

ISSN 2074-2339

научно-технический **ВЕСТНИК**

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

3-2015 (июль-сентябрь)

Выпуск 40

ООО «Тюменский нефтяной
научный центр» – 15 лет!



РОСНЕФТЬ



РОСНЕФТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Миловидов В.Д.
(главный редактор)
Аржиловский А.В.
Байков В.А.
Басыров М.А.
Васильев В.В.
Гончаров И.В.
Давыдова Е.А.
Закиров И.С.
Исмагилов А.Ф.
Корнеева Г.А.
Кузнецов А.М.
Малышев Н.А.
Мальшаков А.В.
Петровский М.А.
Рудяк К.Б.
Телин А.Г.
Тыщенко В.А.
Финагенов О.М.
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 14.08.2015
Подписано в печать 11.09.2015
Тираж 1000 экз.

© ОАО «НК «Роснефть», 2015

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»
115998, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1
www.oil-industry.ru

3-2015 [июль-сентябрь]
Выпуск 40

СОДЕРЖАНИЕ

ООО «ТНЦ» – 15 ЛЕТ

- 5 Аржиловский А.В.**
ТНЦ сегодня и завтра:
крупные проекты



ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

- 10 Сафонов В.Г., Зервандо К.Ю.**
Развитие геолого-разведочного проекта
в Уватском районе на юге Западной Сибири
- 14 Иванюк В.В., Лебедев М.В., Шаповалов М.Ю.**
Опыт интерпретации сейсмических данных
Верхнечонского месторождения как основа
постоянно действующей модели
- 20 Янкова Н.В., Копысова И.А.**
Особенности сейсмогеологической модели
сложнопостроенной залежи Русского
месторождения
- 25 Щетинина Н.В., Яценко С.А., Хабаров А.В.**
Создание пилотного петрофизического проекта
и использование современных подходов
в ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
- 30 Щетинина Н.В., Гильманов Я.И., Анурьев Д.А.,
Бусуек Е.С.** История развития петрофизической
модели верхнечонского горизонта
- 39 Мальшаков А.В., Ошняков И.О.**
Основы петрофизической модели
Русского месторождения



РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 46** Киселев А.Н., Бучинский С.В.,
Юшков А.Ю., Белов И.И.,
Нигматуллин Ф.Н., Муртазин Р.М.,
Исламов Р.Р., Суртаев В.Н.,
Лознюк О.А.

Опытно-промышленная разработка
туронской газовой залежи
Харампурского месторождения

- 50** Кармазин М.С., Юшков А.Ю.,
Бучинский С.В.

Оптимизация добычи газа
на морских месторождениях
на основе интегрированной модели

- 53** Песоцкий С.А., Перовский Д.А.

Анализ неопределенностей
и оценка рисков по технологическим
показателям разработки
перспективных залежей и площадей

- 60** Шияев А.П., Закиркин В.А.

Опыт разбуривания Усть-Тегусского
месторождения в условиях
высокой неопределенности
геологического строения

- 64** Иванцов Н.Н., Гильдерман А.А.,
Гордеев А.О., Гайдуков Л.А.

Перспективы вовлечения в разработку
тонких подгазовых оторочек
высоковязкой нефти





ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, КАДРЫ

73 Мамонова Е.Ю., Косолапов О.А., Леванов В.М.

Организация дистанционного обучения медицинского персонала здравпунктов стандартам экстренной медицинской помощи на догоспитальном этапе

78 Гилаев Г.Г., Gladunov O.B., Исмагилов А.Ф., Гришагин А.В., Гуров А.Н., Каверин А.А.

Оптимизация состава сооружений как элемент управления затратами при обустройстве нефтяных месторождений

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

81 Михайлов В.Г., Волков М.Г., Жонин А.В.

Разработка алгоритмов повышения эффективности добычи нефти электроцентробежными насосами в условиях ограничения потребляемой электроэнергии

85 Якимов С.Б.

О возможностях оптимизации классов износоустойчивости электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Оренбургнефть»

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

93 Тарасов П.А., Павлов В.А., Кравченко А.Е., Мамедов Т.Э.,
Лившиц Б.Р., Зильбер В.С.

Подходы к оценке затрат на вывоз нефти танкерами ледового
класса с месторождений арктического шельфа

100 Рефераты



ТННЦ сегодня и завтра: крупные проекты

А.В. Аржиловский (ООО «ТННЦ»)

Введение

Тюменский нефтяной научный центр был создан в 2000 г. как региональное научное подразделение ОАО «Тюменская