лабораторных испытаний матрицы выбора скважинных фильтров для месторождений ООО «РН-Краснодарнефтегаз» и других дочерних обществ ОАО «НК «Роснефть».

Несмотря на то, что проект, направленный на борьбу с механическими примесями методом спуска фильтров, показал свою эффективность, специалистами института продолжен поиск новых технологий по борьбе с пескопроявлениями. Причиной этого стали выявленные при проведении испытаний риски, возникающие при извлечении фильтра из скважины.

Химическое связывание слабосцементированных пород

Для дальнейшего развития данного направления в 2012 г. в рамках Системы Новых Технологий в ООО «РН-Краснодарнефтегаз» были проведены работы по химическому связыванию слабосцементированной породы Анастасиевско-Троицкого и Западно-Анастасиевского месторождений. Цели проекта остались прежними: уменьшение количества взвешенных частиц, увеличение МРП работы скважины и сокращение затрат на проведение капитального ремонта.

В рамках проекта были испытаны две технологии химической обработки ПЗП: технология №1 [5] и технология №2 [6], прошедшие испытания в северных дочерних обществах ОАО «НК «Роснефть».

Технология №1 заключается в частичном заполнении межзернового пространства отверждаемой смолой за счет размазывания гидрофобного состава по зернам породы. В результате реакции введенных в композицию реагентов, протекающий с выделением газа, повышается адгезия пленки смолы к минеральным зернам породы. Таким образом, в призабойной зоне скважины образуется пористая структура.

Технология №2 представляет собой закачку кремнийорганического нефтерастворимого соединения, которое предварительно разводится в дизельном топливе или в обезвоженной нефти до концентрации 4–8 %. Молекула реагента содержит гидролизуемые остаточные группы. Кремнийорганические группы образуют первичные химические связи с песчинками, что приводит к формированию гибкой вязкоупругой сетки в пределах водной фазы. При выполнении работ в скважинах месторождений ООО «РН-Краснодарнефтегаз» проводилась закачка реагента, растворенного в нефти с концентрацией 5 %.

В ходе проекта была проведена обработка в восьми скважинах. Четыре скважины не вышли на режим по геологическим причинам (прорыв газа), две из четырех, запущенных в работу, были остановлены из-за образования пробки или отсутствия притока.

Термозакрепление проппантного «стакана» при креплении ПЗП

Очередным проектом в области борьбы с пескопроявлениями, реализованным в 2013 г., стало термозакрепление проппантного стакана при проведении крепления ПЗП. Суть работ заключалась в намыве проппантного стакана, препятствующего выносу механических примесей из призабойной зоны пласта, разрушающейся в процессе эксплуатации скважины способом бескомпрессорного газлифта. С целью упрочнения проппантного стакана проводилось его термическое закрепление. Технология термозакрепления проппанта основана на использовании тепловой энергии экзотермической химической реакции реагентов, способствующей увеличению температуры в ПЗП и соответственно более качественному спеканию RCP проппанта на забое скважины. Состав включает пеносолеую и ПАВ-кислотную композиции, при взаимодействии которых происходит экзотермическая реакция.

Оценка результатов выполненных работ будет проводиться по истечении сроков, запланированных в паспорте проекта (один год после последнего испытания).

Заключение

Для некоторых месторождений ООО «РН-Краснодарнефтегаз» предотвращение выноса механических примесей является важной задачей, требующей подбора и применения различных как технологических, так и химических методов борьбы с пескопроявлениями. Продолжение поиска технологий, направленных на разрешение данной проблемы, является актуальным направлением деятельности и требует разностороннего подхода, зависящего как от условий эксплуатации месторождений, так и от причин, приведших к выносу механических примесей.

Список литературы

1. <http://www.energyland.info/analytic-show-28411>
2. Underdown D., Sanclemente J. Producing Sand for Sand Control: A Novel Approach // SPE 74394. – 2002.
3. <http://www.slb.com>
4. <http://www.weatherford.com>
5. <http://snkoil.com>
6. http://www.m-chem.ru/products/tehnologiya_svyazivaniya
7. Сьюмен, Д., Эллис, Р., Снайдер, Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. – М.: Недра, 1986. – 176 с.

References

1. URL: <http://www.energyland.info/analytic-show-28411>
2. Underdown D., Sanclemente J., *Producing Sand for Sand Control: A Novel Approach*, SPE 74394, 2002.
3. URL: <http://www.slb.com>
4. URL: <http://www.weatherford.com>
5. URL: <http://snkoil.com>
6. URL: http://www.m-chem.ru/products/tehnologiya_svyazivaniya
7. Suman G.O. Jr., Ellis R.C., Snyder R.E., *Sand Control Handbook*, Second Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1991.

Исследования коррозионной стойкости труб из высокопрочного чугуна в зависимости от условий эксплуатации в ОАО «Самаранефтегаз»

**С.И. Стрункин, В.И. Захаров, А.И. Кинчаров (ОАО «Самаранефтегаз»),
М.А. Выбойщик, А.В. Иоффе (ООО «Самарский инженерно-технический центр»)**

Ключевые слова: структура, свойства, распределение и форма графитных включений, коррозионная устойчивость, углекислотная коррозия, продукты коррозии.

Key words: structure, properties, distribution and shape of graphite inclusions, corrosive and damaging carbon dioxide corrosion, corrosion products.

Адрес для связи: sng-uet@samng.ru

Введение

Вопросы целесообразности и эффективности использования труб из чугуна вместо стальных труб для транспорта нефти и попутно добываемой пластовой воды давно являются предметом дискуссий в нефтедобывающей отрасли. Это связано с неоднозначностью влияния многочисленных структурных факторов и свойств, определяющих эксплуатационную надежность стальных и чугунных труб. Наибольшая неопределенность связана с:

- получением высоких механических свойств и обеспечением их стабильности по толщине стенки, длине трубы и в растровом участке;
- обеспечением надежности соединения труб в трубопроводы на весь срок эксплуатации;
- состоянием и структурой наружной и внутренней поверхностей труб;
- отсутствием надежных представлений о развитии коррозионно-механического разрушения металла труб в процессе перекачки высокоагрессивных сред.

Исходя из изложенного большое значение имеют исследования связи структуры и свойств труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом (ВЧШГ) с их эксплуатационной надежностью при транспорте высокообводненной продукции с повышенным содержанием H_2S и CO_2 .

Методы исследования

Целью исследований является получение информации о развитии коррозионно-механических повреждений труб в процессе эксплуатации. Кинетика и механизмы развития повреждений, кроме физико-химических условий эксплуатации, определяются составом, строением и свойствами металла; состоянием и дефектностью поверхности труб; строением, адгезионными, когезионными и защитными свойствами продуктов коррозии, образующихся на поверхности труб. В связи с этим были выбраны следующие методы исследований.

1. Анализ физико-химических условий эксплуатации – проводился на базе химического анализа транспортируемых сред и параметров эксплуатации.
2. Анализ металла труб – включал определение химического состава; испытания на твердость, ударную вязкость и растяжение (σ_B , $\sigma_{0,2}$, δ); металлографические исследования (оптическая и электронная микроскопия); рентгеноструктурный анализ для оценки фазового состава основного металла и поверхности труб (дифрактометр ARLXTRA фирмы Thermo Scientific); локальный спектральный анализ для оценки химического состава отдельных участков (микрорентгеноспектральный анализатор EDAX и растровый электронный микроскоп).

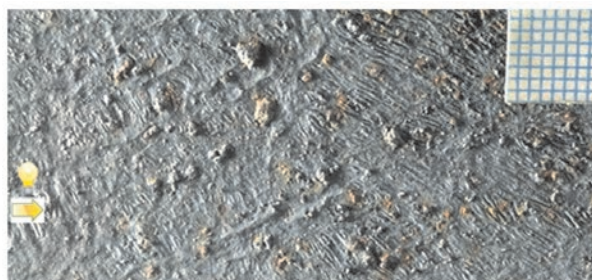


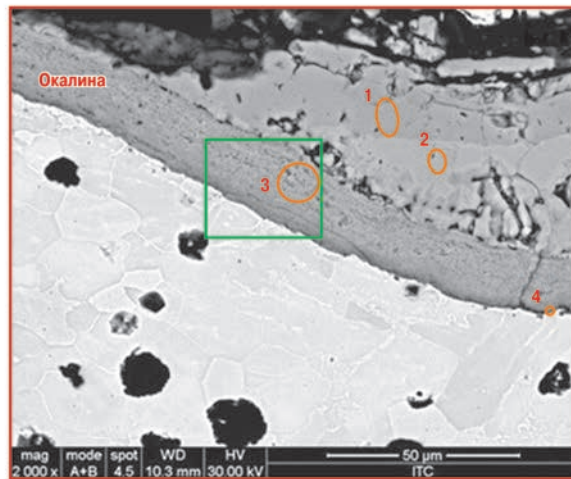
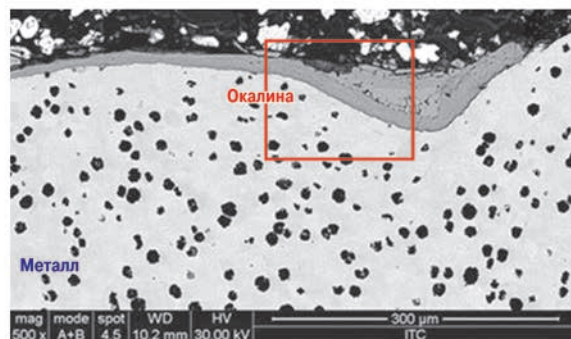
Рис. 1. Внутренняя поверхность трубы из ВЧШГ, выполненной по ТУ 1461-037-50254094-2008, с условным проходным диаметром 150 мм

3. Анализ продуктов коррозии – включал металлографические исследования при помощи оптического микроскопа Union Me 2278 и растрового электронного микроскопа Inspect фирмы Fei; определение содержания сульфидов методом серных отпечатков, фазового состава (рентгеновский дифрактометр «Дрон-2»), локального химического состава с использованием растрового электронного микроскопа Inspect и химического анализатора; микробиологические исследования по РД 39-3-973-83 [1], NACE Standard TM0194-2004 [2], NACE Standard TM0106-2006 [3] для количественного определения коррозионно-опасных микроорганизмов нефтяного биоценоза.

Поверхности труб из ВЧШГ

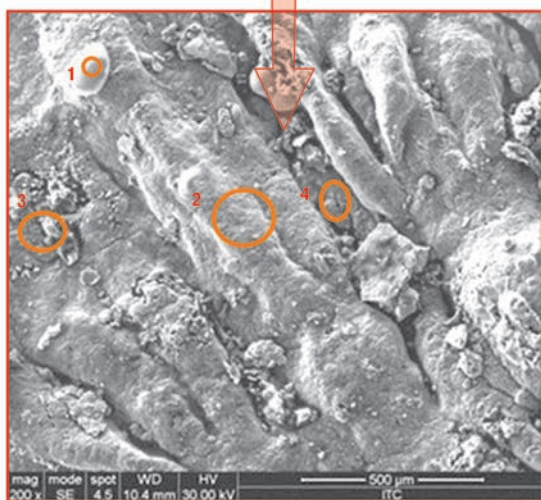
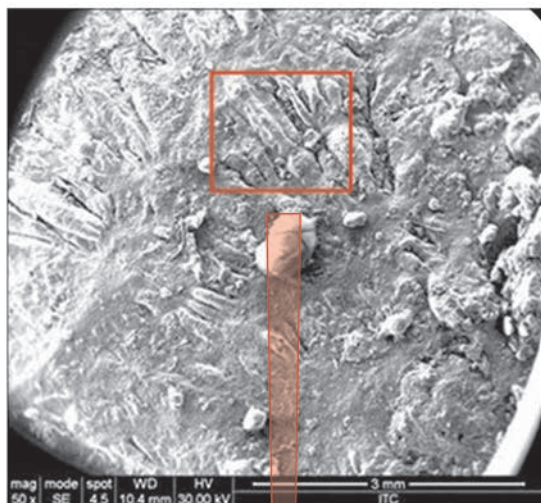
Внутренняя поверхность труб, контактирующая с коррозионно-активной средой, определяет особенности возникновения и кинетику развития коррозионного разрушения. Трубы из ВЧШГ, изготовленные методом центробежного литья, значительно отличаются по строению и составу поверхностей от стальных труб, выполненных методами горячей деформации [4, 5]. Наиболее характерными особенностями внутренней поверхности труб из ВЧШГ являются значительная шероховатость и неровность поверхности (рис. 1), а также плотный (около 20 мкм) слой окалины (рис. 2).

Результаты рентгеноструктурного анализа показали, что окалина на внутренней поверхности трубы состоит из трех оксидов железа: FeO, Fe₂O₃ и Fe₃O₄. Из рис. 3 видно, что внутренняя поверхность труб из ВЧШГ имеет множество неровностей и включает помимо оксидов железа кремний



Область	Содержание, %			
	C	O	Si	Fe
1	1,81	34,10	-	64,09
2	1,94	30,08	-	67,98
3	2,14	33,55	2,34	61,97
4	3,07	32,87	2,92	61,14

Рис. 2. Окалина на внутренней стенке трубы из ВЧШГ, изготовленной по ТУ 1461-037-50254094-2008, с условным проходным диаметром 150 мм



Область	Содержание, %				
	С	О	Mg	Si	Fe
1	1,87	25,75	-	-	72,38
2	2,09	36,83	-	-	60,87
3	3,79	26,35	0,39	0,21	69,27
4	3,19	16,51	-	0,20	80,30

Рис. 3. Внутренняя поверхность трубы из ВЧШГ, изготовленной по ТУ 1461-037-50254094-2008, с условным проходным диаметром 150 мм

и магний. Металлографические исследования на шлифах, перпендикулярных стенке трубы, показали, что окалина имеет два слоя: верхний рыхлый, состоящий в основном из оксидов железа, и нижний плотный, содержащий кремний (см. рис. 2). Нижний слой окалины практически не содержит пор и трещин и плотно прилегает к основному металлу трубы.



Рис. 4. Поры под поверхностью труб из ВЧШГ

Характерной особенностью центробежного литья является наличие повышенной пористости в подповерхностных слоях внутренней поверхности труб (рис. 4) [6]. Углубления, раковины и поры на внутренней поверхности могут при эксплуатации являться очагами зарождения локальных повреждений и местами скопления коррозионно-опасных микроорганизмов, интенсифицирующих локальную коррозию [7, 8].

Промысловые испытания труб из ВЧШГ

Трубопровод на участке водоотвода КНС 1,2 – ВРП (ПК08) Покровского месторождения ОАО «Самаранефтегаз» был смонтирован из труб ВЧШГ диаметром 118 мм и с толщиной стенки 8 мм, соединенных между собой стандартным способом (раструб RJ), и эксплуатировался 220 сут. Трубы изготовлены в ОАО «ЛМЗ» по ТУ 1461-075-50254094-2011 и имеют заводской сертификат качества.

Исследования микроструктур чугуна проводили на продольных металлографических шлифах согласно ГОСТ 3443-87 «Отливки из чугуна с различной формой графита. Методы определения структуры». Параметры микроструктуры труб из ВЧШГ приведены в табл. 1. Необходимо отметить наличие в структуре больших по размеру включений цементита ледебурита.

Результаты механических испытаний, проведенных нами (табл. 2) и заводом-изготовителем (табл. 3), показали, что образцы ВЧШГ имеют прочностные характеристики, соответствующие требованиям ТУ 1461-075-50254094-2011.

Таблица 1

Маркировка	Металлическая основа	Форма включений графита	Диаметр включений графита, мкм	Распределение включений графита	Количество включений графита, %
A551 со стороны раструба	Феррита основы от 98 %, ПО Ф; Ледебурит Ц9, Цп 5000	Шаровидная неправильная ШГф 4	35-70 (ШГд 45)	Равномерно (ШГр 1)	4-8 % (ШГб)
A552 со стороны главной части	Феррита основы от 98 %, ПО Ф; Ледебурит Ц4, Цп 3000	Шаровидная неправильная ШГф 4	35-70 (ШГд 45)	Равномерно (ШГр 1)	4-8 % (ШГб)

Таблица 2

Объект испытаний	Марка стали	Изготовитель	Тип образцов	Образцы для испытаний	Одноосное растяжение				Ударная вязкость, кг·м/см ² при температуре 20 °С
					σ_b , кг/мм ²	σ_T , кг/мм ²	δ_5 , %	σ_T/σ_b	
A551 Раструб	ВЧШГ	ЛМЗ	Без надреза	Плоские	42,1	33,7	11,8	0,80	4,04
Главная часть A552	ВЧШГ	ЛМЗ	Без надреза	Плоские	43,3	33,4	10,71	0,77	5,70

Таблица 3

Номер партии/плавки	Сертификат качества	Одноосное растяжение								Ударная вязкость, кг·м/см ²	
		σ_b , кг/мм ²		σ_T , кг/мм ²		δ_5 , %		σ_T/σ_b		Раструб	Бурт
		Раструб	Бурт	Раструб	Бурт	Раструб	Бурт	Раструб	Бурт		
1/1	2134	47,3	47,1	37,0	36,8	20,6	24,6	0,78	0,78	3,6	3,9
2/2	2134	47,0	46,5	36,6	36,1	21,9	21,1	0,78	0,78	4,5	4,7
3/3	2134	48,1	47,5	37,7	37,2	23,1	22,5	0,78	0,78	3,6	4,1
4/4	2134	48,4	49,4	38,0	39,0	18,7	20,9	0,79	0,79	4,2	4,5
12/12	2134	47,7	47,3	37,3	36,9	18,5	17,3	0,78	0,78	3,3	3,3
Требования ТУ 1461-075-50254094-2011		≥ 42		≥ 30		≥ 10		-		≥ 3	

Необходимо отметить, что в используемой нормативной документации (ТУ 1461-075-50254094-2011) требования по химическому составу, ударной вязкости и параметрам структуры факультативны и не являются браковочными признаками.

Трубопровод эксплуатировался при обводненности продукции 100 %, температуре 20 °С, рабочем давлении 2 МПа. Объем перекачиваемой жидкости плотностью 1,12-1,14 г/см³ составлял 800 м³/сут. Отбор сред, транспортируемых высоконапорным водоводом, проводился с применением специального пробоотборного устройства, что позволило отобрать и выполнить анализ проб при рабочем давлении системы. Это дало возможность перейти от оценки остаточного содержания сероводорода и углекислоты (при обычном анализе дегазированной водной фазы) к получению объективной информации о концентрации основных коррозионно-активных газов (H₂S и CO₂) в продукции добывающих скважин и смешанных нефтяных потоках. Полученные результаты сви-

детельствуют о высокой коррозионной активности транспортируемой среды на данном объекте.

Физико-химические характеристики транспортируемой жидкости представлены ниже.

Концентрация, мг/л:

H ₂ S	205
CO ₂	86
O ₂	0
Fe _{общ}	2,10
pH	6,54

Концентрация, г/л:

Ca ²⁺	6,65
Mg ²⁺	1,58
Na ⁺ +K	70,203
Cl ⁻	118,9
SO ₄ ²⁻	1,41
HCO ₃ ³⁻	0,33

Мольное содержание в газовой фазе, %:

H ₂ S	0,2
CO ₂	0,45
O ₂	0,0007

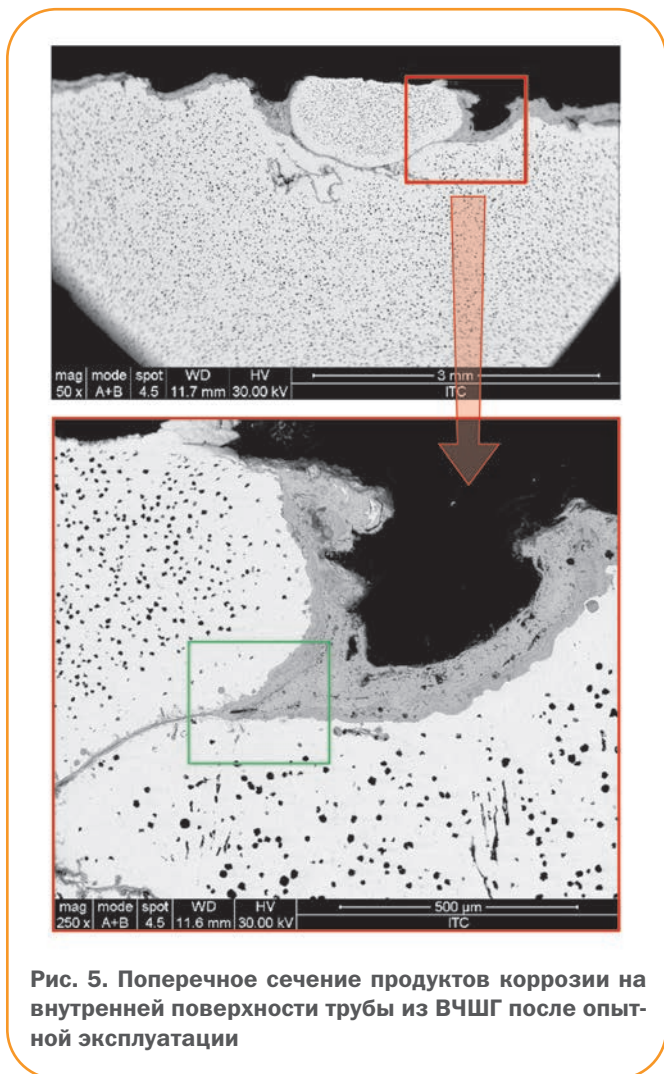


Рис. 5. Поперечное сечение продуктов коррозии на внутренней поверхности трубы из ВЧШГ после опытной эксплуатации

Минерализация, г/л.....199,1
 Количество планктонных СВБ, кл/мл.....1
 После 220 сут эксплуатации трубы были разрезаны, и их визуальный осмотр показал, что внутренняя поверхность труб покрыта слоем продуктов коррозии и отложений черного цвета. Черный цвет свидетельствует о наличии в отложениях тяжелых фракций нефтепродуктов. После удаления верхнего слоя выявлены продукты коррозии темного цвета. Структура продуктов коррозии относительно плотная, они имеют достаточно высокую степень адгезии с поверхностью труб. После очистки внутренней поверхности труб от продуктов коррозии визуальный осмотр не выявил значительных язв коррозионного происхождения ни на нижней, ни на верхней частях исследуемых труб [9].

Анализ фазового состава продуктов коррозии на внутренней поверхности труб показал наличие

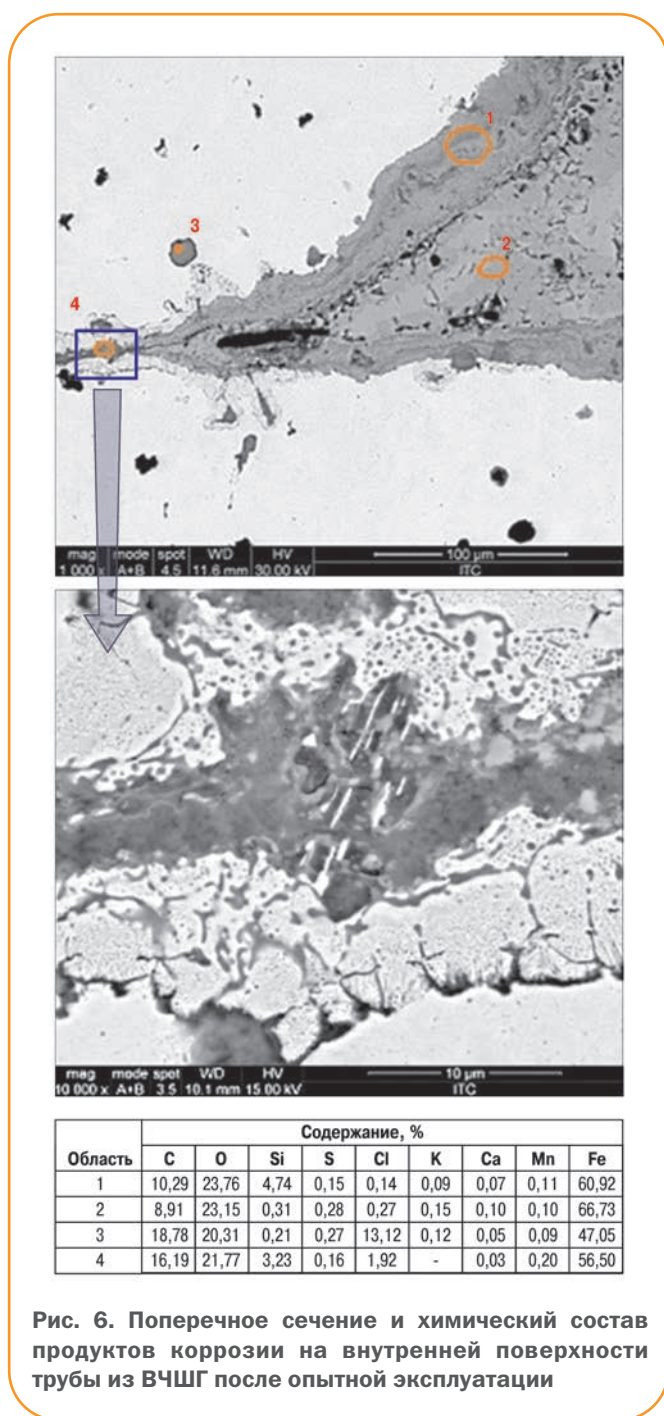


Рис. 6. Поперечное сечение и химический состав продуктов коррозии на внутренней поверхности трубы из ВЧШГ после опытной эксплуатации

следующих фазовых составляющих: карбоната кальция, оксидов железа (Fe_2O_3 , Fe_3O_4), оксида кремния, а также хлорида натрия. Оксид кремния, входящий в состав продуктов коррозии, является, по-видимому, результатом окисления кремния, присутствующего в твердом растворе металла трубы.

Строение и состав продуктов коррозии изучали с помощью растровой электронной микроскопии

Таблица 4

Физиологическая группа микроорганизмов	Раструб А551			Основная часть А552		
	Содержание в соскобе, кл/г	Индивидуальная активность, %	Результаты микроскопии	Содержание в соскобе, кл/г	Индивидуальная активность, %	Результаты микроскопии
СВБ	10 ³	20	Desulfotomaculum sp.	10 ³	30	Desulfotomaculum sp.
ТБ	-	-	-	-	-	-
УОБ	10	14	Bacillus sp.	10	17	Bacillus sp.
ЖБ	10	14	Sulfobacillus sp.	10	9	Sulfobacillus sp.

и локального анализатора химического состава (рис. 5, 6) [10]. Результаты исследований подтверждают присутствие карбонатов железа и предположение об углекислотном механизме коррозионных процессов, а также указывают на возможность влияния на них кремнийсодержащих соединений, обнаруженных в продуктах коррозии.

Для прогнозирования возможности развития биокоррозии были проведены микробиологические исследования продуктов коррозии. Коррозионные отложения (соскобы), отобранные с нижней образующей внутренней поверхности исследуемых труб, были посеяны в питательные среды для качественного и количественного учета коррозионно-опасных микроорганизмов нефтяного биоценоза:

- сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ);
- тионовых (сероокисляющих) бактерий (ТБ);
- углеводородокисляющих бактерий (УОБ);
- железобактерий (ЖБ).

Как показали исследования (табл. 4), на внутренней поверхности водовода из ВЧШГ после 220 сут эксплуатации на Покровском месторождении ОАО «Самаранефтегаз» не обнаружен биоценоз коррозионно-опасных бактерий, что может быть связано как с характером движения жидкости, так и с угнетающим воздействием химического состава ВЧШГ на жизнедеятельность бактерий.

Выводы

1. Внутренняя поверхность труб из ВЧШГ имеет значительную неровность и дефекты металлургического происхождения (литья под давлением): раковины, поры, газовые пузыри глубиной до 0,7-0,8 мм (до 10 % толщины стенки) и диаметром до 2 мм. При эксплуатации такие дефекты могут являться очагами локальных повреждений и местами скопления коррозионно-опасных микроорганизмов, ин-

тенсифицирующих локальную коррозию.

2. В структуре труб диаметром 118 мм с толщиной стенки 8 мм выявлен ледебурит, наличие которого снижает ударную вязкость и коррозионную стойкость.

3. В результате испытаний установлено:

- трубы из ВШЧГ способны эффективно противостоять сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию;

- начавшиеся коррозионные процессы имеют углекислотный механизм;

- язвы и локальные повреждения коррозионного происхождения не выявлены;

- не обнаружен нефтяной биоценоз, что может быть связано как с характером движения жидкости, так и с угнетающим воздействием химического состава ВЧШГ на бактерии;

- на границе чугуна - продукты коррозии выявлены кремнийсодержащие соединения;

- низкая скорость коррозии труб из ВЧШГ обусловлена образованием защитного слоя кремнийсодержащих продуктов коррозии и, возможно, защитным действием прослоек графита в продуктах коррозии, образовавшихся при растворении глобулярных графитных включений.

4. Трубы с шаровидным графитом могут применяться во внутрипромысловых трубопроводах при следующей доработке нормативной базы нефтепромысловых труб из ВЧШГ:

- характеристики по ударной вязкости перевести в браковочные признаки;

- металлографические параметры структуры ВЧШГ (наличие ледебурита; распределение, размер и форма графитных включений) отнести к браковочным признакам;

- регламентировать коррозионные характеристики труб из ВЧШГ.

Список литературы

1. РД 39-3-973-83. Методика контроля микробиологической загрязненности нефтепромысловых вод и оценка защитного и бактерицидного действия реагентов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983. – 39 с.
2. NACE Standard TM0194-2004. Standard Test Method. Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems. Approved' 1994. Revised 2004-11-15. – NACE International. – Houston, Texas, 2004.
3. NACE Standard TM0106-2006, Detection, Testing, and Evaluation of Microbiologically Influenced Corrosion (MIC) on External Surfaces of Buried Pipelines.
4. Гуляев А.П. Металловедение. – М.: «Металлургия», 1986. – 544 с.
5. Ржевская С.В. Материаловедение. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2000. – 500 с.
6. Гольдштейн Я.Е. Микролегирующие стали и чугуны. – М.: Наука, 1959. – С. 152-171
7. Зайцева О.В. Биотехнологические приемы оценки устойчивости сталей к коррозии, вызываемой бактериальной сульфатредукцией, и пути повышения коррозионной устойчивости нефтегазового оборудования: автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. биол. наук. – Уфа, 2009. – 23 с.
8. Микробная коррозия и ее возбудители / Е.И. Андreyuk, В.И. Билай, Э.З. Коваль, И.А. Козлова. – Киев: Наукова думка, 1980. – 280 с.
9. Дефектность труб и методы их ремонта / А.Г. Гумеров, К.М. Ямалеев, Р.С. Гумфов, Х.А. Азметов / под ред. А.Г. Гумерова. – М: ООО «Недра- Бизнесцентр», 1998. – 252 с.
10. Уикли К. Электронная микроскопия для начинающих. – М.: Мир, 1975. – 324 с.

References

1. RD 39-3-973-83, *Metodika kontrolya mikrobiologicheskoy zarazhenosti neftepromyslovykh vod i otsenka zashchitnogo i bakteritsidnogo deystviya reagentov* (The control technique of microbiological contamination of oilfield waters and evaluation of protective and bactericidal action of reagents), Ufa: Publ. of VNIISPTneft', 1983, 39 p.
2. NACE Standard TM0194-2004, *Standard test method. Field monitoring of bacterial growth in oil and gas systems*, Approved' 1994, Revised 2004-11-15, NACE International, Houston, Texas, 2004.
3. NACE Standard TM0106-2006, *Detection, Testing, and evaluation of microbiologically influenced corrosion (MIC) on external surfaces of buried pipelines*.
4. Gulyaev A.P., *Metallovedenie* (Metallography), Moscow: Metallurgiya Publ., 1986, 544 p.
5. Rzhetskaya S.V., *Materialovedenie* (Materials Science): 2nd edition, Moscow: Publ. of Moscow State Mining University, 2000, 500 p.
6. Gol'dshcheyn Ya.E., *Mikrolegirovanie stali i chuguna* (Microalloying steel and cast iron), Moscow: Nauka Publ., 1959, pp. 152-171
7. Zaytseva O.V. *Biotekhnologicheskie priemy otsenki ustoychivosti staley k korrozii, vyzyvayemoy bakterial'noy sul'fatreduktsiyey, i puti povysheniya korrozionnoy ustoychivosti neftegazovogo oborudovaniya* (Biotechnological methods of estimation of stability of steel to corrosion by bacterial sulphate reduction, and ways to improve the corrosion resistance of oil and gas equipment): Thesis of candidate of biological science, Ufa, 2009.
8. Andreyuk E.I., Bilay V.I., Koval' E.Z., Kozlova I.A., *Mikrobnaya korroziya i ee vobuditeli* (Microbial corrosion and its pathogens), Kiev: Naukova dumka Publ., 1980, 280 p.
9. Gumerov A.G., Yamaleev K.M., Gumfov R.S., Azmetov Kh.A., *Defektnost' trub i metody ikh remonta* (Defectiveness of pipes and methods for their repair): edited by Gumerov A.G., Moscow: Nedra- Businesscentr Publ., 1998, 252 p.
10. Weakley B.S., *Beginner's handbook in Biological Electron Microscopy*, Lecturer in Anatomy, The University, Dundee Churchill Livingstone Edinburg and London, 1972.

Закономерности формирования и каталитические свойства вольфрамированного диоксида циркония в реакции соолигомеризации этилена с гексеном-1

И.А. Арутюнов, д.т.н., А.В. Кулик, к.х.н.,
С.Н. Потапова, к.х.н., Д.В. Светиков, О.Л. Иванисько
(ООО «Объединенный центр исследований и разработок»)

Ключевые слова: синтетические масла, полиальфаолефины, соолигомеризация, каталитическая система.
Key words: synthetic oil, polyalphaolefins, cooligomerization, catalytic system.

Адрес для связи: KulikAV@rn-rdc.ru

Введение

Усложнение условий эксплуатации современной техники, расширение климатических зон ее применения значительно ужесточают требования к качеству смазочных материалов [1]. В настоящее время синтетические масла используются в широком диапазоне температур.

Благодаря наилучшему соотношению потребительских характеристик стоимости по сравнению с другими синтетическими маслами полиальфаолефиновые масла (ПАОМ) получили наибольшее распространение в мире [2]. Отсутствие токсичных примесей (азотистых и серных соединений) обеспечивает их высокие антикоррозионные свойства. К существенным преимуществам ПАОМ также относятся низкие температуры застывания (ниже $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$), высокие индекс вязкости, термостабильность и стойкость к окислению вследствие отсутствия ненасыщенных углеводородов, низкие испаряемость и коксуемость, высокая температура вспышки ($200\text{--}280\text{ }^{\circ}\text{C}$), отсутствие ароматических соединений.

Отмеченные преимущества позволяют значительно (примерно в 2 раза) увеличить пробег автотранспорта без смены масла. Расширяется применение ПАОМ в качестве гидравлических масел в авиации, что обусловлено низкой температурой застывания, высокой термической стабильностью и хорошими вязкостно-температурными характеристиками ПАОМ [3].

Основными производителями ПАОМ являются ExxonMobil Chemical Co., BP, Chevron Phillips Chemical Co., Fortum [3]. Мощности производства ПАОМ в мире составляют около 450 тыс. т/год.

Известные промышленные технологии производства полиальфаолефинов основаны главным образом на процессах олигомеризации альфа-олефинов C_8 и C_{10} , а также фракции альфа-олефинов (в основном $\text{C}_6 - \text{C}_{10}$) в присутствии таких катализаторов, как хлорид алюминия и фторид бора или их комплексов с различными соединениями. Однако образование большого количества отходов и побочных продуктов, высокие токсичность и коррозионная активность используемых катализаторов обуславливают необходимость поиска новых катализаторов получения синтетических базовых масел.

В настоящее время большое внимание уделяется синтезу гетерогенных катализаторов, в частности стабильных твердых суперкислот, поскольку их применение позволяет повысить выход целевых продуктов и снизить температуру реакции. Число твердых суперкислот довольно ограничено, в него входят сульфатированные оксиды циркония и титана, гетерополивольфраматы типа $\text{Cs}_{1,5}\text{H}_{0,5}\text{PW}_{12}\text{O}_{40}$, вольфраматсодержащий диоксид циркония WO_x/ZrO_2 [4, 5].

Компанией Mobil Oil запатентован ряд катализаторов на основе WO_x/ZrO_2 для различных процессов нефтехимии, в том числе для олигомеризации олефи-

нов [6–8]. Запатентованный метод получения катализаторов на основе WO_x/ZrO_2 включает стадии осаждения гидроксида циркония водным раствором аммиака из раствора, содержащего оксихлорид циркония, с последующим высушиванием, модифицированием вольфрамом посредством пропитки оксидов циркония раствором метавольфрамата аммония, прокаливанием при температуре 600–800 °С и восстановлением водородом при температуре 300–400 °С. Установлено, что данные системы проявляют каталитические свойства лишь при наличии тетрагональной фазы ZrO_2 и определенном размере вольфрамoxidных кластеров на поверхности ZrO_2 [9].

Однако, несмотря на опыт использования систем на основе оксида циркония в промышленных процессах, физико-химические закономерности формирования активных цирконийоксидных катализаторов недостаточно изучены. Во многом это связано с метастабильностью каталитически активной формы диоксида циркония, вследствие чего структурные и каталитические свойства катализаторов очень чувствительны к особенностям приготовления.

В данной статье исследовано влияние метода приготовления катализатора WO_4^{2-}/ZrO_2 и способа его активации на каталитические свойства в реакции сополимеризации этилена с гексен-1.

Влияние метода приготовления WO_4^{2-}/ZrO_2 на его каталитические свойства в реакции сополимеризации этилена с гексен-1

Катализатор WO_4^{2-}/ZrO_2 готовили двумя методами.

I. Прокаливание оксонитрата циркония $ZrO(NO_3)_2 \cdot 2H_2O$ при температуре 400 °С. Измельчение образовавшегося оксида циркония до фракции менее 500 мкм и его гранулирование с использованием в качестве связующего $\gamma-Al_2O_3$ (Pural SB производства Sasol). Нанесение раствора кремневольфрамовой кислоты с последующей сушкой и прокаливанием катализатора.

II. Синтез гидроксидного предшественника путем осаждения из водного раствора соли цирконилхлорида раствором аммиака.

Анионное модифицирование осуществляли пропиткой гидроксида циркония раствором кремневольфрамовой кислоты с последующей сушкой и прокаливанием. После этого осуществляли формование катализатора со связующим $\gamma-Al_2O_3$. После формования готовый катализатор прокаливали при температуре 550 °С.

Прокаливание оксонитрата циркония при разных температурах приводит к образованию смеси двух кристаллических фаз оксида циркония: тетрагональ-

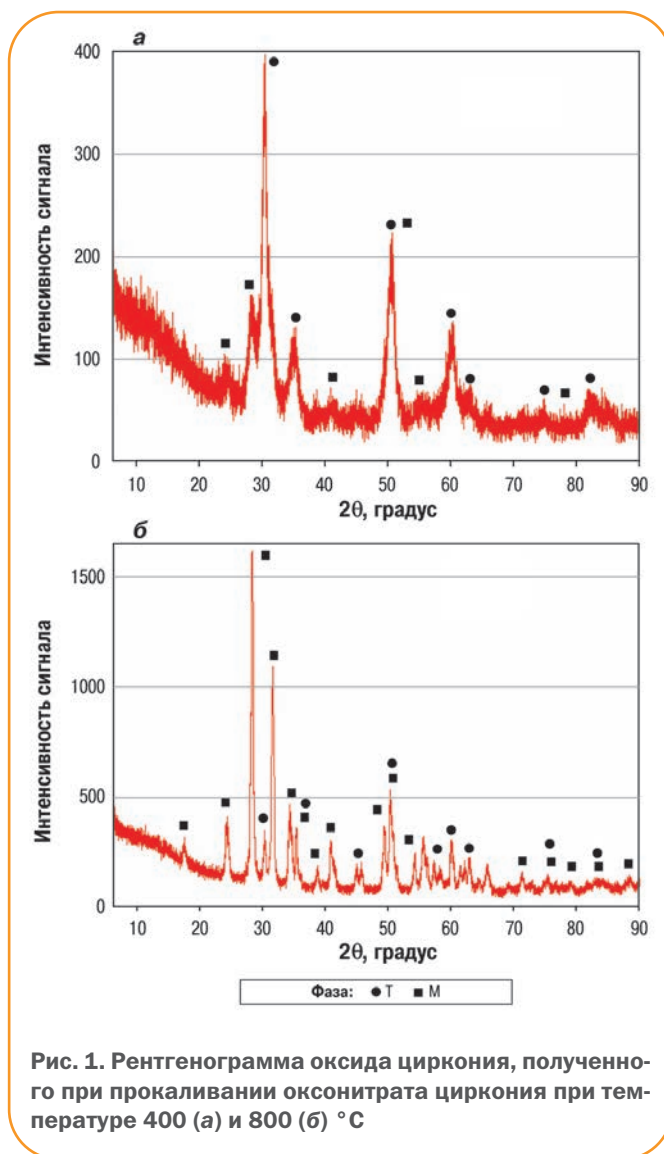


Рис. 1. Рентгенограмма оксида циркония, полученного при прокаливании оксонитрата циркония при температуре 400 (а) и 800 (б) °С

ной (Т) и моноклинной (М) (рис. 1). Установлено, что при прокаливании оксонитрата циркония при температуре 400 °С содержание тетрагональной фазы составляет около 80 %, моноклинной – 20 %. При увеличении температуры прокаливания до 800 °С, содержание моноклинной фазы увеличивается до 95 %.

Физико-химические свойства образцов носителей ZrO_2 представлены в табл. 1. Из нее видно, что при увеличении температуры прокаливания от 400 до 800 °С удельная площадь поверхности гранул носителя уменьшается в 2 раза, объем пор – в 1,9 раза, а их средний диаметр увеличивается в 1,1 раза.

Таблица 1

Температура прокаливании оксонитрата циркония, °С	Удельная площадь поверхности (по БЭТ), м ² /г	Объем пор, см ³ /г	Средний диаметр пор, Å
400	70	0,241	123,4
800	34	0,125	135,2

Поскольку данные системы проявляют каталитические свойства только при наличии тетрагональной фазы ZrO_2 , прокаливание оксонитрата циркония $ZrO(NO_3)_2 \cdot 2H_2O$ проводили при температуре 400 °С. Кристаллизация оксидной фазы начинается при температуре около 350 °С в двух формах – стабильной моноклинной и метастабильной тетрагональной. При повышении температуры до 600 °С тетрагональная форма претерпевает фазовый переход в моноклинную форму. Известно предположение [10], что стабилизация высокотемпературных форм ZrO_2 (тетрагональной и кубической) анионными промоторами при термодинамически неблагоприятных низких температурах (ниже 700–800 °С) связана с тем, что промоторы задерживают рост кристаллов, стабилизируя наноструктурированное состояние оксида.

Введение вольфрамат-анионов способствует стабилизации тетрагональной формы ZrO_2 при прокаливании при температурах 500–700 °С. На рис. 2 представлены рентгенограммы образцов катализаторов WO_4^{2-}/ZrO_2 , прокаленных при температурах 500 и 700 °С. Образцы приготовлены на основе оксида циркония, полученного прокаливанием оксонитрата циркония при температуре 400 °С.

Рентгенофазовый анализ (РФА) образцов, прокаленных при разных температурах, не выявил принципиальных различий в распределении и интенсивности пиков, а также показал наличие преимущественно тетрагональной формы оксида циркония после прокаливания при температурах 500 и 700 °С и присутствие тетрагональной (Т), моноклинной (М) и ромбической (Р) форм оксида вольфрама.

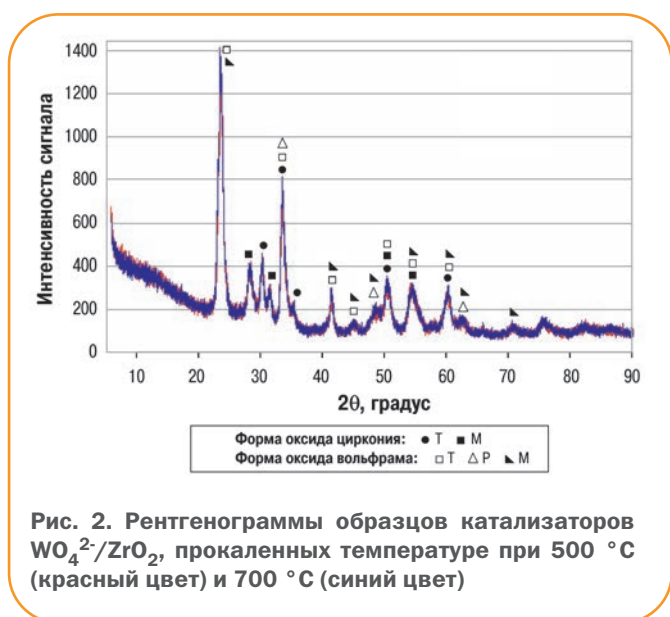


Рис. 2. Рентгенограммы образцов катализаторов WO_4^{2-}/ZrO_2 , прокаленных температуре при 500 °С (красный цвет) и 700 °С (синий цвет)

Катализаторы активировали водородом. Процесс соолигомеризации этилена с гексен-1 проводили при температуре 200 °С. В результате экспериментов установлено, что катализатор WO_4^{2-}/ZrO_2 , приготовленный методом I, был значительно более активен в процессе соолигомеризации этилена с гексен-1 по сравнению с образцом, синтезированным методом II: конверсия гексена-1 составила соответственно 45,4 и 18 %. В присутствии образца, приготовленного методом I, наблюдался больший выход олигомеров C_{12} - C_{18} и C_{18+} , который суммарно составил 41,9 %.

Таким образом, приготовление катализатора WO_4^{2-}/ZrO_2 методом I способствует достижению более высоких показателей процесса соолигомеризации этилена с гексен-1, однако активность исследуемых образцов была относительно невысокой.

В связи с этим было исследовано влияние различных способов дополнительной активации катализатора WO_4^{2-}/ZrO_2 , приготовленного методом I, на основные показатели процесса соолигомеризации этилена с гексен-1 (конверсия гексена-1 и выход продуктов C_{18+}).

Влияние способа активации катализатора WO_4^{2-}/ZrO_2 на его свойства в реакции соолигомеризации этилена с гексен-1

В качестве активаторов были использованы алюминийорганические соединения: сесквиэтилалюминийхлорид (СЭАХ) (молярное соотношение СЭАХ:W= 3:1), триэтилалюминий (ТЭА) (ТЭА:W = 3:1), а также водород.

Процесс соолигомеризации этилена с гексен-1 проводили при температуре 200 °С. Результаты экспериментов приведены в табл. 2. Из нее видно, что наилучшим способом активации катализатора WO_4^{2-}/ZrO_2 является использование СЭАХ. Его введение в реакционную зону обеспечивает увеличение конверсии гексена-1 в 2 раза по сравнению с использованием водорода и в 1,5 раза по сравнению с использованием ТЭА. Выход продуктов C_{12} - C_{18} при применении в качестве активатора СЭАХ незначительно ниже, чем при активации водородом. При этом выход продуктов C_{18+} существенно увеличивается. Массовый

Таблица 2

Активатор	Степень превращения α -олефина, %	Массовый выход продуктов, %		
		C_6 - C_{12}	C_{12} - C_{18}	C_{18+}
СЭАХ	95,1	29,9	32,4	32,8
ТЭА	59,6	47,3	12,0	0,3
H_2	45,4	3,5	39,0	2,9

выход целевой масляной фракции, выкипающей при температуре более 300 °С, в присутствии СЭАХ составил 75 %.

Таким образом, наибольшую активность в процессе соолигомеризации этилена с гексен-1 проявил катализатор WO_4^{2-}/ZrO_2 , приготовленный методом I и активированный СЭАХ.

Влияние соотношения СЭАХ:W на основные показатели процесса соолигомеризации этилена с гексен-1 в присутствии катализатора WO_4^{2-}/ZrO_2

Катализатор WO_4^{2-}/ZrO_2 был приготовлен методом I. После нанесения раствора кремневольфрамовой кислоты проводили сушку и прокаливание при температуре 700 °С в течение 3 ч. Мольное соотношение СЭАХ:W варьировали от 0,5:1 до 3:1. Для сравнения катализатор WO_4^{2-}/ZrO_2 был испытан также без активатора. Полученные результаты представлены в табл. 3.

При изменении мольного соотношения СЭАХ:W от 3:1 до 0,5:1 наблюдается экстремальная зависимость содержания ценных продуктов реакции соолигомеризации этилена с гексен-1, максимум достигается при соотношении СЭАХ:W = 1:1. Массовый выход целевой масляной фракции составляет 80,6 %. Уменьшение количества активатора до соотношения СЭАХ:W = 0,5:1 приводит к снижению степени превращения гексена-1 и выхода масляной фракции. Эксперименты по соолигомеризации этилена с гексен-1 показали, что катализатор без активации СЭАХ не проявляет приемлемой каталитической активности.

Таблица 3

Показатели	Соотношение СЭАХ:W			Без активатора
	3:1	1:1	0,5:1	
Степень превращения α-олефина, %	95,1	99,1	54,3	17,6
Массовый выход, %:				
C ₅ -C ₁₂	29,9	17,6	10,5	3,5
C ₁₂ -C ₁₈	32,4	24,6	34,7	12,3
C ₁₈₊	32,8	48,9	9,1	1,8
целевой масляной фракции	75,0	80,6	32,0	—

Таким образом, наилучшие показатели процесса соолигомеризации этилена с гексен-1 достигаются при мольном соотношении СЭАХ:W = 1:1.

Характеристики целевой масляной фракции, полученной в процессе соолигомеризации этилена с гексен-1 в присутствии катализатора WO_4^{2-}/ZrO_2

Основными продуктами процесса соолигомеризации этилена с гексен-1 в присутствии катализаторов WO_4^{2-}/ZrO_2 , активированных СЭАХ при разных соотношениях СЭАХ:W, являются углеводороды C₁₂-C₅₀, выход которых достигает 73,5–81,7 %. Массовый выход целевой масляной фракции с температурой кипения более 300 °С составляет 75–80,6 %.

Основные физико-химические свойства целевых масляных фракций, полученных в присутствии каталитических систем WO_4^{2-}/ZrO_2 , активированных СЭАХ, приведены в табл. 4.

Таблица 4

Мольное соотношение СЭАХ : W	Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре, °С		Индекс вязкости	Плотность при температуре 20°С, г/см ³
	40	100		
3:1	10,5	2,8	115	0,816
1:1	16,1	4,0	122	0,820
1:0,5	9,4	2,5	100	0,813

Примечания. 1. Мономеры – этилен и гексен-1.
2. Температура застывания – ниже –60 °С.

Базовые синтетические ПАОМ, полученные в процессе соолигомеризации этилена с гексен-1 в присутствии катализатора 10%-ного WO_4^{2-}/ZrO_2 , можно применять в качестве:

- основы гидравлических жидкостей и масел для авиационных двигателей и автономных гидравлических приводов систем управления ракетно-космической техникой, эксплуатируемой при низких температурах;

- компонентов экологически чистых буровых растворов на углеводородной основе для добычи нефти и природного газа на море.

Применение целевой масляной фракции с низкой температурой застывания (ниже –60°С) особенно актуально для регионов Крайнего Севера.

Заключение

Проведенные экспериментальные работы показали, что метод приготовления суперкислотных катализаторов WO_4^{2-}/ZrO_2 существенно влияет на формирование тетрагональной модификации оксида циркония и показатели процесса соолигомеризации этилена с гексен-1. Приготовление оксидной фазы прокаливанием оксонитрата циркония $ZrO(NO_3)_2 \cdot 2H_2O$ при темпера-

туре 400 °С (метод I) приводит к преобладающему содержанию тетрагональной формы оксида циркония (до ~80 %). Введение вольфрамат-анионов способствует стабилизации этой формы ZrO₂ при прокаливании в диапазоне температур 500–700 °С. При приготовлении катализатора WO₄²⁻/ZrO₂ методом I наблюдалось увеличение конверсии гексена-1 до 45,4 % против 18 % для образца, приготовленного методом II.

Наиболее высокую активность проявила каталитическая система, в которой в качестве активатора использовался СЭАХ. При мольном соотношении СЭАХ:W = 1:1 конверсия гексена-1 достигает 99,1 %, массовый выход целевой масляной фракции – 80,6 %.

Продукты сополимеризации этилена с гексеном-1 в присутствии катализаторов на основе оксида циркония характеризуются кинематической вязкостью при температуре 100 °С 2,5–4,0 мм²/с, индексом вязкости 100–122 и низкой температурой застывания (ниже –60 °С).

Спектр применения продуктов сополимеризации этилена с гексеном-1 в присутствии катализатора WO₄²⁻/ZrO₂ – это основы гидравлических жидкостей и масел для авиации и автономных гидравлических приводов систем управления ракетно-космической техникой, а также компоненты экологически чистых буровых растворов на углеводородной основе для добычи нефти и природного газа на море.

Список литературы

1. Фукс И.Г., Лаиши В.Л., Гар О.Э. Улучшение качества товарных масел смешением нефтяных и синтетических компонентов. Тематический обзор. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1990. – 70 с.
2. Цветков О.Н. Поли-олефиновые масла: химия, технология и применение. – М.: Техника, 2006. – 192 с.
3. Непогодьеv А.В., Митин И.В., Виппер А.Б. //ХТТМ. – 1983. – № 5. – С. 26–29.
4. Брей В.В., Левчук Н.Н., Мележик А.В. Влияние условий синтеза суперкислотных WОх/ZrO2 – систем на их каталитические свойства в реакции изомеризации n-гексана // Катализ и нефтехимия. – 2000. – № 5–6. – С. 59–65.
5. Танабе К. Катализаторы и каталитические процессы. – М.: Мир, 1993.
6. Pat. 5453556 US. Oligomerization process for producing synthetic lubricants / C.D. Chang, S. Han, Y.G. Santiesteban, M.M. Wu,

Yu. Xiong; assignee Mobil Oil Corporation. – Appl. No 08/264089; filed 22.06.94; publ. 26.09.95.

7. Pat. 5608133 US, Catalytic oligomerization / C.D. Chang, S. Han, Y.G. Santiesteban, Y.C. Vartulu; assignee Mobil Oil Corporation. – Appl. No 08/551873; filed 23.10.95; publ. 04.03.97.

8. Pat. 5113034 US. Dimerization catalyst and process therefor / S.L. Soled, Jr. Dispenziere, C. Nicolas, R.Y. Ramzi, S. Miseo; assignee Exxon Research and Engineering Company. – Appl. No 07/740251, filed 05.08.91, publ. 12.05.92.

9. Structural and catalytic characterization of solid acids based on zirconia modified by tungsten oxide/D.G. Barton, M. Shtein, R.D. Wilson et al. // J. Phys. Chem. B. – 1999. – № 103. – P. 630-640.

10. Кузнецов П.Н., Твердохлебов В.П., Кузнецова Л.И. Новые катализаторы на основе диоксида циркония для изомеризации алканов нефтяных фракций //Журнал СФУ. Серия «Техника и Технологии». – 2011. – № 4. – С. 438-452.

References

1. Fuks I.G., Lashkhi V.L., *Tematicheskii obzor. Uluchshenie kachestva tovarnykh masel smesheniem neftyanykh i sinteticheskikh komponentov* (Thematic Review. Improving the quality of commercial oils by mixing oil and synthetic components), Moscow: Publ. of TsNIITEneftekhim, 1990, 70 p.
2. Tsvetkov O.N., *Poli-α-olefinovye masla: khimiya, tekhnologiya i primeneniye* (Poly-α-olefin oils: chemistry, technology and application), Moscow: Tekhnika Publ., 2006, 192 p.
3. Nepogod'ev A.V., Mitin I.V., Vipper A.B., *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel = Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 1983, no. 5, pp. 26-29.
4. Brey V.V., Levchuk N.N., Melezhhik A.V., *Kataliz i neftekhimiya*, 2000, no. 5-6, pp. 59-65.
5. Tanabe K., *Katalizatory i kataliticheskie protsessy* (Catalysts and catalytic processes): tr. from Japanese, Moscow: Mir Publ., 1993.
6. Patent no. 5453556 US, *Oligomerization process for producing synthetic lubricants*, Inventors: Chang C.D., Han S., Santiesteban Y.G., Wu M.M., Xiong Yu.
7. Patent no. 5608133 US, *Catalytic oligomerization*, Inventors: Chang C.D., Han S., Santiesteban Y.G., Vartulu Y.C.
8. Patent no. 5113034 US, *Dimerization catalyst and process therefor*, Inventors: Soled S.L., Dispenziere Jr., Nicolas C., Ramzi R.Y., Miseo S.
9. Barton D.G., Shtein M., Wilson R.D. et al., *J. Phys. Chem. B*, 1999, no. 103, pp. 630-640.
10. Kuznetsov P.N., Tverdokhlebov V.P., Kuznetsova L.I., *Zhurnal SFU. Seriya "Tekhnika i Tekhnologii"*, 2011, no. 4, pp. 438-452.

О качестве трансформаторного масла гидрокрекинга производства ОАО «АНХК»

**В.П. Томин, д.т.н., Н.В. Тютрина, Е.Н. Корчевин
(ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»)**

Ключевые слова: трансформаторное масло, содержание растворенных газов, газостойкость, газосодержание, стойкость к окислению.

Key words: transformer oil, content of dissolved gases.

Адрес для связи: TominVP@anhk.rosneft.ru

Введение

Трансформаторное масло гидрокрекинга (ГК) производится ОАО «АНХК» с 1983 г. За это время опыт взаимодействия с потребителями трансформаторных масел показал, что возникает много вопросов по оценке и мониторингу качества свежего трансформаторного масла. С 2012 г. в ОАО «АНХК» отмечено увеличение числа обращений потребителей по вопросам, связанным с газовыми характеристиками трансформаторного масла ГК, такими как газостойкость, высокое содержание растворенных газов в свежем масле, газовыделение в процессе его эксплуатации.

В соответствии с политикой интегрированной системы менеджмента качества техническими специалистами ОАО «АНХК» была проведена работа по выяснению причин роста обращений потребителей.

Содержание растворенных газов в трансформаторном масле ГК

Изготовители силовых трансформаторов обращают внимание на повышенное содержание растворенных газов в масле ГК и предлагают проводить дегазацию на месте его производства для обеспечения соответствия масла требованиям к качеству трансформаторного масла. Содержание растворенных газов в трансформаторном масле для

производителей не регламентируется ни отечественными, ни зарубежными нормативными документами (ГОСТ Р 54331-2011, МЭК 60296, ASTM D 3487), а определяется потребителем в соответствии с СТО 70238424.27.100.053-2013 «Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» перед заливкой в электрооборудование, а также в процессе эксплуатации для диагностики развивающихся в трансформаторах дефектов.

При нормальных условиях в трансформаторном масле может раствориться значительное количество газа. В процессе хранения в масле ГК повышается концентрация CO_2 и появляются компоненты воздуха.

Объемная концентрация компонентов по РД 34.46.303-98 «Методические указания по проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов», %, следующая:

CO_2	0,023-0,046
O_2	1,6-3,0
N_2	6,4-8,4
ΣO_2 и N_2	8,0-11,4

Согласно п. 7.7.1.7 СТО 70238424.27.100.053-2013 перед заливкой в силовое оборудование трансформа-

торное масло необходимо обработать, в частности дегазировать.

Потребитель определяет содержание растворенных газов в трансформаторном масле по РД 34.46.303-98, в п. 3.2 которого отмечено, что для бездефектных трансформаторов увеличение концентрации растворенных в масле газов может быть вызвано рядом факторов. К ним относятся увеличение нагрузки трансформатора; доливка масла, бывшего в эксплуатации и содержащего растворенные газы; перегрев из-за дефектов системы охлаждения; перегрев масла теплоэлектронагревателями при его обработке в дегазационных и других установках; сезонные изменения интенсивности процесса старения и др. Для снижения содержания растворенных газов п. 3.3 данного документа предлагает применять дегазацию масла, доливку дегазированного масла, частичную или полную замену масла в баке трансформатора, продувку азотом (для трансформаторов с азотной защитой), а также заливку масла под вакуумом.

Результаты исследования влияния дегазации трансформаторных масел различных производителей на содержание в них растворенных газов представлены в табл. 1.

После проведения дегазации наблюдается более чем двукратное снижение содержания растворенных газов. Таким образом, экспериментально подтверждена необходимость дегазации трансформаторного масла перед заливкой в силовое оборудование вне зависимости от производителя.

Таблица 1

Марка трансформаторного масла, производитель	Нормативный документ	Объемное содержание растворенных газов в масле, %, рассчитанное по РД 34.46.303-98	
		до дегазации	после дегазации
ГК, ОАО «АНХК» (РФ)	ТУ 38.1011025-85	C ₂ H ₆ – 0,00025 CH ₄ – 0,00012 CO ₂ – 0,02702 Σ=0,02739	C ₂ H ₆ – отсутствует CH ₄ – отсутствует CO ₂ – 0,01140 Σ=0,01140
GX 11, компания NYNAS (Швеция)	МЭК 60296:2003	CH ₄ – 0,00011 CO – 0,00012 CO ₂ – 0,03600 Σ=0,03623	CH ₄ – 0,00007 CO – отсутствует CO ₂ – 0,01282 Σ=0,01289
ВГ, ООО «ЛЛК-Интернешнл» (РФ)	ТУ 38.401-58-177-96	C ₂ H ₆ – 0,00014 CH ₄ – 0,00012 CO – 0,00013 CO ₂ – 0,02807 Σ=0,02846	C ₂ H ₆ – отсутствует CH ₄ – 0,00006 CO – 0,00008 CO ₂ – 0,01255 Σ=0,01269

Газовыделение под действием плазмообразующих газов в электрическом поле обусловлено высоким качеством трансформаторного масла ГК.

В процессе дегазации содержание растворенных газов и газовыделение снижаются.

Газостойкость трансформаторных масел

Газостойкость определяет деструктивное влияние на масло плазмообразующих газов на границе масло – газ. Для определения данного параметра в МЭК 60296 прописан стандарт МЭК 60628 «Жидкости изоляционные. Определение газостойкости в электрическом поле и при ионизации», при этом сама газостойкость в МЭК 60296 не нормируется.

Оценку склонности трансформаторных масел к газовыделению проводят путем измерения изменения объема газа (водорода и азота) над маслом при подаче электрического напряжения к поверхности масло – газ и контроле температуры и давления. Результаты приводятся по общему объему поглощенного или выделенного газа за единицу времени.

В Испытательном центре – Управления контроля качества (ИЦ-УКК) ОАО «АНХК» собрана единственная на настоящее время в РФ установка для определения газостойкости трансформаторного масла в соответствии с МЭК 60628. Метод оценки метрологически аттестован и внесен в область аккредитации ИЦ-УКК. Проведены испытания свежих трансформаторных масел как собственного производства, так и других производителей.

Для газопоглощения необходимо высокое содержание ароматических углеводородов в трансформаторном масле, которые поглощают водород до насыщения ароматических структур [1]. Содержание ароматических углеводородов в пробах трансформаторного масла определялось по методу МЭК 60590 (табл. 2). Шведское масло компании NYNAS с массовым содержанием ароматических углеводородов около 8 % почти в 3 раза менее склонно к газовыделению в электрическом поле, чем трансформаторное масло ГК ОАО «АНХК». Трансформаторное масло ВГ ОАО «ЛЛК-Интернешнл» является газопоглощающим в электрическом поле и не позволяет обнаруживать водород, генерируемый на ранней стадии развития неисправности трансформатора, в частности в случае частичного разряда [2].

Таблица 2

Марка трансформаторного масла, производитель	Газостойкость мкл/мин	Массовая доля ароматических углеводородов, %, по ИЕС 60590	Тангенс угла диэлектрических потерь по МЭК 60247	Массовая доля осадка, %, по МЭК 61125	Общее кислотное число, мг КОН/г, по МЭК 61125
ГК, ОАО «АНХК» (РФ)	27,3	Менее 1	0,006	0,002	0,05
GX 11, компания NUNAS (Швеция)	7,6	7,9	0,012	0,006	0,10
ВГ, ООО «ЛЛК - Интернешнл» (РФ)	-6,7	8,8	0,011	0,005	0,23

Однако высокое содержание ароматических углеводородов негативно отражается на таких показателях качества масла, как стабильность против окисления. В табл. 2 показана связь показателя «газостойкость» трансформаторных масел различных производителей с содержанием ароматических углеводородов и показателями качества после окисления в течение 500 ч по МЭК6/125. Из нее видно, что трансформаторное масло ГК обладает наибольшей стабильностью против окисления в суровых условиях (500 ч окисления при температуре 120 °С), что подтверждается опытом промышленной эксплуатации (срок службы масла ГК до замены превышает 25-30 лет) [3].

Согласно этим данным повысить газостойкость можно лишь за счет сокращения срока службы масла и ухудшения его диэлектрических свойств, поэтому очевидно, что раздельное управление показателями «пробивное напряжение», «стабильность против окисления» и «газостойкость» невозможно. Однако было установлено, что в результате дегазации выделение (или поглощение) газа трансформаторным маслом в электрическом поле снижается (табл. 3).

Таблица 3

Марка трансформаторного масла, производитель	Газостойкость, мкл/мин, по МЭК 60628А	
	до дегазации	после дегазации
ГК, ОАО «АНХК» (РФ)	29,2	27,3
GX 11, компания NUNAS (Швеция)	9,3	7,6
ВГ, ООО «ЛЛК - Интернешнл» (РФ)	-9,5	-6,7

Заключение

Таким образом, высокое содержание растворенных газов в трансформаторном масле ГК производства ОАО «АНХК» вызвано неправильным хранением, недостаточной подготовкой трансформаторного масла перед заливкой в оборудование или дефектами силового оборудования. Газовыделение под действием плазмообразующих газов в электрическом поле обусловлено высоким качеством трансформаторного масла ГК. В процессе дегазации содержание растворенных газов и газовыделение снижаются.

Список литературы

1. Pahlavanpour B., Ellund M. Gassing Properties of Insulating Liquid // NynasNaphthenics Ltd, UK, 2005. – P. 1-5.
2. Алпатов М.Е. Диагностика и анализ повреждений трансформаторов // ЭнергоInfo. – 2009. – № 5. – С. 64-67.
3. Довгопольный Е.Е. Обследование качества трансформаторного масла ГК после длительной эксплуатации в мощных силовых трансформаторах. Прогнозируемый срок службы // Материалы конференции «Инновационные технологии производства и испытания продукции нефтепереработки» (Ангарск, 21-23 сентября 2011). – С. 42-44.

References

1. Pahlavanpour B., Ellund M., *Gassing properties of insulating liquid*, NynasNaphthenics Ltd, UK, 2005, pp. 1-5.
2. Alpatov M.E., *EnergoInfo*, 2009, no. 5, pp. 64-67.
3. Dvzopolnyy E.E., *Proceedings of conference "Innovatsionnye tekhnologii proizvodstva i ispytaniya produktsii neftepererabotki"* (Innovative production technology and testing of petroleum products), Angarsk, 21-23 September 2011, pp. 42-44.

Новый уровень развития лабораторий с бережливым производством

Е.С. Головина, О.Б. Костерина, Д.В. Лепнев,
Е.А. Волкова (ООО «СамараНИПИнефть»)

Ключевые слова: бережливое производство, система 5S, затраты.
Key words: lean manufacturing, 5S system, unproductive expenses.

Адрес для связи: KosterinaOB@samnipineft.ru

Введение

Совершенствование качества продукции с минимальными затратами требует оптимизации существующих процессов путем сокращения трудозатрат на выполнение работ, рассмотрения возможности высвобождения ресурсов для проведения большего объема работ и др. Однако при этом важно не забывать о том, что новое оборудование и современные помещения – не всегда залог того, что процесс станет действительно эффективным. К тому же часто сотрудники мыслят стереотипно, и изменить давно отлаженную схему работы одному руководителю просто не под силу.

В то время как эксперты обсуждают положительные и отрицательные стороны широко известной методологии бережливого производства, многие зарубежные и отечественные организации создают и успешно развивают собственные производственные системы на ее основе [1]. Бережливое производство зарекомендовало себя как достаточно универсальный и гибкий инструмент, его характеристики позволяют достигать положительных эффектов не только на производстве, но и в проектной деятельности.

Так, в 2013 г. в реализации проектов по бережливому производству участвовали 982 предприятия ОАО «РЖД». Было рассмотрено 2187 технологи-

ческих процессов и нормативов технического содержания объектов железнодорожного транспорта. В 2013 г. экономический эффект от реализации программы составил более 500 млн. руб. [2].

Среди предприятий нефтегазовой отрасли, применивших концепцию бережливого производства и системы 5S, важно отметить опыт ОАО «Татнефть». Реализация мероприятий по улучшению основных производственных процессов Бугульминского механического завода позволила сократить производственные площади завода на 15,2 %, что дало дополнительный эффект на сумму более 9 млн. руб. Доля высокорентабельной трубной продукции в 2013 г. возросла на 1 %, аппаратов воздушного охлаждения – на 7 % [3].

Среди организаций непромышленных отраслей, внедряющих собственную систему на основе бережливого производства, следует отметить ОАО «Сбербанк России». В результате ее внедрения эффективность использования труда сотрудников банка увеличилась на 50 % [4].

Опыт применения технологий бережливого производства в научно-исследовательских и проектных институтах на территории РФ в литературе не описан, поэтому запуск таких проектов представляется актуальной задачей.

Запуск проекта по 5S

ООО «СамараНИПИнефть» оказывает научную поддержку добывающим предприятиям, входящим в структуру ОАО «НК «Роснефть». Ключевым звеном в этой работе является отдел физико-химических и глубинных исследований, включающий пять лабораторий. Анализ организации труда подразделения позволил выявить следующие проблемы:

- рабочие зоны располагались на разных этажах и прилегающей к основному зданию территории;
- работникам приходилось перемещать образцы с керном из здания в здание и между этажами;
- в помещениях лаборатории было недостаточно пространства для размещения нового оборудования и керна;
- рабочие зоны были загромождены.

Кроме того, в 2012 г. здание, в котором находился отдел физико-химических и глубинных исследований, было признано «аварийным». В связи с этим руководство института приняло решение о размещении отдела в новом здании и оптимизации производственного процесса с использованием системы 5S. В качестве пилотного участка была выбрана лаборатория физики пласта. За основу взят технологический процесс «обработка и документирование керна».

Уникальность применения системы 5S на выбранном участке заключается в том, что параллельно рассматриваются два вида работ: 1) выполнение лабораторных исследований: распил, подготовка и исследование керна; 2) оформление документации по результатам исследований: описание керна, подготовка отчетов.

Инструменты бережливого производства

Бережливое производство включает комплекс мер, позволяющих выполнить оценку существующих условий и на ее основе разработать и реализовать мероприятия по их улучшению. Преимуществом в данном случае является то, что вся работа по внедрению основ бережливого производства осуществляется командой экспертов разных областей, в результате рождаются интересные нестандартные решения.

Бережливое производство направлено на устранение всех видов потерь во всех сферах деятельности организации с использованием многочисленных инструментов, часть из которых уже зарекомендовала себя в роли самостоятельной кон-

цепции, например канбан, пока-ёкэ; кайдзен; система 5S и др. [5].

Система 5S представляет собой систему организации рабочего места, позволяющую увеличить эффективность и управляемость операционной зоны, улучшить корпоративную культуру, повысить производительность труда и сэкономить время. Своё название система получила от пяти принципов, начинающихся как в японском, так и в английском языках с буквы S:

Seiri (яп.) – Sorting (англ.) – сортировка;

Seiton (яп.) – Straighten or Set in Order (англ.) – рациональное расположение;

Seiso (яп.) – Sweeping (англ.) – содержание в чистоте;

Seiketsu (яп.) – Standardizing (англ.) – стандартизация;

Shitsuke (яп.) – Sustaining (англ.) – совершенствование.

Система 5S позволяет добиваться значительных улучшений операционной зоны и заинтересовывать в подобных преобразованиях каждого работника [6].

Внедрение бережливого производства в ООО «СамараНИПИнефть»

Первоочередной задачей проекта было выявление препятствий на пути к обеспечению оптимальных условий труда в лаборатории, потерь, не создающих ценности конечному продукту и вызывающих высокие затраты. Выявленные потери устранялись последовательно при реализации каждого из шагов системы 5S [7].

Сначала были выбраны целевые зоны для запуска системы 5S с последующим оформлением схем «до» и «после» оптимизации (рис. 1).

На следующих этапах внедрения методологии выявлены «узкие места» и проведен их анализ.

1. Определены основные потери, не добавляющие ценности (табл. 1).

2. Проведен хронометраж выполнения работ (табл. 2).

3. Осуществлено предварительное обследование лаборатории на соответствие системе 5S.

4. Оформлена карта потока создания ценности (рис. 2).

По итогам анализа были предложены мероприятия по улучшению. Результаты повторного исследования показали, что временные потери от перемещений работников между рабочими зонами сократились с 11 до 5,2 ч при выполнении работ по обработке 100 м керна разведочной

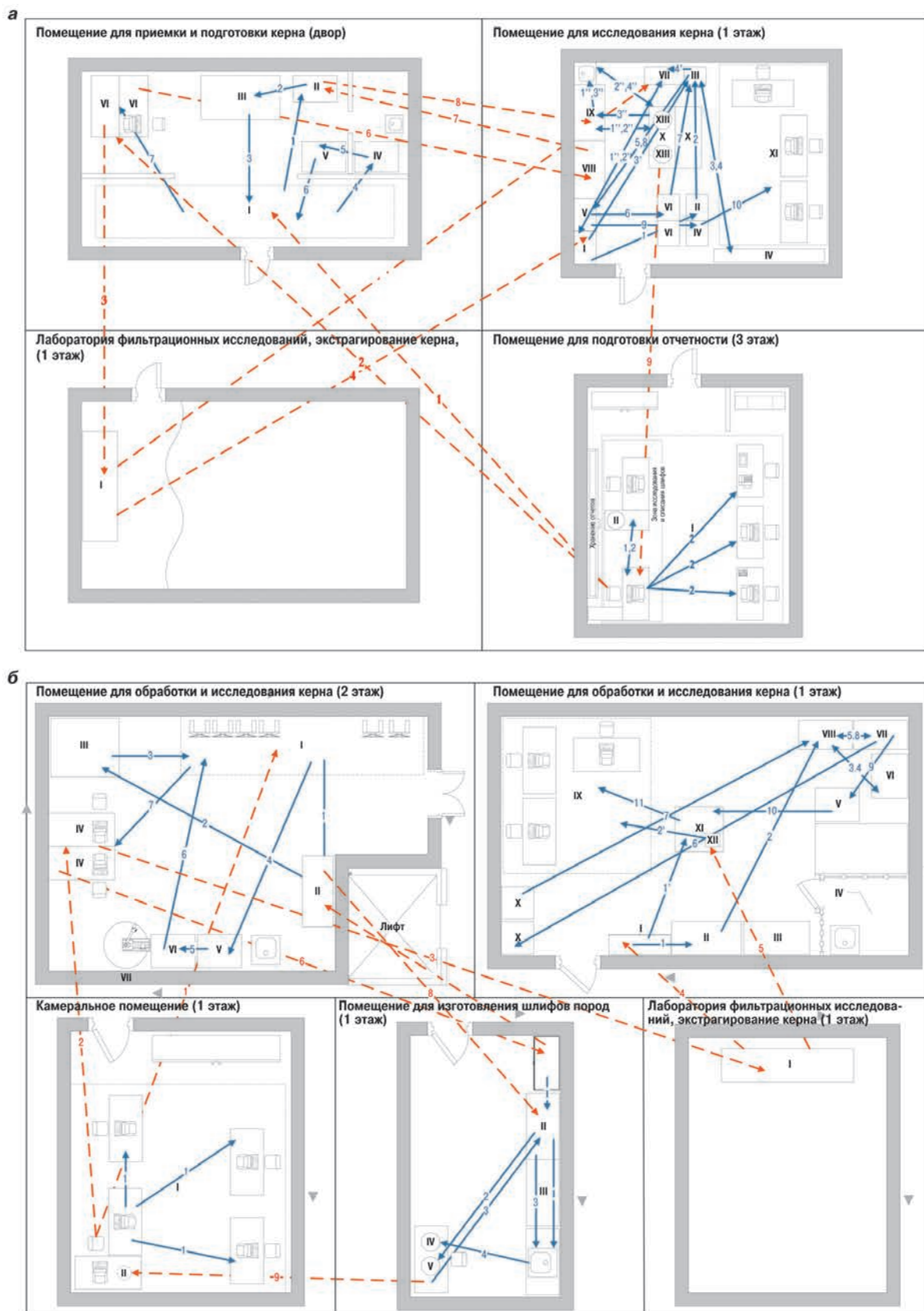


Рис. 1. Схема операционных зон до (а) и после оптимизации (б)

Таблица 1

Вид потери	Описание	Пример
Транспортировка	Перемещение материалов, полуфабрикатов или готовых изделий, которое не добавляет ценности продукту или услуге	Перемещение ящиков с керном с этажа на этаж
Запасы	Любые материалы, полуфабрикаты или готовые изделия в количестве, большем, чем это необходимо для осуществления процесса	Временное хранение образцов керна в рабочей зоне
Движение	Любые человеческие движения/действия, которые не добавляют ценности продукту или услуге	Нерациональная организация рабочих мест
Ожидание	Простаивание по причине нехватки материалов, отсутствия информации, поломки оборудования или недоступности работников	Ожидание завершения процесса экстрагирования керна
Потери от проверок	Выявление дефектов после их возникновения, т.е. проверка лишь обнаруживает потери	Повторная проверка литологом шлифов перед описанием и исследованием
Излишняя обработка	Выполнение операций или заданий, которые не добавляют ценности продукту или услуге с точки зрения заказчика	Складирование образцов керна в картонные ящики вместо деревянных
Дефекты	Изготовление продуктов, предоставление услуг, не соответствующих требованиям заказчика, а также мероприятия по устранению допущенных дефектов	Переподготовка образцов шлифов для литологических исследований. Как правило, из одного ящика переделке подлежат два образца

Таблица 2

Направление перемещений работников	Время, мин	
	до оптимизации	после оптимизации (Δ)
Помещение для приемки и подготовки керна		
Перенос керна к установке распиловки	6	6
Перенос керна к установке фотографирования	8	8
Перенос керна для наметки	8	8
Перенос керна к установке выбуривания	6	6
Перенос керна к установке торцевания	1	1
Возврат керна к месту погрузки/разгрузки керна (в ящики)	6	6
Перенос ящиков с образцами к месту описания	3	3
Помещение для фильтрационных исследований		
Перенос ящиков с образцами в зону экстракции	198	66 (-132)
Помещение для исследования керна		
Перенос ящиков с образцами в зону исследования керна	33	17 (-16)
Перенос образцов для определения проницаемости	3	3
Перенос образцов для взвешивания	3	3
Перенос образцов для выполнения насыщения	4	4
Перенос образцов для взвешивания	4	4
Перенос образцов для замера сопротивления	3	3
Перенос образцов для центрифугирования	1	1
Перенос образцов для взвешивания	3	3
Перенос образцов для замера сопротивления	3	3
Перенос образцов для насыщения и вакуумирования	3	3
Перенос ящиков с образцами для выполнения шлифования	99	99
Перенос образцов для выполнения шлифования	1	Торцовочный станок не используется
Помещение для подготовки отчетности		
Перенос шлифов для описания и подготовки отчета	264	66 (-198)
Итого	660	313 (-347)

скважины в состоянии максимальной продуктивности.

Для сокращения потерь от переделки образцов по причине недостаточного качества и с целью стандартизации процесса «лабораторные исследования» оформлены рабочие инструкции (рис. 3). В настоящее время они размещены в помещениях лаборатории на рабочих местах (рис. 4). Использование

рабочих инструкций позволило сократить временные потери при производстве шлифов с 72 до 36 ч, а число дорабатываемых образцов из одного ящика сократилось с двух до одного.

Кроме повышения качества работ, полученные результаты обеспечили увеличение производительности лабораторного комплекса на 13 % с учетом технических производственных мощностей. Это позво-

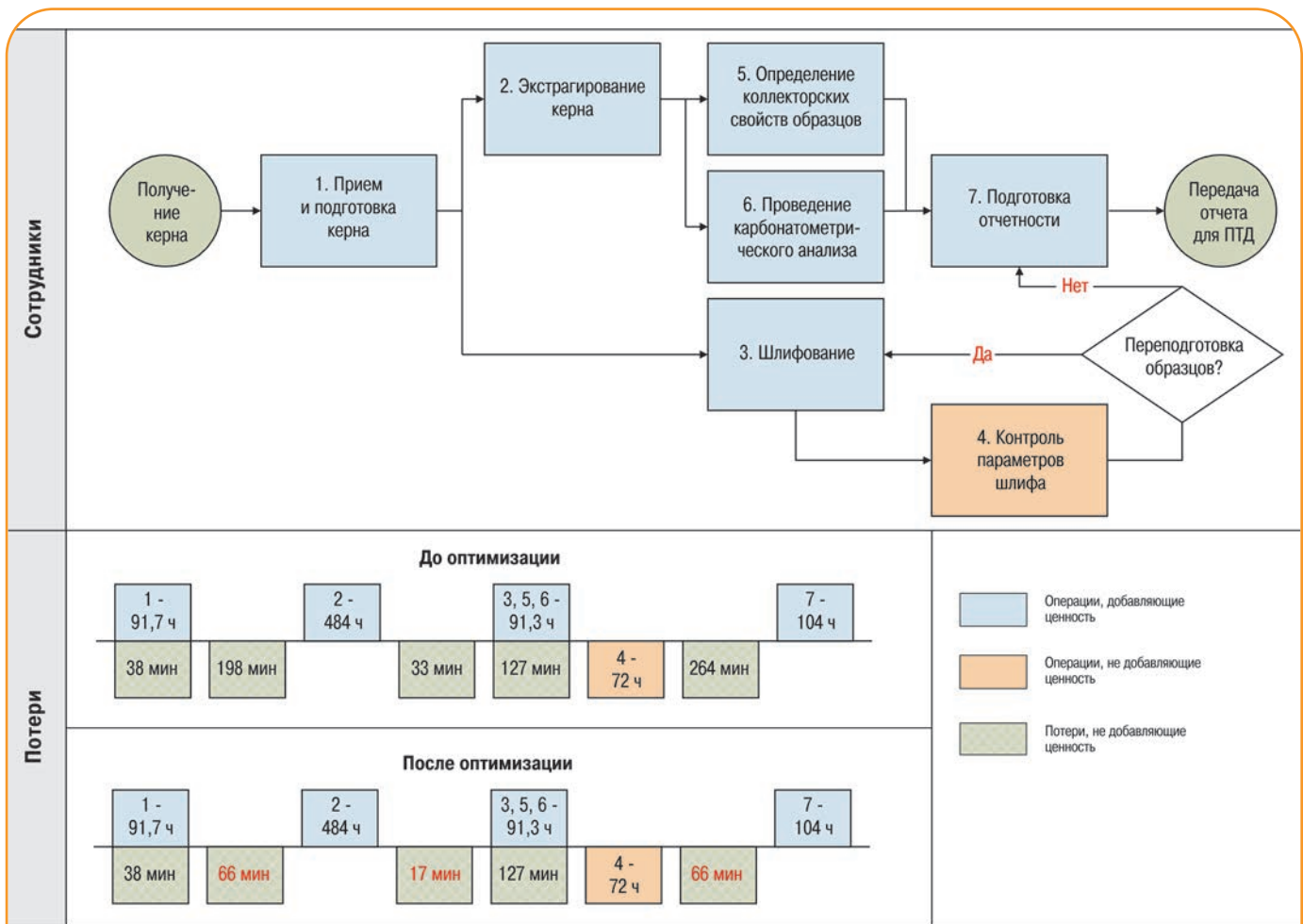


Рис. 2. Карта создания потока ценности технологического процесса «Обработка и документирование керна»

САМАРАНИПНЕФТЬ		РАБОЧАЯ ИНСТРУКЦИЯ НА УБОРКУ							
		Лист 3 Листов 3	Версия № 1.00	Утверждаю	Согласовано		Разработал		
Название лаборатории	05-02 – Лаборатория физики нефтяного пласта		Дата утверждения (изменения)	ЗГД по ТИИ	Начальник ОФХИГИ	Зав. лаб. физики нефтяного пласта	Начальник отдела СМК и НОБ	Специалист отдела СМК и НОБ	
Название оборудования	Установка Шлиф 1М/V	Операция	-	17.02.2014г.	Э.О. Тимашев	П.Г. Жаринов	Д.В. Лепнев	О.Б. Костерина	Е.А. Волкова
Значки средств индивидуальной защиты			Символы	Контроль качества	Внимание на безопасность				
очки	халат	перчатки			Эскиз. фото				
№ п/п	Содержание	Обратить внимание							
1	Закрывать водопроводные вентили. Входной вентиль на задней стенке корпуса – обязательно								
2	Вынуть сетевой кабель из розетки								
3	Убрать вспомогательные инструменты, материалы, используемые во время выполнения работы, в шкаф								
4	Очистить оборудование от грязи								
5	Очистить места складирования заготовок от грязи								
6	Очистить прилегающую к оборудованию зону от грязи								
7	Поместить отбракованную продукцию в течение смены в тару для брака								

Рис. 3. Пример рабочей инструкции



Рис. 4. Размещение рабочих инструкций на рабочих местах

лит выполнять большой объем работ собственными силами, управлять сроками (литологический отчет входит в состав проектно-технологической документации, соответственно своевременность его выполнения позволит исключить срыв плана подготовки проектно-технической документации и снизить лицензионные риски).

Выводы

1. Подобный проект в ООО «СамараНИПИ-нефть» реализован впервые, однако уже можно оценить преимущества полученных преобразований. Так, повышен уровень безопасности и улучшена эргономика рабочих мест, сокращены потери от перемещений и повышено качество продукции в 2 раза.

2. Опыт внедрения бережливого производства другими организациями, а также собственный опыт реализации проекта в лабораторном комплексе планируется применять и в других структурных подразделениях ООО «СамараНИПИ-нефть» для решения таких актуальных задач, как оптимизация процесса выпуска проектной документации, организация архива, размещение множительной техники и др.

Список литературы

1. <http://quality.eup.ru/MATERIALY9/bpkspm.htm>
2. <http://rzd.ru/>
3. <http://gazeta.tatneft.ru/>
4. <http://www.sberbank.ru/samara/ru/person/>
5. <http://ru.wikipedia.org/wiki/>
6. <http://www.leaninfo.ru/2009/05/25/5s-system-kak-uluchshit-svoe-rabochee-mesto/>
7. Фабрицио Т., Тэппинг Д. 5S для офиса: как организовать эффективное рабочее место / пер. с англ. – М.: Институт комплексных стратегических исследований, 2012. – 214 с.

References

1. URL: <http://quality.eup.ru/MATERIALY9/bpkspm.htm>
2. URL: <http://rzd.ru/>
3. URL: <http://gazeta.tatneft.ru/>
4. URL: <http://www.sberbank.ru/samara/ru/person/>
5. URL: <http://ru.wikipedia.org/wiki/>
6. URL: <http://www.leaninfo.ru/2009/05/25/5s-system-kak-uluchshit-svoe-rabochee-mesto/>
7. Fabrizio T., Tapping D., *5S for the office: Organizing the workplace to eliminate waste*, New York, United State of America: Productivity Press, 2006.

Определение токсичности бурового шлама нефтегазовых месторождений Томской области методом биотестирования

Д.Е. Фоминых, А.В. Голещихин (ОАО «Томскнефть» ВНК),
Т.С. Постернак (Национальный исследовательский
Томский государственный университет)

Ключевые слова: исследования, буровой шлам, технозем, песок, торф, токсичность, фитотоксичность, шламовый амбар, рекультивация, класс опасности.

Key words: research, drilled cuttings, technozems, sand, peat, toxicity, phytotoxicity, sludge pits, recultivation, hazard class.

Адрес для связи: GoleschikhinAV@tomskneft.ru

Введение

Производственная деятельность предприятий нефтегазодобывающей отрасли связана с образованием значительного объема промышленных отходов, который с каждым годом растет. В России основным способом утилизации бурового шлама (БШ) является его захоронение в шламовых амбарах или складирование на специализированных полигонах промышленных отходов. Практика показывает, что использование такого способа хранения отходов экологически небезопасно и, следовательно, не освобождает компании от необходимости их утилизации и дальнейшей переработки. При этом следует отметить, что помимо расходов на хранение отходов компании затрачивают значительные средства на выплату экологических штрафов за негативное воздействие на окружающую среду. В Северной Америке существует практика нормативного регулирования оборота буровых отходов [1], в Российской Федерации такая практика пока отсутствует.

Современные молекулярно-биологические тесты качества среды позволяют определить степень негативного воздействия определенного типа отходов, но вследствие высокой технологиче-

ской сложности и большой стоимости их применение ограничено. Эффективными и малозатратными методами определения степени токсичности почв и технического грунта являются методы биотестирования.

Особенности методов биотестирования

Методы биотестирования дают возможность охарактеризовать степень воздействия изучаемого фактора на биоценозы и природные среды, позволяют получить достаточно надежные данные о токсичности конкретной пробы, а также оценить токсические свойства среды, обусловленные наличием комплекса загрязняющих химических веществ [2].

Определение класса опасности отходов является ключевой задачей при выборе способа утилизации. При оценке класса опасности буровых шламов комплексный подход включает детальное химико-аналитическое исследование и проведение серии биотестов на живых организмах разного уровня организации: микробных клетках, гидробионтах, растениях и теплокровных животных [3, 4]. При этом решающую роль следует отводить экспериментальным биологическим методам, так как они

учитывают степень вредности комплексного воздействия всех загрязняющих веществ исследуемой пробы.

Для обоснования класса опасности бурового шлама исследуемых месторождений был применен метод «Фитотест» [5]. В качестве объекта исследования в опыте по определению

класса опасности БШ, образующегося при добыче остаточных запасов нефти, была выбрана усредненная проба БШ-1, состоящая из шлама нефтегазовых месторождений Томской области. Обезвоженный буровой шлам согласно ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация» можно отнести к техногенным грунтам (технозему). При его смешивании с природными грунтами (торф, гидронамывной песок или сухойойный грунт) можно получить нетоксичный строительный материал, пригодный по своим физико-механическим свойствам в качестве грунта для отсыпки площадочных объектов или добавки (материала) для повышения плодородности почв при рекультивации нефтезагрязненных территорий.

Подготовка к исследованиям

Целью настоящей работы является апробация применения методики определения токсичности усредненной пробы бурового шлама и технических грунтов на его основе для определения возможности утилизации БШ посредством приготовления технического грунта. Работа проведена на основе МР 2.1.7.2297-07 «Обоснование класса опасности отходов производства и потребления по фитотоксичности».

Буровой шлам представляет собой водную суспензию, твердая часть которой состоит из продуктов разрушения горных пород забоя и стенок скважины, продуктов истирания бурового снаряда и обсадных труб, отработанного бурового раствора. Состав исследуемого БШ: механические примеси – 64,8 %; вода – 30,5 %; органическое вещество – 4,7 %; нефтепродукты – 0,03 %.

Отработанный буровой раствор состоит из воды (90 %) и химических реагентов: утяжелителя бурового раствора (бентонит, барит), структу-

Предложенная методика предназначена для установления суммарной токсичности и класса опасности отходов производства и потребления по фитотоксическому действию независимо от характера и степени идентификации компонентов. Ингибирование роста корней семян овса является критерием вредного действия. Фитотоксичность отхода оценивается по биологическому действию его водного экстракта.

рообразователя, подавителя пенообразования, модификатора реологии, понизителя фильтрации. Рецепттура буровых растворов определяется горно-геологическими условиями проводки ствола, проектными параметрами скважины и характеристиками бурового оборудования. Полный химический состав реагентов, применяемых для приготовления буровых растворов, не всегда раскрывается производителями, особенно зарубежными. Согласно сертификатам используемые химические реагенты относятся к III-V классам опасности.

Пробы бурового шлама были отобраны на месторождениях Васюганской группы (Томская область) в период со 2 по 3 мая 2013 г. в солнечную погоду, без осадков, в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-83 «Почвы. Общие требования к отбору проб», ГОСТ 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа». Пробы БШ отбирались методом конверта (в пяти точках) по периметру шламовых амбаров, пробы почв (для определения содержания нефти и нефтепродуктов, а также хлорид-ионов; рН водной вытяжки; радиационного фона) – на расстоянии 300 м от шламовых амбаров в лесных массивах за территорией кустовых площадок.

Проведение исследования

Исследования отобранных образцов бурового шлама и почв (фоновых концентраций) проводились в аккредитованных лабораториях. В процессе из трех проб бурового шлама была получена усредненная проба (см. таблицу). Ее токсичность определялась с помощью метода фитотестирования на семенах высших растений. По мнению авторов, для определения токсичности бурового

Номер пробы	Содержание нефтепродуктов по ПНД Ф 16.1:2.2.22-1998, мг/кг, в		Содержание хлорид-ионов по ГОСТ 26425-85, мг/дм ³ , в		рН водной вытяжки по ГОСТ 26425-85		Мощность дозы по МУ 2.6.1.3015-12, мкР	
	буровом шламе	почве	буровом шламе	почве	бурового шлама	почвы	бурового шлама	почвы
1	11703,2 (±2925,8)	132 (±29,04)	45,69 (±0,73)	4,86 (±0,73)	10,75 (±0,10)	6,92 (±0,10)	0,017 (±0,0025)	0,013 (±0,0025)
2	1117,2 (±279,3)	103,4 (±22,75)	28,52 (±0,73)	4,90 (±0,73)	9,61 (±0,10)	6,95 (±0,10)	0,016 (±0,0025)	0,014 (±0,0025)
3	15509,8 (±3877,5)	127,4 (±28,03)	57,99 (±0,73)	4,78 (±0,73)	9,85 (±0,10)	6,87 (±0,10)	0,016 (±0,0025)	0,013 (±0,0025)
Усредненная	9443,40 (±2360,87)		44,07 (±0,73)		10,07 (±0,10)		0,0163 (±0,0025)	

Примечание. В скобках указана погрешность измерения; для почв приведены значения фоновых показателей.

шлама и полученных на его основе технических грунтов лучше всего подходят семена овса, так как овес является основным растением-биоиндикатором при проведении работ по рекультивации шламовых амбаров и нефтезагрязненных земель. Высшие растения имеют разный отклик на токсичное действие почвенных поллютантов. Например, единичная проба нефтезагрязненного грунта по результатам биотестирования может быть отнесена к III-IV или II классу опасности в зависимости от семейства растений [5]. Определение токсичности бурового шлама по гидробионтам – дафниям или водорослям не совсем уместно, так как БШ и технические грунты на его основе будут поступать в почвенный слой наземных экосистем.

Так как рекультивированные шламовые амбары в Западной Сибири не переходят в земли сельскохозяйственного назначения, определение токсичности бурового шлама и полученных на его основе технических грунтов по проросткам овса будет достаточным для того, чтобы сделать вывод о возможности дальнейшего самозарастания рекультивируемой территории.

Буровой шлам обладает различной токсичностью в зависимости от особенностей используемых технологий при бурении, геологического строения территории, а также климатических особенностей, что обуславливает необходимость комплексного исследования его воздействия на окружающую среду. Предложенная методика предназначена для установления суммарной токсичности и класса опасности отходов производства и потребления по фитотоксическому действию независимо от характера и степени идентификации компонентов. Ингибирование роста корней семян овса является критерием вредного действия. Фитотоксичность отхода оценивается по биологическому действию его водного экстракта.

В качестве тест-объекта был выбран овес сорта «Тогурчанин» урожая 2012 г., предоставленный кафедрой агрономии Национального исследовательского Томского государственного университета. Для эксперимента отбирались неповрежденные семена овса, всхожесть которых составляет не менее 95 %. Проращивание семян овса осуществлялось в чашках Петри с фильтровальной бумагой, куда вносился водный экстракт исследуемого отхода.

Исследования выполнялись в следующей последовательности.

1. Семена проверялись на всхожесть. Всхожесть семян овса сорта «Тогурчанин» составила 95 %. В качестве субстрата для проращивания использовалась дистиллированная вода, которую вносили на фильтр чашки Петри в объеме 5 мл.

2. Формировались смеси техноземов: 50 % бурового шлама и 50 % торфа; 50 % бурового шлама и 50 % песка; 34 % бурового шлама, 33 % торфа и 33 % песка. Также в эксперимент был включен 100%-ный буровой шлам. Смеси БШ были составлены на основе кислотности их экстракта. Для «закисления» щелочных растворов использовался торф, а песок повышал фильтрационные свойства раствора.

3. Приготавливались водные вытяжки из полученных в эксперименте смесей.

4. Проводилось разведение полученных водных вытяжек. В эксперименте тестировались следующие разведения: нативный (исходный, немодифицированный, находящийся в природном состоянии) и в данном случае неразведенный) экстракт (1:1), 1:10, 1:25, 1:50 и 1:100. На каждом этапе пробы повторяли трижды.

5. В каждую подготовленную чашку Петри помещали по 25 отобранных сухих здоровых семян, затем вносили по 5 мл экстракта или его разведений. Контрольные семена обрабатывались 5 мл дистиллированной воды.

6. Закрытые чашки термостатировались при температуре 20-23 °С в течение 3 сут, после чего рассчитывалась процентная доля проросших семян. Итоговый учет проводился через 7 сут.

7. По истечении срока экспозиции измерялась длина корней проростков в контрольных и опытных пробах, причем объектом измерения у каждого семени был корень максимальной длины, так как овес имеет мочковатую корневую систему.

Результаты эксперимента

Всего в эксперименте использовались 63 стерильные чашки Петри. На 3 сут были получены промежуточные данные о всхожести семян овса, которые позволили сделать вывод об энергии роста семян. Результаты контроля и опытных данных варьируются слабо и находятся примерно на одном уровне. Более стремительный рост семян овса можно отметить в чашках, где присутствовал экстракт торфа. Следует также отметить, что проростки овса в данных чашках Петри отличаются большей толщиной по сравнению с другими проростками. Доля проросших семян на нативном экстракте относительно контрольного проращивания составила 93 %; на смеси 50 % бурового шлама и 50 % песка – 107 %; 50 % бурового шлама и 50 % торфа – 106 %; 34 % бурового шлама, 33 % торфа и 33 % песка – 97 %. Заметного угнетающего влияния на проращивание семян овса не выявлено вне зависимости от применяемого экстракта технозема.

Контрольные результаты измерений, полученные на 7 сут эксперимента (рис. 1), показывают, что максимальная длина корней наблюдается у

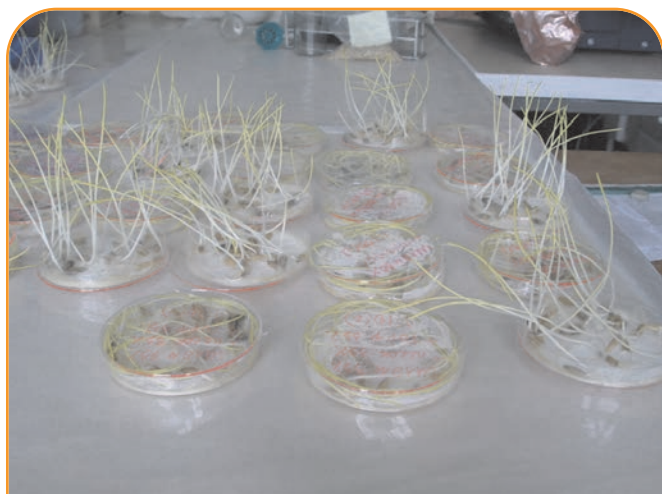


Рис. 1. Результаты эксперимента по проращиванию овса, полученные на 7 сут

проростков овса на экстракте смеси из 50 % бурового шлама и 50 % торфа – 121 % относительно контрольных показателей, на нативном экстракте достигнут худший результат – 97 %. Длина корней проростков на экстракте из 50 % бурового шлама и 50 % песка составила 50–112 %; 34 % бурового шлама, 33 % торфа и 33 % песка – 106 % относительно контрольных показателей.

Важно отметить, что при разведении 1:50 нативный экстракт вызывает «эффект торможения» проростков, а средняя длина корней снижается до 70 % относительно контрольного показателя (рис. 2).

Фитотоксический эффект оценивается путем сопоставления показателей тест-функции L_{cp} контрольных $L_{cp.к}$ и опытных $L_{cp.оп}$ семян

$$L_{cp} = \frac{\sum L_i}{n}, \quad (1)$$

где L_i – длина максимального корня каждого семени, мм; n – общее число семян, используемых в опыте.

Согласно экспериментальным данным исследуемый отход не оказывает неблагоприятного воздействия, так как $L_{cp.оп} \geq L_{cp.к}$.

Эффект торможения (фитоэффект) определяется по формуле

$$E_T = \frac{L_{cp.к} - L_{cp.оп}}{L_{cp.к}} \cdot 100 \%. \quad (2)$$

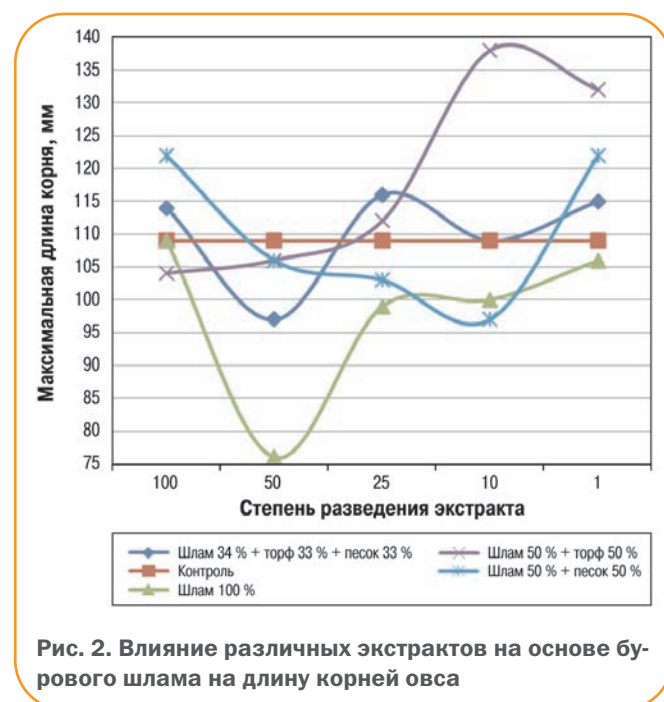


Рис. 2. Влияние различных экстрактов на основе бурового шлама на длину корней овса

Фитотоксическое действие считается доказанным, если $E_T \geq 20\%$. В ходе проведения эксперимента 30%-ный фитоэффект был зафиксирован лишь в одном случае при воздействии 100%-ного экстракта бурового шлама. В остальных случаях $E_T < 20\%$.

Класс опасности отхода устанавливается по величине ER_5 – разведение экстракта, вызывающего фитоэффект $E_T = 50\%$. Если токсический эффект зафиксирован только при действии нативного экстракта, а его разведения индифферентны по отношению к семенам, то отходу автоматически присваивается IV класс опасности.

Выводы

1. Повышенная щелочность бурового шлама относительно фоновых показателей определяет необходимость внесения торфа при осуществлении рекультивационных работ.

2. В ходе проведения «фитотеста» установлено, что обработка семян овса экстрактом смеси 50 % шлама бурового и 50 % торфа дает максимальный рост корней. Усредненной пробе бурового шлама БШ-1 присвоен IV класс опасности, так как «эффект торможения» зафиксирован только при действии нативного экстракта, а его разведения проявляют индифферентность относительно семян. Заметного угнетающего эффекта на прорастание семян овса не выявлено вне зависимости от применяемого экстракта технозема.

3. Смесь 50 % бурового шлама и 50 % торфа при рекультивации даст максимальный положительный эффект относительно других тестируемых смесей технозема, вызывая «закисление» щелочной среды нефтезагрязненного участка.

4. Для подбора наиболее эффективной смеси технического грунта на основе бурового шлама с целью использования при рекультивации нефтезагрязненных земель необходимо провести дополнительные исследования, а также получить семена овса от проростков, обработанных смесями технозема, и установить процент их всхожести.

Список литературы

1. ERCB Directive 050: Drilling Waste Management (May 2012), Alberta Energy Regulator (AER), Canada.
2. Васильев А.В., Заболотских В.В. Экологический мониторинг токсичности почв, загрязненных нефтепродуктами, с использованием методов биотестирования // Труды IX международной научно-практической конференции «Ашировские чтения». – Самара: Самарский государственный технический университет, 2012.
3. Биотестирование в решении экологических проблем. Сборник научных работ / под ред. Скарлато О.А. – СПб.: Рос. АН, 1991.
4. Малышкин М.М., Крыса В.В. Методика определения класса опасности соленых буровых шламов // Доклады интернет-конференции «Экологические проблемы минерально-сырьевого комплекса», СПб, 2012.
5. Амосова А.А., Мухутдинова Г.Р. Усовершенствование методики фитотестирования различных загрязнителей окружающей среды. Ашировские чтения // В сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том 2. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. – 408 с.

References

1. ERCB directive 050: Drilling waste management (May 2012), Alberta Energy Regulator (AER), Canada.
2. Vasil'ev A.V., Zabolotskikh V.V., *Proceedings of IX International scientific and practical conference "Ashirovskie chteniya"*, Samara: Publ. of Samara State Technical University, 2012.
3. *Collected papers "Biotestirovanie v reshenii ekologicheskikh problem"* (Biotesting in environmental issues): edited by Skarlato O.A. – St. Petersburg: Publ. of Ros. AN, 1991.
4. Malyshkin M.M., Krysa V.V., *Proceedings of Internet Conference "Ekologicheskie problemy mineral'no-syr'evogo kompleksa"* (Ecological problems of the mineral resource complex), St. Petersburg, 2012.
5. Amosova A.A., Mukhutdinova G.R., *Proceedings of XI International scientific and practical conference "Ashirovskie chteniya"*, Part 2, Samara: Publ. of Samara State Technical University, 2014.

Опыт применения технологии утилизации отходов бурения на основе углесодержащего сорбента-деструктора на объектах ОАО «Самаранефтегаз»

**А.С. Нечаев, М.С. Рагузин, Д.Ю. Зацепин (ОАО «Самаранефтегаз»),
Э.О. Тимашев, к.т.н., С.П. Кулешов, д.х.н. (ООО «СамараНИПИнефть»),
В.А. Докичев, д.х.н. (ИОХ УНЦ РАН)**

Ключевые слова: буровой шлам, экологическая безопасность, строительство скважин, отходы бурения, сорбент-деструктор, грунт искусственный.

Key words: drilling cuttings, ecological safety, construction of wells, drilling waste sorbent-destructor, soil-artificial.

Адреса для связи: KuleshovSP@samnipineft.ru, NechaevAS@samng.ru

Введение

Одним из факторов, формирующих неблагоприятную экологическую обстановку при строительстве нефтяных скважин, является образование значительных объемов жидких и твердых отходов бурения IV-V классов опасности. Эти отходы, состоящие из веществ природного (минералы породы) и техногенного (бентонит, барит, полиакриламид и др.) происхождения, при контакте с окружающей средой способны оказывать негативное влияние на установившееся природное равновесие локальных био- и агроценозов с непредсказуемым поведением этих комплексов в последующем [1].

С целью минимизации экологических рисков процесс строительства скважин включает этап утилизации отходов бурения с использованием следующих основных технологий: капсулирование, термическая обработка, биодеструкция, инъекция и переработка в рыночный продукт [2-4]. Существующая схема обращения с содержимым шламовых амбаров после завершения бурения на объектах ОАО «Самаранефтегаз» предусматривает применение технологии отверждения цементом (ОЦ). Эта технология предполагает откачку и вывоз жидкой фазы с последующим капсулиро-

ванием (связывание) бурового шлама с помощью цемента с захоронением непосредственно в буровом амбаре. Необходимым условием применения технологии является наличие лицензии на деятельность по обезвреживанию и размещению отходов I-IV классов опасности и лимитов на их размещение.

Технология ОЦ не предполагает значительных капитальных вложений и операционных затрат, использования специального оборудования, материалов и сложных технологических операций и до настоящего времени успешно применяется на объектах ОАО «Самаранефтегаз» и других дочерних обществ ОАО «НК «Роснефть». Вместе с тем обязательность получения положительного заключения государственной экологической экспертизы для использования технологии ОЦ обуславливает увеличение операционных затрат (от 250 тыс. руб. и более) и сроков строительства скважин (до 6 мес) в соответствии с установленной процедурой. С учетом вышеизложенного внедрение экономически целесообразной и эффективной технологии утилизации отходов бурения в ОАО «Самаранефтегаз» является актуальной задачей.

Технология утилизации отходов бурения на основе углесодержащего сорбента-деструктора

Специалистами ОАО «Самаранефтегаз» и ООО «СамараНИПИнефть» при поддержке учреждений РАН была разработана новая технология утилизации отходов бурения на основе углесодержащего сорбента-деструктора (УСД) [5]. На данную технологию получено положительное заключение государственной экологической экспертизы. Права интеллектуальной собственности на нее принадлежат ОАО «Самаранефтегаз» (заявка на получение патента на изобретение №2014111363/13(017960)).

Технология на основе УСД предполагает использование (переработку) бурового шлама (БШ) для получения нового продукта – искусственного грунта (ТУ 2160-002-13276131-2013). Данный продукт применяется в качестве основания для размещения плодородного слоя на этапе биологической рекультивации земель, а также на производственных и вспомогательных объектах нефтяных месторождений для засыпки амбаров, траншей и проведения других видов работ, где традиционно используются природные грунты.

Предлагаемая технология основана на перемешивании 44 объемных частей бурового шлама с природным песком по ГОСТ 8736 (22 объемные части), фосфогипсом по ТУ 113-08-418-94 (три объемные части) и сорбентом-деструктором (одна объемная часть). Ключевым элементом технологии является применение сорбента-деструктора, обладающего уникальными сорбционными свойствами в сочетании со свойствами инкубатора для консорциума микроорганизмов. Так, сорбционная емкость сорбента для нефти изменяется от 2,04 до 2,18 кг/кг при плотности нефти 851-890 кг/м³. Эксперименты по биодеструкции нефтезагрязненного грунта без сорбента-деструктора и в его присутствии показали, что степень разложения углеводородов нефти в опытах с применением сорбента-деструктора (температура $T=20$ °С, увлажнение 60 % общей влагоемкости, выдержка 45 сут) на 33,1 % выше при начальном содержании нефти 10 % и на 38,65 % – при начальном содержании нефти 20 %. Установлено, что количество микроорганизмов за период деструкции возрастает в 500-1000 раз в присутствии сорбента-деструктора по сравнению с контрольным опытом.

В основу технологии получения искусственного грунта заложены следующие процессы:

- механическое смешивание отходов бурения с природным песком, приводящее к улучшению физико-химических свойств и структурообразованию, а также к уменьшению содержания солей различных металлов за счет снижения их концентрации;
- механическое смешивание отходов бурения с фосфогипсом для коагуляции и структурообразования, нейтрализации щелочности и улучшения агрохимических характеристик [6];
- механическое смешивание отходов бурения с сорбентом-деструктором для сорбции загрязняющих веществ и биодеструкции нефтешлама;
- биодеструкция нефтешламовых компонентов с использованием биомассы консорциума естественных (природных) нефтеокисляющих микроорганизмов (бактерий, грибов), являющихся характерными для данного региона аэробами.

Результаты опытно-промышленных испытаний

Для определения работоспособности и подтверждения заявленной технологической и экономической эффективности было принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний (ОПИ) технологии в условиях Самарской области. Работы проводились в соответствии с требованиями государственных стандартов и нормативных документов Российской Федерации.

Испытания технологии выполнялись в буровом амбаре скважины Волчьего месторождения, расположенной на территории муниципального района Шенталинский в границах СПК «Багана». Основные среднегодовые природно-климатические характеристики района следующие: температура – 3,6 °С; температура поверхности почвы на глубине 0,2 м – 7,7 °С; относительная влажность воздуха 72 %; количество осадков – 508 мм; скорость ветра – 3,8 м/с. Параметры бурового амбара скважины Волчьего месторождения: объем шламового амбара – 2542,68 м³, выбуренной породы – 221,04 м³, отработанного бурового раствора – 322,53 м³, буровых сточных вод – 645,06 м³, дождевых (талых) вод – 1122,9 м³.

При бурении скважины применяли раствор на основе пресной воды, содержащий бентонит, соду кальцинированную, мел природный обогащен-

ный марки ММС-2 – утяжелитель, реагент крахмальный «Амилор Р122» – понизитель фильтрации, натрий КМЦ – понизитель фильтрации, загуститель, пеногаситель РЕАПЕН 1408, смазочную добавку.

Физико-химические показатели отходов бурения до/после применения технологии утилизации приведены ниже.

Содержание нефтепродуктов, мг/кг (ПНД Ф 16.1:2.2.22-98).....	5400/33,4
рН водный (ГОСТ 26483-85).....	7,0/7,11-8,0
Класс токсичности (ГОСТ 12.1.007.76)	IV/V
Уровень радиации, мкР/ч (ГОСТ 27451-87).....	5–10/5–10
Содержание кислоторастворимой формы металлов, мг/кг (ГН 2.1.7.2511-09):	
Mn	370/39
Cu	93/11
Pb.....	21/01

Использование (переработка) отходов бурения с целью получения искусственного грунта осуществляется в три этапа – подготовительный, технический и биологический – на основе традиционной спецтехники: бульдозера, экскаватора.

Подготовительный этап. На данном этапе оцениваются категория земель, в границах которых находится участок, геометрические характеристики шламового амбара, места подъезда техники, ко-

личественный и качественный состав бурового шлама, необходимый объем смеси природного песка, фосфогипса и сорбента, объем грунта для формирования корнеобитаемого слоя для посадки высших растений, применяемого на биологическом этапе рекультивации.

При проведении ОПИ для приготовления смеси ингредиентов внутри буровой площадки была подготовлена отдельная площадка с обваловкой по периметру, предназначенная для дальнейшего их перемешивания. Размер площадки определяется количеством БШ и ингредиентов. Отметим, что не исключается перемешивание ингредиентов непосредственно в буровом амбаре. Подготовительные работы проводили в течение 2 сут.

Технический этап. На этом этапе проводятся частичный или полный вывоз жидкой фазы и переработка бурового шлама в искусственный грунт путем перемешивания с ингредиентами (в нашем случае вне амбара). БШ извлекали из амбара (рис. 1), размещали на подготовленном участке, где перемешивали с песком, фосфогипсом и сорбентом-деструктором (рис. 2) на всю глубину залегания бурового шлама.

Для приготовления искусственного грунта из БШ, извлеченного из амбара, было израсходовано 100 м³ песка, 17,5 т фосфогипса и 7,5 т углеродсодержащего сорбента-модификатора. Далее полученная смесь ингредиентов была перемещена в амбар (рис. 3, 4). Работы по вывозу жидкой фазы, перемешиванию ингредиентов, а также загрузка полученной смеси в амбар проводились в течение 3 сут.



Рис. 1. Извлечение БШ из амбара



Рис. 2. Перемешивание БШ с песком, фосфогипсом и сорбентом



Рис. 3. Смесь БШ, песка, фосфогипса и сорбента



Рис. 4. Заполнение амбара смесью БШ, песка, фосфогипса и сорбента

Рекультивация территории бурового амбара.

После заполнения бурового амбара обезвреженной композицией бурового шлама, песка, фосфогипса и сорбента над амбаром был выполнен глиняный экран из извлеченного при его строительстве грунта. Поверх глиняного экрана был нанесен плодородный слой почвы и посеяны многолетние травянистые растения. Посадка травянистой растительности на земельном участке с буровым шламовым амбаром после проведения технического этапа рекультивации проводится для закрепления его поверхности. В качестве многолетних трав целесообразно использовать смесь различных по биологическим характеристикам трав для обеспечения более надежного и долговечного закрепления площадки. Работы по рекультивации территории бурового амбара выполнялись в течение 1 сут.

Стоимость утилизации 1 м³ отходов бурения по технологии на основе УСД зависит от количества используемого сорбента-деструктора и при определенных условиях (содержание углеводов нефти менее 50 г/кг) сопоставима со стоимостью технологии ОЦ. При содержании углеводов нефти 250 г/кг и более необходимое количество сорбента-деструктора увеличивается в 2 раза.

По окончании периода (согласно технологическому регламенту 20-30 сут при температуре

25 °С), необходимого для протекания процессов обезвреживания (химического и биологического) и формирования искусственного грунта (ТУ 2160-002-13276131-2013) с территории рекультивированного амбара были отобраны пробы грунта для проведения биотестирования и комплексного агрохимического анализа. Отбор проб осуществлялся независимыми аттестованными лабораториями в соответствии с методическими рекомендациями ПНД Ф 12.1:2.2:2.3.2-03.

По результатам биотестирования проб, отобранных 15.08.13 г., грунт с территории рекультивированного амбара был отнесен к V классу опасности по ГОСТ 12.1.007.76 (см. таблицу). Содержание нефтепродуктов в отобранной пробе составило 74 мг/кг.

Согласно результатам комплексного агрохимического анализа проб, отобранных 22.08.13 г., были сделаны следующие заключения:

- 1) содержание органического вещества – от малого до среднего (мало- и среднегумусные);
- 2) содержание подвижного фосфора – от очень низкого до низкого;
- 3) содержание обменного калия – от низкого до повышенного;
- 4) содержание легкогидролизуемого азота – от среднего до повышенного;

Дата биотестирования	Тестируемая проба	Методика определения	Продолжительность наблюдения, ч	Оценка тестируемой пробы
16.08.13-19.08.13	Водоросли <i>Scenedesmus Quadricauda</i>	ФР.1.39.2007.03223	72	Степень ингибирования – 14,6 % (кратность разведения водной вытяжки – без разведения)
16.08.13-20.08.13	Дафнии <i>Daphnia magna</i>	ФР.1.39.2007.03222	96	Смертность – 0 (кратность разведения водной вытяжки – без разведения)

5) рН не превышает критического значения 8,5 и находится в пределах 7,11-8,0, среда слабкокислая;

6) загрязнения тяжелыми металлами и токсичными солями нет;

7) загрязнения нефтепродуктами нет (содержание нефтепродуктов в пробах составило 33,4 мг/кг);

8) содержание радионуклидов не превышает фоновых значений.

Различие в содержании нефтепродуктов в пробах, отобранных 15.08.13 г. и 22.08.13 г., косвенно подтверждает протекание процессов биоремедиации. Дальнейший контроль объектов утилизации по технологии на основе УСД будет осуществляться с использованием режимно-наблюдательной сети мониторинга качества окружающей среды.

Заключение

Опытно-промышленные испытания технологии на основе УСД на Волчьем месторождении показали, что предлагаемый способ позволяет использовать БШ для переработки в искусственный грунт (ТУ 2160-002-13276131-2013) при максимальном экологическом соответствии нормам воздействия на окружающую среду. Полный цикл переработки отхода в грунт длится от 20 до 30 сут при температуре 25 °С, желательная влажность составляет не менее 50-60 % общей влагоемкости искусственного грунта.

Способ не предполагает прохождения экологической экспертизы объекта строительства (бурового амбара), а его себестоимость при содержании углеродов нефти менее 50 г/кг сопоставима с затратами на технологию ОЦ.

Список литературы

1. Пат. 2093478 РФ: МПК C02F3/34, B09C1/10, C12N1/20, C12N1/20, C12R1:01, C12R1:40, C12R1:125, B09C101:00. Способ очистки воды и почвы от нефти, нефтепродуктов и полимерных добавок в буровой раствор / Г.Г. Ягафарова, Э.М. Гатауллина, М.Р. Мавлютов, В.Б. Барахнина, А.И. Спивак, М.Ю. Абызгильдина; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный нефтяной технический ун-т; Г.Г. Ягафарова (RU). – № 95100110/13; заявл. 05.01.95; опубл. 20.10.97.

2. Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 1.

3. Король В.В., Позднышев Г.Н., Манырин В.Н. Утилизация отходов бурения скважин // Экология и промышленность России. – 2005. – №1. – С. 40-42.

4. Пат. 2413835 РФ: МПК E21B21/06. Способ утилизации отходов бурения / Г.Г. Ягафарова, Д.В. Рахматуллин, И.Р. Ягафаров, А.В. Московец, А.В. Сафаров; заявитель и патентообладатель «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2009137943/03; заявл. 13.10.09; опубл. 10.03.11.

5. Получение и применение сорбента-деструктора СД-1/Р.Н. Бахтизин, А.С. Нечаев, С.Н. Греков [и др.] // Тезисы докладов 4 Всероссийской научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромышленной химии», 27-28.05.14, Уфа. – С. 40.

6. Фосфогипс и его использование / В.В. Иваницкий, П.В. Класен, А.А. Новиков [и др.]. – М.: Химия, 1990. – 224 с.

References

1. Patent no. 2093478 RF, MPK C02F3/34, B09C1/10, C12N1/20, C12N1/20, C12R1:01, C12R1:40, C12R1:125, B09C101:00, *Method of water and soil treatment from oil, petroleum products and polymeric additions in drilling fluid*, Inventors: Yagafarova G.G., Gataullina E.M., Mavlyutov M.R., Barakhnina V.B., Spivak A.I., Abyzgil'dina M.Yu.

2. Yagafarova G.G., Barakhnina V.B., *Neftegazovoe delo – Oil&Gas Business*, 2006, no. 1.

3. Korol' V.V., Pozdnyshev G.N., Manyrin V.N., *Ekologiya i promyshlennost' Rossii*, 2005, no. 1, pp. 40-42.

4. Patent no. 2413835 RF, MPK E21B21/06, *Procedure for utilisation of drilling waste*, Inventors: Yagafarova G.G., Rakhmatullin D.V., Yagafarov I.R., Moskovets A.V., Safarov A.V.

5. Bakhtizin R.N., Nechaev A.S., Grekov S.N., Dokichev V.A., Tomilov Yu.V., Nefedov O.M., *Proceedings of All-Russian Scientific and Practical Conference "Prakticheskie aspekty neftepromyslovoy khimii"* (Practical aspects of oilfield chemicals), Ufa 27-28.05.2014, Ufa, p. 40.

6. Ivanitskiy V.V., Klassen P.V., Novikov A.A. et al., *Fosfogips i ego ispol'zovanie* (Phosphogypsum and its usage), Moscow: Khimiya Publ., 1990, 224 p.

Совершенствование дифференциальной релейной защиты силового трансформатора на основе однофазных преобразователей с вращающимся магнитным полем

Р.А. Шестак (ООО «НК «Роснефть»–НТЦ»),
Б.А. Коробейников, д.т.н. (Кубанский гос. технологический университет)

Ключевые слова: дифференциальная релейная защита, преобразователь с вращающимся магнитным полем, насыщение трансформаторов тока, внешнее короткое замыкание, бросок намагничивающего тока.

Key words: differential relay protection, converter with a rotating magnetic field, saturation current transformers, external fault, magnetizing current inrush.

Адрес для связи: rashestak@rn-ntc.ru

Введение

Дифференциальная защита является одним из видов релейной защиты, обладает абсолютной селективностью и быстродействием и применяется при оснащении мощных силовых трансформаторов [1], широко используемых на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. В системах электроснабжения предприятий часто возникают аварийные ситуации, связанные с короткими замыканиями (КЗ) в трансформаторах, что обуславливает необходимость быстрого распознавания КЗ и отключения трансформатора. Кроме того, возникают режимы, связанные со значительным увеличением тока, при которых трансформаторы не должны отключаться: внешнее КЗ, бросок тока намагничивания при включении в режиме холостого хода. Поэтому повышение эффективности распознавания аварийных ситуаций в трансформаторах требует усовершенствования дифференциальной защиты.

Существующие дифференциальные защиты силовых трансформаторов выполняются на электромагнитной, микроэлектронной и микропроцессорной основах. Дифференциальные защиты на электромагнитной основе (РНТ, ДЗТ) имеют следующие недостатки: относительно большое время срабатывания, нечувствительность к витковым замыканиям. Дифференциальные защиты на микроэлектронной основе характеризуются низкой помехоустойчивостью, сложностью конструкции, неремонтопригодностью и низкой надежностью вследствие мно-

гочисленных составных элементов внутри реле, нечувствительностью к витковым замыканиям.

Микропроцессорные дифференциальные защиты в настоящее время наиболее совершенны, но также имеют недостатки: задержка по времени срабатывания при тяжелых внутренних повреждениях, высокая стоимость и проблемы электромагнитной совместимости.

Все перечисленные виды дифференциальной защиты работают ненадежно при тяжелых внешних КЗ вследствие насыщения трансформаторов тока (ТТ).

Влияние перегрузки трансформаторов тока на работу дифференциальной защиты

ТТ могут иметь значительные погрешности в переходных режимах, особенно при наличии апериодических составляющих при КЗ. От точности работы ТТ зависит точность работы дифференциальной защиты [2]. Режим насыщения ТТ зависит от кратности тока КЗ, вторичной нагрузки и остаточной индукции трансформатора.

На рис. 1 показаны: первичный I_1 , приведенный ко вторичной обмотке ТТ, вторичный I_2 и намагничивающий I_{mag} токи, напряжение U и поток Φ ТТ в фазе А – модели, полученные для перегрузки ТТ в режиме внешнего КЗ. Из рис. 1 видно, что влияние апериодической составляющей в первый момент внешнего трехфазного КЗ на вторичный ток трансформатора увеличивает погрешность тока до 60 %. Под действием апериодической составляющей тока

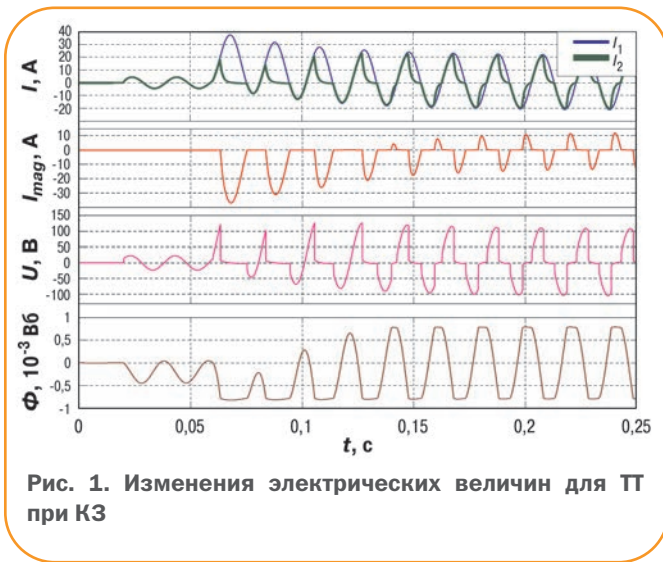


Рис. 1. Изменения электрических величин для ТТ при КЗ

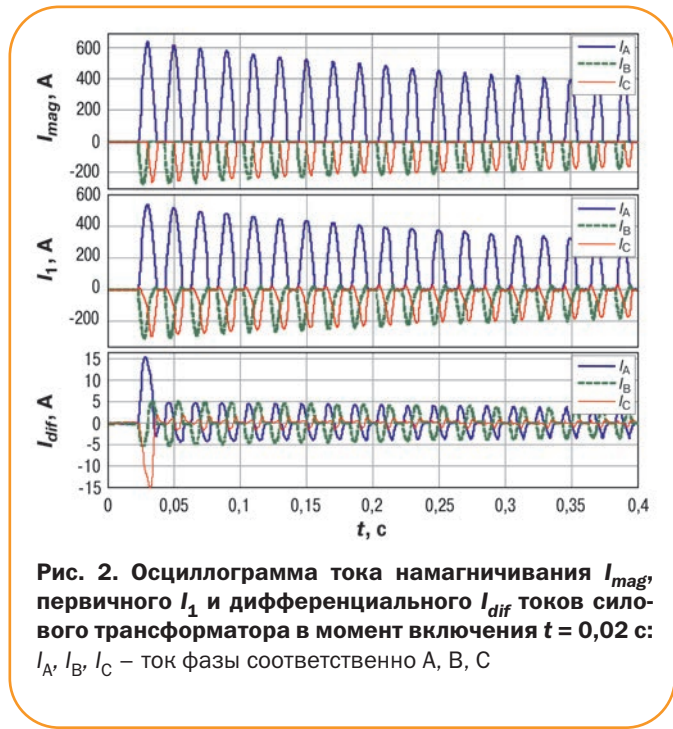


Рис. 2. Осциллограмма тока намагничивания I_{mag} , первичного I_1 и дифференциального I_{dif} токов силового трансформатора в момент включения $t = 0,02$ с: I_A, I_B, I_C – ток фазы соответственно А, В, С

КЗ происходит насыщение сердечника ТТ, благодаря чему увеличивается ток намагничивания. В результате искажается ток, поступающий в дифференциальную защиту трансформатора.

Моделирование броска намагничивающего тока для дифференциальной защиты трансформатора

Броском намагничивающего тока (БНТ) называется резкое увеличение намагничивающего тока силового трансформатора вследствие включения под напряжением или восстановления напряжения после отключения внешнего КЗ, обусловленное возникновением свободной апериодической составляющей в магнитном потоке, приводящей к насыщению магнитопровода [2].

В нормальном режиме намагничивающий ток трансформатора не превышает нескольких процентов номинального [3]. В режиме БНТ он может в 5–7 раз превышать номинальный. При этом дифференциальный ток будет большим, реле может сработать и отключить силовой трансформатор, что недопустимо.

В качестве примера приведем один из режимов включения силового трансформатора при прохождении напряжения сети фазы А через ноль в момент времени 0,02 с (рис. 2). Из осциллограммы видно, что в начале переходного процесса бросок тока намагничивания I_{mag} превышает номинальный в 4,8 раза, что может привести к ложному срабатыванию дифференциальной защиты.

Разложение в ряд Фурье тока намагничивания позволяет выделить в информационный признак вторую гармонику тока, на основе которой блокируется

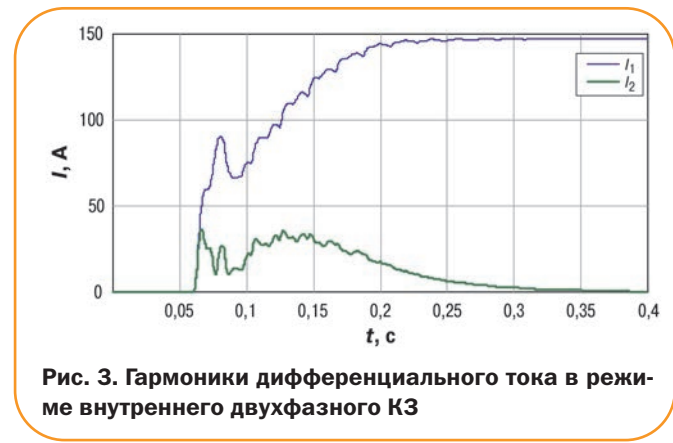


Рис. 3. Гармоники дифференциального тока в режиме внутреннего двухфазного КЗ

срабатывание зарубежных дифференциальных защит (например, терминал SEPAM T87 фирмы Schneider Electric) [4]. Однако при КЗ из-за насыщения сердечников ТТ в начальной стадии переходного процесса также возникает вторая гармоника дифференциального тока (рис. 3), которая приводит к замедленному срабатыванию релейной защиты при использовании современных терминалов на время действия апериодической составляющей тока КЗ.

Влияние внешних коротких замыканий при перегруженных ТТ

При внешних КЗ в переходных режимах ТТ могут насыщаться не одновременно, что увеличивает дифференциальный ток и вероятность ложного срабатывания дифференциальной защиты. На рис. 4 приведена осциллограмма переходного процесса в дифференциальной цепи. В идеальном случае диффе-

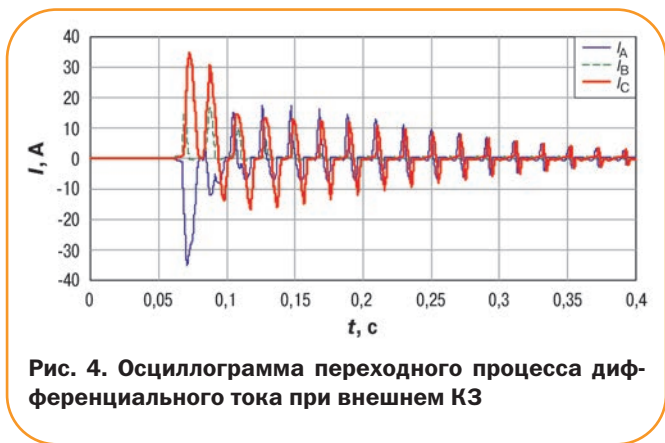


Рис. 4. Осциллограмма переходного процесса дифференциального тока при внешнем КЗ

ренциальный ток должен быть равен нулю. Однако в начальной стадии он значителен, что приводит к отключению трансформатора.

Дифференциальная защита силового трансформатора на основе преобразователей с вращающимся магнитным полем

При круговом вращающемся магнитном поле вектор результирующей магнитной индукции постоянен и вращается с постоянной угловой скоростью [5]. Для возникновения кругового вращающегося поля необходимо выполнение двух условий: 1) оси катушек должны быть сдвинуты в пространстве друг относительно друга на определенный угол (для двухфазной системы – 90°, для трехфазной – 120°); 2) токи, питающие катушки, должны быть сдвинуты по фазе соответственно пространственному смещению катушек.

В преобразователях с вращающимся магнитным полем (ПВМП) взаимно перпендикулярные векторы магнитодвижущих сил обмоток равны. Это достигается определенным соотношением токов в первичных обмотках ПВМП [6]: векторы токов равны, угол между ними составляет 36,9°.

Усовершенствованная дифференциальная защита силового трансформатора на основе ПВМП представлена на рис. 5. Реле состоит из двух ПВМП 1 и 2 с шестифазными вторичными обмотками 3 и 4, соединенными между собой встречно, многофазного выпрямителя 5 и нуля-индикатора 6.

Предлагаемое устройство работает следующим образом. Входы реле образуют входы ПВМП 1 и 2. К реле подводятся две электрически синусоидально изменяющиеся величины \dot{I}_1 и \dot{I}_2 – вторичные токи ТТ, установленные по концам защищаемого силового трансформатора. Область срабатывания реле $\dot{I}_{сраб} \leq |\dot{I}_2 - \dot{I}_1|$. На многофазных вторичных обмот-

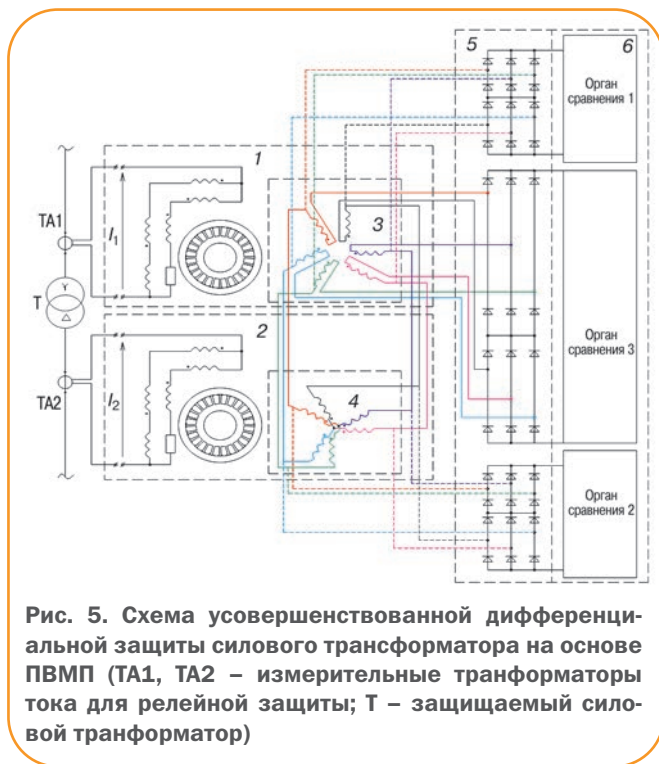


Рис. 5. Схема усовершенствованной дифференциальной защиты силового трансформатора на основе ПВМП (ТА1, ТА2 – измерительные трансформаторы тока для релейной защиты; Т – защищаемый силовой трансформатор)

ках 3 и 4 формируются величины $\dot{E}_1 = \dot{K}_1 \cdot \dot{I}_1$, $\dot{E}_2 = \dot{K}_2 \cdot \dot{I}_2$ (\dot{K}_1, \dot{K}_2 – постоянные комплексные коэффициенты, зависящие от пространственного расположения и выбора необходимого числа витков вторичных многофазных обмоток 3 и 4 преобразователей 1, 2).

Условие срабатывания реле

$$|\dot{E}_2 - \dot{E}_1| \geq \dot{E}_{сраб}$$

Разность величин \dot{E}_2 и \dot{E}_1 , формируемая на электрически соединенных группах многофазных вторичных обмоток 3 и 4, поступает на многофазный выпрямитель 5 и затем сравнивается с индикатором 6.

Для компенсации фазового сдвига вторичных выходных напряжений ПВМП при соединении обмоток силового трансформатора по схеме Y/Δ-11 нужно сдвинуть вторичные обмотки ПВМП 2, расположенные на вторичной стороне защищаемого трансформатора, на 30° относительно вторичных обмоток ПВМП 1. Для выравнивания вторичных выходных напряжений на ПВМП на вторичных обмотках ПВМП 2 устанавливаются отпайки, с помощью которых можно добиться приблизительного равенства вторичных шестифазных напряжений ПВМП 1 и 2. Это позволяет выполнить дифференциальную защиту силового трансформатора с высокой чувствительностью.

Блокировка дифференциальной защиты при внешних КЗ

На рис. 6 приведена структурная схема блокировки дифференциальной защиты при внешних КЗ для сетей с односторонним питанием. Блокировка действует при внешних КЗ по отношению к трансформатору, если вторичные напряжения ПВМП 1 и 2 вместе с дифференциальным вторичным напряжением ПВМП превышают уставку срабатывания для каждой фазы. Следовательно, данная блокировка работает только при внешних КЗ, что позволяет сделать дифференциальную защиту более чувствительной к внутренним повреждениям.



Заключение

Таким образом, разработанная дифференциальная защита силового трансформатора обладает следующими достоинствами.

1. Гальваническая развязка между ТТ и релейной защитой, реализованная благодаря использованию ПВМП.
2. Простое выявление информационного признака – амплитуды дифференциального тока.
3. Компенсация влияния различных соединений первичных и вторичных обмоток силового трансформатора путем соединения вторичных обмоток ПВМП.
4. Достижение равенства выходных напряжений с ПВМП между обмотками защищаемого трансфор-

матора благодаря наличию отпаек на вторичных обмотках ПВМП.

5. Работа при значительных искажениях сигнала от ТТ.

6. Блокировка против ложного срабатывания дифференциальной защиты при внешних КЗ.

7. Высокая электромагнитная совместимость благодаря использованию ПВМП.

В настоящее время разрабатывается блокировка от бросков намагничивающего тока с использованием ПВМП.

Список литературы

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электропитания: Учебник для вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2006. – 639 с.
2. Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энерго-атомиздат, 1989. – 240 с.
3. Дроздов А.Д., Засыпкин А.С., Кузнецов С.Л. Электрические цепи с ферромагнитными элементами в релейной защите. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 256 с.
4. Александров А.М. Методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов (Sepam T87) – СПб.:Техническая коллекция «Schneider Electric», 2007. – 16 с.
5. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. – М.: Высшая школа, 1996. – 638 с.
6. Пат. №2333562 РФ. Однофазный трансформатор вращающегося поля/Б.А. Коробейников, Д.И.Сидоров. – №2333562; заявл. 04.06.2007; опубл. 10.09.2008.

References

1. Andreev V.A., *Releynaya zashchita i avtomatika sistem elektrosnabzheniya: Uchebnyk dlya vuzov* (Relay protection and automation of power supply systems: Textbook for universities), Moscow: Vysshaya shkola Publ., 2006, 639 p.
2. Zasyupkin A.S., *Releynaya zashchita transformatorov* (Relay protection transformers), Moscow: Energoatomizdat Publ., 1989, 240 p.
3. Drozdov A.D., Zasyupkin A.S., Kuzhikov S.L., *Elektricheskie tsepi s ferromagnitnymi elementami v releynoy zashchite* (Electrical circuits with ferromagnetic elements in relay protection), Moscow: Energoatomizdat Publ., 1986, 256 p.
4. Aleksandrov A.M., *Metodika rascheta ustavok differentsial'noy zashchity transformatorov* (Sepam T87) (Method to calculation of set point differential transformer protection (Sepam T87)) – Saint-Petersburg: Technical collection of Schneider Electric, 2007, 16 p.
5. Bessonov L.A., *Teoreticheskie osnovy elektrotekhniki. Elektricheskie tsepi* (Theoretical foundations of electrical engineering. Electrical circuit), Moscow: Vysshaya shkola Publ., 1996, 638 p.
6. Patent no. 2333562 RF, *Single-phase transformer with rotating magnetic field*, Inventors: Korobeynikov B.A., Sidorov D.I.

Улучшение качества электрической энергии в сетях нефтеперерабатывающих предприятий

Д.А. Скакунов, к.т.н. (ОАО «АНПЗ ВНК»),
В.П. Довгун, д.т.н., Э.А. Петровский, д.т.н.,
Д.Э. Егоров, А.Е. Рупшис, Ф.А. Бурюкин, к.х.н.
(ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»)

Ключевые слова: нелинейная нагрузка, пассивные фильтрокомпенсирующие устройства, компенсация реактивной мощности.
Key words: nonlinear load, passive power filters, reactive power compensation.

Адрес для связи: FBuryukin@sfu-kras.ru

Введение

Эффективность функционирования нефтеперерабатывающих предприятий (НПП) в значительной степени определяется надежностью и экономичностью работы системы электроснабжения. Обеспечение качества электроэнергии является актуальной задачей, решение которой позволит уменьшить потери и даст возможность системам электроснабжения НПП надежно функционировать [1-3].

Одним из основных направлений рационального использования электроэнергии на предприятиях нефтедобывающего комплекса является применение систем регулируемого электропривода. Источниками питания таких систем служат многофазные вентильные преобразователи, характеризующиеся большой индуктивностью со стороны постоянного напряжения. Мощность преобразователей составляет от единиц до сотен киловатт.

Широкое внедрение вентильных преобразователей и частотно-регулируемых электроприводов в сетях НПП приводит к значительному искажению формы кривых токов и напряжений. Согласно результатам исследований [4, 5] коэффициент искажения синусоидальной формы кривой тока в распределительных сетях НПП может достигать 60 % (доминирующими являются 5, 7, 11 и 13 гармоники), что негативно влияет на функционирование систем электроснабжения.

Для компенсации реактивной мощности на НПП используются конденсаторные батареи (КБ)

напряжением 0,4 и 6 кВ, подключаемые к трансформаторам распределительных подстанций. Исследование режимов работы конденсаторных установок показало значительную перегрузку КБ по току, вызванную резонансными режимами в параллельных колебательных контурах, образуемых конденсаторами и индуктивными сопротивлениями трансформаторов. Согласно работе [5] резонансные частоты таких контуров находятся в диапазоне 245-370 Гц, что усиливает 5-ю (250 Гц) и 7-ю (350 Гц) гармоники.

Анализ аварийности конденсаторных установок [4] показал, что коэффициент искажения синусоидальной формы кривой тока, превышающий 10 %, приводит к резкому увеличению числа вышедших из строя установок за счет термических разрушений, вызванных токами высших гармоник. Таким образом, при широком внедрении систем регулируемого электропривода использование конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности оказывается неэффективным.

Для снижения отрицательного влияния преобразователей на сеть целесообразно использовать пассивные фильтры гармоник. В простейшем случае пассивный фильтр гармоник представляет собой последовательный резонансный контур, настроенный в резонанс с частотой гармоники тока. Подавление нескольких гармоник обеспечивается с помощью параллельного соединения нескольких резонансных контуров, настроенных на частоты отдель-



ных гармоник (см. рисунок).

Пассивные фильтры одновременно подавляют высшие гармоники и компенсируют реактивную мощность на частоте основной гармоники, поэтому их точнее называть фильтрокомпенсирующими устройствами (ФКУ).

Существующие методы проектирования пассивных ФКУ заключаются в расчете параметров последовательных резонансных контуров, образующих ФКУ [1, 2]. Методы позволяют контролировать частотные характеристики только на частотах резонансов отдельных ветвей. Однако составной фильтр, состоящий из нескольких контуров – это сложная резонансная система, в которой необходимо учитывать взаимное влияние ветвей фильтра и питающей сети, поскольку отдельные ветви фильтра образуют параллельные колебательные контуры с индуктивностью сети.

Спектр тока идеального вентильного преобразователя содержит только нечетные гармоники. Между тем в реальных условиях спектры токов вентильных преобразователей включают и неканонические или аномальные четные гармоники. Причинами возникновения неканонических гармоник могут быть колебания и несимметрия напряжений сети, разброс параметров нелинейных нагрузок и др. [1, 6, 7]. Согласно оценкам, приведенным в работе [1], уровень 4-й гармоники может достигать 5 % тока 1-й гармоники. Если частота резонанса токов системы фильтр – внешняя сеть совпадает или близка к частоте одной из таких гармоник, то амплитуда последней может возрасти в несколько раз. Для предприятий нефтяной отрасли ухудшение качества электроэнергии, вызванное резонансным усилением неканонических гармоник, является серьезной проблемой [6, 7].

Таким образом, для систем регулируемого электропривода необходимы ФКУ, обеспечивающие ослабление наиболее мощных нечетных гармоник и в то же время исключают резонансное усиление

неканонических четных гармоник. Задачу проектирования таких устройств решают обычно методом проб и ошибок, рассматривая несколько вариантов фильтров. Однако такой метод расчета требует значительного времени и не всегда позволяет получить желаемый результат.

Метод расчета пассивных ФКУ, дающий возможность контролировать частотную характеристику входного сопротивления фильтра, предложен в статье [8]. В этой работе показано, что частоты параллельных резонансов системы фильтр – внешняя сеть можно варьировать, изменяя расположение полюсов функции операторного входного сопротивления фильтра. Однако зависимость частотных характеристик ФКУ от параметров сопротивления $Z_{\phi}(s)$ имеет нелинейный характер. Поэтому целесообразно применять методы оптимизации. Оптимальное проектирование ФКУ заключается в определении параметров фильтра минимального порядка, обеспечивающего ослабление высших гармоник и генерирующего заданную реактивную мощность.

В настоящей статье рассмотрен метод оптимального проектирования пассивных ФКУ для систем регулируемого электропривода. Он основан на минимизации целевой функции среди параметров операторного входного сопротивления фильтра. Варьируемыми параметрами являются полюсы, нули и коэффициент нормирования операторного сопротивления. Критерием, характеризующим качество работы ФКУ, является коэффициент мощности в точке общего присоединения ФКУ и нелинейной нагрузки.

Предлагаемая процедура проектирования фильтра включает два этапа. На первом этапе с помощью методов оптимизации определяются параметры сопротивления фильтра минимального порядка, обеспечивающего требуемую реактивную мощность и ослабление гармонических искажений в сети. На втором этапе осуществляется расчет элементов фильтра.

Расчет пассивных фильтрокомпенсирующих устройств

Пассивный фильтр гармоник представляет собой LC-двухполюсник, операторное входное сопротивление которого определяется выражением

$$Z_{\phi}(s) = H \frac{\prod_{i=1}^n (s^2 + \omega_{zi}^2)}{\prod_{j=1}^n (s^2 + \omega_{pj}^2)} = H \frac{N(s)}{D(s)}, \quad (1)$$

где s – комплексная частотная переменная; ω_{zi}, ω_{pi} – соответственно нули и полюсы входной функции; $H = \text{const}$ – коэффициент нормирования.

Входная функция LC-двухполюсника равна отношению четного полинома к нечетному при $\omega_{p1}=0$ или отношению нечетного к четному при $\omega_{p1} \neq 0$. В дальнейшем будем полагать, что полюс $\omega_{p1}=0$.

Синтез силового пассивного фильтра заключается в разложении сопротивления или проводимости двухполюсника, реализующего фильтр, на сумму элементарных слагаемых [8]. Каждое слагаемое реализуется последовательным или параллельным колебательным контуром.

Представим проводимость $Y(s)$ в виде суммы слагаемых

$$Y(s) = \frac{1}{H} \sum_{i=1}^n \frac{k_i s}{s^2 + \omega_i^2}, \quad (3)$$

$$\text{где } k_i = \left(s^2 + \omega_{zi}^2 \right) \frac{Y(s)}{s} \Big|_{s^2 = -\omega_{zi}^2}.$$

Формуле (3) соответствует структура, образованная параллельным соединением последовательных колебательных контуров, имеющих резонансные частоты ω_{zi} (см. рисунок).

Значения элементов i -го колебательного контура находятся с помощью соотношений

$$L_i = \frac{1}{k_i}; \quad C_i = \frac{k_i}{\omega_{zi}^2}. \quad (4)$$

Затем проводится денормирование значений элементов $C_i = C_{i*} / \omega_0$ и $L_i = L_{i*} / \omega_0$. Частоту ω_0 целесообразно выбирать на 3-5 % меньше частоты основной гармоники. Это позволит учесть эффект уменьшения емкости конденсаторов в результате старения.

Оптимизация характеристик фильтра

Оптимизация характеристик ФКУ заключается в подборе параметров сопротивления пассивного фильтра, обеспечивающего минимум целевой функции

$$\Phi = w_1 \Phi_1 + w_2 \Phi_2, \quad (5)$$

при выполнении ограничений на расположение полюсов

$$\omega_{pi} < \omega_{zi} < \omega_{p(i+1)}, \quad i = 1, 2, \dots, n,$$

где w_1, w_2 – весовые коэффициенты, учитывающие важность отдельных критериев, образующих целевую функцию; $\Phi_1 = \frac{(Q_0 - Q_{ky})^2}{S_n^2}$ – критерий,

определяющий реактивную мощность ФКУ;

$Q_0 = P_n (\text{tg}\varphi_n - \text{tg}\varphi_{эс})$ – реактивная мощность, которую необходимо компенсировать в точке общего присоединения ФКУ и нелинейной нагрузки; P_n – активная мощность нагрузки, $\text{tg}\varphi_n, \text{tg}\varphi_{эс}$ – коэффициент реактивной мощности соответственно нагрузки и задаваемый энергосистемой; Q_{ky} – мощность, генерируемая ФКУ на частоте основной гармоники;

S_n – полная мощность нагрузки; $\Phi_2 = (k_{rU})^2 + (k_{rI})^2$, – критерий, определяющий селективные свойства проектируемого фильтра; k_{rU}, k_{rI} – коэффициент гармонической составляющей соответственно по току и напряжению.

Во многих случаях искажение формы кривой напряжения невелико, и функцию Φ_2 можно упростить: $\Phi_2 = (k_{rI})^2$.

Расчет ФКУ выполняется в следующем порядке.

1. Определяется спектральный состав несинусоидальных токов и напряжений, создаваемых нелинейными нагрузками. На основании этой информации устанавливается порядок фильтра и частоты нулей входного сопротивления ФКУ. В первоначальном варианте полюсы $Z_\phi(s)$ можно выбрать совпадающими с частотами четных гармоник. Функция входного сопротивления определяет структуру и порядок проектируемого фильтра. Для проектирования фильтра минимальной стоимости целесообразно рассмотреть несколько функций входного сопротивления возрастающего порядка. В процессе оптимизации выбирается сопротивление минимального порядка, обеспечивающее требуемые параметры качества электрической энергии.

2. Определяется реактивная мощность ФКУ на частоте основной гармоники Q_{ky} .

3. Минимизируется целевая функция Φ с использованием процедуры оптимизации из библиотеки Matlab. В результате определяются параметры входного сопротивления фильтра.

4. Осуществляется синтез реактивного двухполюсника, реализующего сопротивление $Z_\phi(s)$, рассчитываются нормированные значения элементов фильтра C_{i*}, L_{i*} , а затем значения элементов денормируются по отношению к частоте основной гармоники.

Таблица 1

Гармонический состав тока	Ток, А		
	в нагрузке без ФКУ	в КБ	в линии
I_1	404	11,8	418,6
I_4	0,81	0,64	89,2
I_5	40,4	89,2	129,3
I_6	0,81	22,0	22,25
I_7	48,6	186,2	137,9
I_8	0,81	1,87	1,06
I_{10}	0,81	1,27	0,46
I_{11}	24,6	35,1	10,52
I_{12}	0,81	1,08	0,27
I_{13}	16,2	20,6	212
I	413	212	460

Коррекция коэффициента мощности в распределительных сетях нефтеперерабатывающих предприятий

Рассмотрим характеристики компенсирующих устройств, устанавливаемых в сетях электроснабжения НПП. Необходимо разместить компенсирующее устройство на шинах трансформаторной подстанции напряжением до 380 В. Нелинейной нагрузкой являются электроприводы с регулируемой частотой вращения. Гармонический состав тока нагрузки приведен в табл. 1. Спектр тока содержит как нечетные, так и аномальные четные гармоники. Дефицит реактивной мощности для трехфазной сети равен 131 кВар.

Рассмотрим два варианта компенсирующих устройств.

Вариант 1. Для компенсации реактивной мощности в трехфазной сети используется КБ мощностью 131 кВА. Спектральный состав токов в линии КБ приведен в табл. 1.

После установки конденсаторной батареи произошло значительное усиление токов 5-й, 7-й и неканонической 6-й гармоник, вызванное резонансом на частоте 300 Гц, что приводит к двукратной перегрузке КБ по току. Кроме того, искажение токов вызывает искажения напряжения на шинах подстанции, что отрицательно влияет на линейные нагрузки.

Таблица 4

Номер звена	Ток в ветвях фильтра, А										
	I_1	I_4	I_5	I_6	I_7	I_8	I_{10}	I_{11}	I_{12}	I_{13}	I
1	1,95	0,24	33,3	0,27	2,48	0,10	0,14	0,73	0,06	1,35	33,5
2	0,83	0,055	1,01	0,233	36,3	0,207	0,176	0,83	0,06	1,38	36,4
3	0,31	0,015	0,23	0,031	0,71	0,06	0,49	17,9	0,225	3,07	18,0

Таблица 2

Номер звена	Начальное приближение		Оптимизированный вариант	
	L_n , мГн	C_n , мкФ	L_n , мГн	C_n , мкФ
1	8,49	49,00	3,61	115,30
2	2,15	98,8	4,24	50,1
3	2,24	38,4	4,49	19,1
Итого	12,88	186,2	12,34	184,5

Таблица 3

Гармонический состав тока	Ток, А		
	в линии без ФКУ	в линии с ФКУ	Оптимальный вариант
I_1	404	410,2	410,2
I_2	0,808	0,84	0,838
I_4	0,81	1,0	1,1
I_5	40,4	16,08	9,53
I_6	0,808	1,62	0,8
I_7	48,6	7,7	11,2
I_8	0,81	0,51	0,56
I_{10}	0,81	1,87	0,98
I_{11}	24,6	3,32	5,29
I_{12}	0,81	0,35	0,46
I_{13}	16,2	8,5	10,4

Вариант 2. Коррекция коэффициента мощности с помощью пассивного ФКУ, который содержит три контура, настроенных на частоты 5-й, 7-й и 11-й гармоник. Суммарная реактивная мощность, генерируемая звеньями ФКУ, равна 129 кВар. Суммарная емкость конденсаторов пассивного фильтра примерно равна емкости конденсаторной батареи, рассмотренной в первом варианте. Расчет элементов фильтра проведен в соответствии с предложенной методикой. В табл. 2 приведены значения элементов фильтра, выбранного в качестве начального приближения, и оптимизированного варианта.

В табл. 3, 4 приведен гармонический состав токов сети, а также токов отдельных ветвей фильтра. Важно отметить, что использование ФКУ исключило перегрузку конденсаторов по току. Коэффициент искажения синусоидальной формы кривой тока в сети без ФКУ составлял 17,3 %, в КБ – 45,55 %, с ФКУ при начальном приближении – 4,93 %, а после оптимизации – 4,6 %, т.е. уменьшился более чем в 3 раза.

Рассмотренный пример показывает, что в условиях несинусоидальных режимов использование конденсаторных батарей весьма ограничено из-за возможности возникновения резонанса. Значительно больший эффект обеспечивают пассивные фильтрокомпенсирующие устройства. Преимущества пассивных ФКУ перед конденсаторными батареями следующие:

- помимо компенсации реактивной мощности на частоте основной гармоники обеспечение подавления высших гармоник тока в сети;
- уменьшение возможности перегрузки конденсаторов по току;
- примерно одинаковые суммарная емкость конденсаторов ФКУ и емкость конденсаторной батареи.

Следует отметить также, что предложенная методика расчета позволяет исключить усиление неканонических четных гармоник.

Заключение

Предложенный метод оптимального проектирования пассивных ФКУ обеспечивает подавление высших гармоник в спектрах несинусоидальных токов и напряжений, а также компенсацию реактивной мощности на частоте основной гармоники.

Рассмотренный пример показывает, что замена батарей конденсаторов пассивными фильтрами гармоник позволяет исключить перегрузку компенсирующих устройств по току.

Список литературы

1. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 331 с.
2. Управление качеством электроэнергии/ И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др. / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с.
3. Петровский Э.А., Лебедева И., Мельникова Н. Системный анализ и оптимизация затрат на качество // Стандарты и качество. – 2003. – № 9. – С. 78-81.
4. Скакунов Д.А. Методы и средства обеспечения качества электрической энергии в распределительных сетях 0.4-6 кВ Ачинско-

го НПЗ // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2012. – № 7. – С. 37-42.

5. Изучение электромагнитной совместимости конденсаторных установок в системе электроснабжения ОАО «Ачинский НПЗ ВНК» при наличии высших гармоник / В.А. Павлов, О.А. Дружинин, Д.А. Скакунов, В.П. Твердохлебов, Ф.А. Бурюкин // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2011. – № 1. – С. 29-31.

6. Wu C.-J., Chiang Shin-Shong Yen, Ching-Jing Liao. Investigation and mitigation of harmonic amplification problems caused by single-tuned filters // IEEE transactions on power delivery. – 1998. – V. 13. – № 3. – P. 800-806.

7. Merhej S.J., Nichols W.H. Harmonic filtering for the offshore industry // IEEE trans. on industry applications. – 1994. – V. IA-30. – № 3. – P. 533-542.

8. Довгун В.П., Боярская Н.П., Новиков В.В. Синтез пассивных фильтрокомпенсирующих устройств // Изв. вузов. Проблемы энергетики. – 2011. – № 9-10. – С. 31-39.

References

1. Zhezhelenko I.V., *Vysshie garmoniki v sistemakh elektrosnabzheniya prompredpriyatiy* (Higher harmonics in power systems of industrial enterprises), 4th ed., Moscow: Energoatomizdat Publ., 2000, 331 p.
2. Kartashev I.I., Tul'skiy V.N., Shamonov R.G. et al., *Upravlenie kachestvom elektroenergii* (Electric power quality control): edited by Sharov Yu.V., Moscow: Publ. of MEI, 2006, 320 p.
3. Petrovskiy E. A., Lebedeva I., Mel'nikova N., *Standarty i kachestvo*, 2003, no. 9, pp. 78-81.
4. Skakunov D.A., *Mir nefteproduktov. Vestnik neftyanykh kompaniy*, 2012, no. 7, pp. 37-42.
5. Pavlov V.A., Druzhinin O.A., Skakunov D.A., Tverdokhlebov V.P., Buryukin F.A., *Mir nefteproduktov. Vestnik neftyanykh kompaniy*, 2011, no. 1, pp. 29-31.
6. Wu C.-J., Chiang Shin-Shong Yen, Ching-Jing Liao, *Investigation and mitigation of harmonic amplification problems caused by single-tuned filters*, IEEE transactions on power delivery, 1998, V. 13, no. 3, pp. 800-806.
7. Merhej S.J., Nichols W.H., *Harmonic filtering for the offshore industry*, IEEE trans. on industry applications, 1994, V. IA-30, no. 3, pp. 533-542.
8. Dovgun V.P., Boyarskaya N.P., Novikov V.V., *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*, 2011, no. 9-10, pp. 31-39.

Закономерности формирования и каталитические свойства вольфрамированного диоксида циркония в реакции сополимеризации этилена с гексен-1
И.А. Арутюнов, А.В. Кулик, С.Н. Потапова, Д.В. Светиков, О.Л. Иваниско (ООО «Объединенный центр исследований и разработок»)

Исследовано влияние метода приготовления катализатора WO_4^{2-}/ZrO_2 на его каталитические свойства в реакции сополимеризации этилена с гексен-1. Показано, что способ приготовления оксидной фазы циркония существенно влияет на стабилизацию Т-формы ZrO_2 . Рассмотрено влияние способа активации каталитической системы WO_4^{2-}/ZrO_2 (H_2 , ТЭА, СЭАХ) на процесс сополимеризации этилена с гексен-1. Определены качественные показатели и возможные направления использования полученных базовых полиальфаолефиновых масел.

Some principles of formation and catalytic properties of tungstated zirconium dioxide in cooligomerization reaction of ethylene with 1-hexene

I.A. Arutyunov, A.V. Kulik, S.N. Potapova, D.V. Svetikov, O.L. Ivanisko (United Research and Development Centre LLC, RF, Moscow)

The influence of preparation method of catalyst WO_4^{2-}/ZrO_2 on catalytic properties in the cooligomerization ethylene and 1-hexene been studied. It is shown that the method of preparing the zirconium oxide phase significantly affects the stabilization of T-form of ZrO_2 . The additional activation of WO_4^{2-}/ZrO_2 by H_2 , triethylaluminium, and ethylaluminium sesquichloride in cooligomerization of ethylene - hexene-1 was studied. The obtained PAO base oils quality parameters and possible directions of application been determined.

Палеофациальный анализ отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения

С.Л. Белоусов, О.А. Хурамшина, С.В. Шабакова, Е.В. Чернова (ООО «ТННЦ»)

Представлены результаты палеофациального анализа отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения, полученные на основе комплексирования всей имеющейся геолого-геофизической информации (керна, ГИС, сейсмические исследования, региональные закономерности). Создана концептуальная модель отложений тюменской свиты, определены обстановки осадконакопления и выделены фации. Впервые построены детальные палеогеографические карты по пластам ЮК₂₋₉. Результаты палеофациального анализа использованы в дальнейших работах по уточнению геологического строения пластов тюменской свиты (как основа для построения карт эффективных толщин, карт рисков и локализации перспективных зон для постановки разведочного и эксплуатационного бурения).

Paleo-facies analysis of Tyumen suite deposits of Krasnoleninskoye field

S.L. Belousov, O.A. Khuramshina, S.V. Shabakova, E.V. Chernova (TNNC LLC, RF, Tyumen)

The work presents the results of paleo-facies analysis of Tyumen suite deposits of Krasnoleninskoye field, obtained through integration of all the available geological and geophysical information (core, well logs, seismic surveys, regional regularities). Conceptual model of Tyumen suite deposits was created; depositional environment and facies were identified; for the first time detailed paleogeographic maps of JK₂₋₉ formations were built. The results of paleo-facies analysis were used in subsequent work to adjust the geological structure of Tyumen suite formations (as the basis for net pay maps, risk maps and localization of prospective zones for placement of exploration and production wells).

Опыт применения многозабойных скважин для повышения эффективности разработки пласта АВ₁ Советского месторождения

А.В. Бородин, В.В. Максименко (ОАО «ТомскНИПИнефть»), А.И. Тюнкин (ОАО «Томскнефть»), Д.Е. Голубков (ОАО «НК «Роснефть»)

Рассмотрена возможность применения многозабойных скважин как одного из методов повышения эффективности выработки остаточных запасов пласта АВ₁ Советского месторождения. Бурение скважин данного типа является особенно актуальным в свете необходимости снижения капитальных затрат на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки.

Multilateral wells utilization to enhance reservoir performance of AV₁ formation of Sovetskoye oilfield

A.V. Borodin, V.V. Maksimenko (TomskNIPIneft JSC, RF, Tomsk), A.I. Tyunkin, (Tomskneft VNK OJSC, RF, Tomsk), D.E. Golubkov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

This paper considers application of multilateral wells to enhance recovery of remaining reserves from AV₁ formation of Sovetskoye oil field. Drilling wells of this type is particularly effective in the light of the need to reduce CAPEX in mature oilfields.

Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна методом ЯМР

Я.И. Гильманов, Е.Н. Саломатин, М.Ю. Николаев (ООО «ТННЦ»)

Ограниченность возможностей традиционных методов геофизических исследований скважин (ГИС) при изучении сложнопостроенных коллекторов обуславливает необходимость включения в комплекс ГИС новых, высокоинформативных методов, одним из которых является ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Для уточнения применяемых алгоритмов интерпретации ЯМК, необходимо в лабораторных условиях проводить исследования керна и пластовых флюидов методом ЯМР. В ООО «ТННЦ» с конца 2012 г. выполнен большой объем исследований образцов керна и флюидов на ЯМР спектрометре Geospec DRX-HF 2/75 производства Oxford Instruments (Великобритания). Результаты

TNNC experience in NMR core research

Ya.I. Gilmanov, E.N. Salomatina, M.Y. Nikolaev (TNNC LLC, RF, Tyumen)

The potential of conventional well logging is limited when studying complex reservoirs. This calls for including innovative, highly-informative methods into a suite of logs. One of such is the Nuclear Magnetic Logging (NML). NML allows enhancing validity and extending the scope of geological and geophysical objectives. To specify algorithms applied in NML interpretation, it is necessary to conduct core and formation fluid studies by NML method in the laboratory conditions. At the end of 2012, a Geospec 2/75 NML spectrometer by Oxford Instruments (UK) was installed in TNNC. Currently, the great volume of studies of cores and fluids from different fields has been performed.

исследований показывают необходимость выполнения лабораторных исследований ядра методом ЯМР как для решения оперативных задач на месторождении, так и для повышения эффективности интерпретации скважинного ЯМК.

На новый уровень развития лабораторий с бережливым производством

Е.С. Головина, О.Б. Костерина, Д.В. Лепнев, Е.А. Волкова (ООО «СамараНИПИнефть»)

Рассмотрены вопросы внедрения методологии бережливого производства и опыт ООО «СамараНИПИнефть» по оптимизации процесса лабораторных исследований и организации рабочих мест лаборатории физики нефтяного пласта в соответствии с методологией 5S.

Об опосковании рифогенных залежей на примере Южно-Орловского месторождения

В.В. Гритчина (ОАО «Самаранефтегаз»)

Предпринята попытка опосковать рифогенную залежь Южно-Орловского месторождения, а также определить оптимальные методы поиска подобных рифогенных залежей на других участках Самарской области. Выполнено комплексное описание геологического строения месторождения с учетом сейсмических особенностей и проведенных исследований (палеотектонический анализ, микросейсмические исследования, построение геологической и литологической модели месторождения, объединение двух подсчетных объектов и пересчет запасов). Разработаны рекомендации по разведочному и эксплуатационному бурению на основании геологической модели месторождения, построенной с учетом рисков и неопределенностей. Созданы алгоритмы поиска рифогенных залежей.

Уточнение модели строения терригенного резервуара с использованием технологии геостатистической инверсии

Е.А. Задорина, Л.С. Маркелова, И.В. Григоренко, М.В. Крылова (Fugro-Jason)

Рассмотрены преимущества технологии геостатистической инверсии перед другими методами количественного описания резервуара: детерминистической синхронной инверсией и стандартным геостатистическим моделированием. На примере нефтяного месторождения Западной Сибири продемонстрировано, что включение сейсмических данных в качестве ограничения в процесс моделирования позволяет получать более детальные и правдоподобные модели строения изучаемых объектов. Показано, как с использованием рассмотренной методики было уточнено строение пласта.

Особенности оценки фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенных коллекторов

Е.А. Зарай, А.В. Хабаров (ООО «ТННЦ»)

Изложена методика определения пористости газонасыщенных коллекторов путем комплексирования различных методов ГИС (ЯМК, ГГКп, АК, НК). Представлены результаты определения проницаемости по модели Тимура с учетом пористости и остаточной водонасыщенности коллекторов. Проведена верификация проницаемости по данным ГДИ. Результаты уточнения петрофизической модели привели к улучшению согласованности фильтрационно-емкостных свойств и фактических эксплуатационных показателей.

The results of these studies show the necessity of using NMR in core laboratory research, both for solving operating tasks in a field and for enhancing the performance of NML interpretation.

Towards the new level of lab development: lean manufacturing

E.S. Golovina, O.B. Kosterina, D.V. Lepnev, E.A. Volkova (SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara)

The paper considers the implementation of lean manufacturing method and the experience of SamaraNIPIneft LLC in optimizing the process of lab studies and arrangement of work stations in oil reservoir physics lab as per 5S method.

Prospecting works on reef deposits using the example of Yuzhno-Orlovskoye oil field

V.V. Gritchina (Samaraneftegas OAO, RF, Samara)

The paper contains an attempt to explore reef deposits of Yuzhno-Orlovskoye oil field, and to determine optimal techniques of reef deposits exploration on other areas of Samara region. For that purpose, complex description of field geology was made, taking into account seismic features and realized researched (paleotectonic analysis, microseismic researches, geology and lithologies modeling, conjunction of two reserves estimation targets and reserves recalculation); as well as recommendations of prospective and production drilling were proposed, on basis of geological model accounting for risks and uncertainties analysis. The work resulted in algorithms of reef deposits exploration.

Terrigenous reservoir model elaboration using geostatistical inversion

E.A. Zadorina, L.S. Markelova, I.V. Grigorenko, M.V. Krylova (Fugro-Jason Company, Moscow, RF)

This paper is about the features of geostatistical inversion, it describes the benefits of it in comparing with deterministic simultaneous inversion and standard geostatistical modelling. The real example of the West Siberian field demonstrates that the inclusion of seismic data as strong constraints in the geostatistical inversion algorithm allows obtaining more detailed and geologically plausible reservoir model. What is more the initial geological model has been update by separating one more prospecting layer and the probabilistic estimation of reserves has been done

Special features of rock properties evaluation for gas reservoirs

E.A. Zarai, A.V. Khabarov (TNNC LLC, Tyumen, RF)

The method of determining the porosity of gas-saturated reservoirs by integrating various logging techniques (NMR, RHOB, DT, NPHI). The results of determining the permeability by the Timur model based on porosity and residual water saturation. Verification of permeability by flow tests. The update of a petrophysical model improved the consistency of reservoir properties and actual operational performance indicators.

Влияние напряженного состояния массива трещиноватых карбонатных пород на продуктивность скважин

А.Р. Кинсфатор, В.М. Киселев

(Институт нефти и газа Сибирского федерального университета),
А.А. Антоненко (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Предложен новый подход к выделению наиболее перспективных зон заложения добывающих скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении, основанный на оценке влияния напряженного состояния массива горных пород на продуктивность скважин. Построена трехмерная модель трещиноватости, рассчитано давление сжатия трещин и построена карта распределения давления сжатия по кровле продуктивных рифейских отложений первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения. Показано, что продуктивность скважин линейно возрастает с уменьшением давления сжатия трещин.

Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа

Д.К. Костин, Е.Г. Кузнецов, А.П. Вилесов (ООО «ТННЦ»)

В изучении петрофизических свойств коллекторов со сложной структурой порового пространства и слабоконсолидированного керна стандартными методами присутствуют определенные проблемы. Одним из путей решения данных проблем является изучение керна с применением рентгеновского компьютерного томографа. В ООО «ТННЦ» в декабре 2012 г. введен в эксплуатацию рентгеновский компьютерный томограф Universal Systems HD360. В настоящее время решаются задачи по изучению внутренней структуры слабоконсолидированного, трещиновато-кавернозного керна, стандартных петрофизических образцов. Выполнены опытно-методические работы по расчету каверновой пустотности.

Опыт применения технологии утилизации отходов бурения на основе углесодержащего сорбента-деструктора на объектах ОАО «Самаранефтегаз»

**А.С. Нечаев, М.С. Рагузин, Д.Ю. Зацепин (ОАО «Самаранефтегаз»),
Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов (ООО «СамараНИПнефть»),
В.А. Докичев (ИОХ УНЦ РАН)**

Рассмотрены результаты опытно-промышленных испытаний технологии утилизации отходов бурения на основе углесодержащего сорбента-деструктора СД-1. Технология прошла Государственную экологическую экспертизу и успешно зарекомендовала себя при строительстве скважин на месторождении Волжье - ОАО «Самаранефтегаз».

Опыт борьбы с пескопроявлением скважин на осложненных месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

**С.Н. Петренко, Е.А. Балобанов, А.Б. Ефимцов (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»),
Е.Б. Елкин (ООО «РН-Краснодарнефтегаз»),
С.Ю. Баркалов (ИНГЭИБ «КубГТУ»)**

Представлена информация о проведении испытаний технологических и химических методов борьбы с пескопроявлением в скважинах ООО «РН-Краснодарнефтегаз» в рамках проектов Системы Новых Технологий. Изложены результаты проведения испытаний фильтроэлементов скважинных фильтров, испытанных в рамках проекта Системы Новых Технологий на скважинах Анастасиевско-Троицкого и Западно-Анастасиевского месторождений ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Лабораторные испытания фильтроэлементов проводились на базе лаборатории ООО «НК «Роснефть»-НТЦ».

Influence of stress condition of fractured carbonate rocks on well efficiency

A.R. Kinsfator, V.M. Kiselev

(Institute of Oil and Gas of Siberian Federal University, RF, Krasnoyarsk),
A.A. Antonenko (Gaspromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

A new approach to identification of the most promising regions for disposition of producing wells Yurubcheno-Tokhomskoye field was proposed. This method is based on an assessment of the influence of the stress condition of rocks on producing ability of well. Three-dimensional model of fracture is constructed, compression pressure of fractures is calculated and a map of the distribution of compression pressure on the top of Riphean productive deposits priority development area is made. It is shown that the efficiency of wells increases linearly with decreasing pressure compression fractures.

Experience of TNNC LLC in core study using CT scanner

D.K. Kostin, E.G. Kuznetsov, A.P. Vilesov (TNNC LLC, RF, Tyumen)

There are certain problems occurring when studying petrophysical properties of reservoirs with complex pore space structure and poorly consolidated core based on standard procedures. One of the solutions to such problems is the use of CT-scanner in core study. In December 2012 Tyumen petroleum research center, LLC put into operation a Universal Systems HD360 CT-scanner. Currently it is utilized for the study of internal structure of unconsolidated core, fractured-vuggy core and for petrophysical core plugs. Test studies of vuggy porosity.

Experience of application of technology of drilling waste disposal on the basis of carbonaceous adsorbent-destructor at objects of Samaraneftegas JSC

**A.S. Nechaev, M.S. Raguzin, D.Y. Zatepin (Samaraneftegas JSC, Samara, RF),
E.O. Timashev, S.P. Kuleshov (SamaraNIPneft LLC, Samara, RF),
V.A. Dokichev (Institute of Organic Chemistry, USC RAS, Ufa, RF)**

Discusses the results of pilot tests of technology of drilling waste disposal on the basis of carbonaceous adsorbent-destructor DM-1. The technology has passed the State ecological expertise and has successfully established itself in the construction of wells at the field Wolf Samaraneftegas.

Time tested technologies for sand control in wells of RN-Krasnodarneftegas LLC oilfields

**S.N. Petrenko, E.A. Balobanov, A.B. Efimtsov (Rosneft-NTC LLC, RF, Krasnodar),
E.B. Elkin (RN-Krasnodarneftegas LLC, RF, Krasnodar),
S.Yu. Barkalov (Institute of Oil, Gas and Power Engineering of Kuban State Technological University, RF, Krasnodar)**

This article represents the information about sand control technologies and chemical methods preventing of sand shows was performed on oilfield RN-Krasnodarneftegas LLC in according of innovating projects. Overviewed the test results of down hole filters samples producing of two worldwide companies which were tested on oilfields of RN-Krasnodarneftegas LLC. (Anastasievsko-Troitskoye and Zapadno-Anastasievskoye field) in according of innovating projects. Also set out results of lab tests of down hole filters samples which performed in Rosneft-NTC LLC laboratory.

Улучшение качества электрической энергии в сетях нефтеперерабатывающих предприятий

Д.А. Скакунов (ОАО «АНПЗ ВНК»), В.П. Довгун, Э.А. Петровский, Д.Э. Егоров, А.Е. Рупшис, Ф. А. Бურიкин (Сибирский федеральный университет)

Предложен метод проектирования пассивных фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ), устанавливаемых в точке подключения систем регулируемого электропривода. Устройство, спроектированное с помощью предлагаемого метода, выполняет одновременно функции компенсатора реактивной мощности на частоте основной гармоники и фильтра высших гармоник. Приведен пример расчета ФКУ с помощью предлагаемого метода. Показано, что спроектированное устройство обеспечивает значительное, более чем на 50 %, ослабление гармоник тока и полную компенсацию реактивной мощности.

Исследования коррозионной стойкости труб из высокопрочного чугуна в зависимости от условий эксплуатации в ОАО «Самаранефтегаз»

С.И. Стрункин, В.И. Захаров, А.И. Кинчаров (ОАО «Самаранефтегаз»), М.А. Выбойщик, А.В. Иоффе (ООО «Самарский инженерно-технический центр»)

Исследованы структура и свойства широкой номенклатуры труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом (ВЧШГ) производства ОАО «Липецкий металлургический завод «Свободный сокол». Установлена неоднородность и дефектность структуры внутренней поверхности труб, связанная с особенностью производства труб (центробежное литье), которая может влиять на интенсивность и локальность коррозионных процессов. Показана связь развития коррозионной повреждаемости труб из ВЧШГ с условиями эксплуатации и составом транспортируемых сред.

О качестве трансформаторного масла гидрокрекинга производства ОАО «АНХК»

В.П. Томин, Н.В. Тютрина, Е.Н. Корчевин (ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»)

Приведены причины образования растворенных газов в трансформаторных маслах и способы их удаления. Объяснен физический смысл показателя «газостойкость в электрическом поле». Приведены результаты испытаний масла трансформаторного гидрокрекинга производства ОАО «АНХК» и других производителей на газостойкость. Показано влияние дегазации трансформаторных масел на содержание растворенных газов и газостойкость.

Определение токсичности бурового шлама нефтегазовых месторождений Томской области методом биотестирования

Д.Е. Фоминых, А.В. Голецких (ОАО «Томскнефть» ВНК), Т.С. Постернак (Национальный исследовательский Томский государственный университет)

Представлены исследования токсичности бурового шлама методом фитотестирования, а также подбор наиболее эффективной смеси технозема на основе бурового шлама для дальнейшей рекультивации нефтезагрязненных земель.

Совершенствование дифференциальной релейной защиты силового трансформатора на основе однофазных преобразователей с вращающимся магнитным полем

Р.А. Шестак (ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»), Б.А. Коробейников (Кубанский гос. технический университет)

Предложена дифференциальная релейная защита силового трансформатора на основе однофазных преобразователей с вращающимся магнитным полем, которая позволяет повысить надежность и экономичность этой защиты по сравнению с существующими аналогами. Защита обладает лучшей электромагнитной совместимостью. Разработана дифференциальная защита силового трансформатора с улучшенными техническими показателями.

Power quality improvement in the distribution networks of petroleum refineries

D.A. Skakunov (Achinsk Oil Refinery of EOC JSC, RF, Achinsk), V.P. Dovgun, E.A. Petrovsky, D.E. Egorov, A.E. Rupshis, F.A. Buriukin (Siberian Federal University, RF, Krasnoyarsk)

The widespread use of adjustable speed drivers (ASD) in the petrochemical industry significantly increases the power-quality problems on the distribution networks. Such problems can be reduced by adding passive harmonic filters in the distribution systems. This paper presents a method for design passive power filters installed at the point of common coupling with ASD. The filter designed with the help of proposed method satisfies requirements of reactive power compensation and harmonic filtering. The design example illustrating the proposed approach is given. In the proposed example, more than 50 % harmonic reduction and full reactive power compensation are achieved.

Experience of use of the hydroclone processor of removal of hydrogen sulfide and light mercaptans in Samaraneftegas JSC

S.I. Strunkin, V.I. Zaharov, A.I. Kincharov (Samaraneftegas JSC, RF, Samara), M.A. Viboishik, A.V. Ioffe (Samara Engineering-Technical Center LLC, RF, Samara)

Investigate the structure and properties of a wide range of pipes from high-strength cast iron with globular graphite iron (ductile iron) produced by Lipetsk Pipe Company Svobodny Sokol. Established significant heterogeneity and structure defects of the internal surface of pipes, connected with the peculiarity of production of pipes (centrifugal casting), which can determine the intensity and the locality of corrosion processes. Shows the relationship between the development of corrosion damages of ductile iron pipes with the operating conditions and the composition of the transported environments.

On the quality of transformer oil hydrocracking of APCC JSC

V.P. Tomin, N.V. Tyutrina, E.N. Korchevin (Angarsk petrochemical company JSC, RF, Angarsk)

The causes of the formation of dissolved gases in transformer oils and ways to remove them are presented in the article. The article explains the physical meaning of the indicator “gas-proof in an electric field”. The results of testing of transformer oil hydrocracking production of Angarsk petrochemical company and other manufacturers on gas-proof. The influence of degassing of transformer oil on content of dissolved gases and gas-proof is presented.

Determination of toxicity of drilled waste of Tomsk region oil and gas fields by biotesting method

D.E. Fominykh, A.V. Goletchikhin (Tomskneft VNK OJSC, RF, Tomsk), T.S. Posternak (National research Tomsk state university, RF, Tomsk)

The research of toxicity of drilled cuttings by means of phytotesting method and determination of the most effective blend of technozems based on drilled cuttings for the following recultivation of oil contaminated soil are described in the article.

The Improvement of transformer differential relay protection on the basis of single-phase converters rotating magnetic field

R.A. Shestak (Rosneft – NTC LLC, RF, Krasnodar), B.A. Korobeynikov (Kuban State Technological University, RF, Krasnodar)

The method of transformer differential relay protection on the basis of single-phase converters rotating magnetic field is presented. That kind of protection allows to increase reliability and efficiency of this in comparison with existing analogs. Also this protection has the best electromagnetic compatibility. The main results of scientific research: the method of transformer differential relay protection with advanced technical characteristics is developed.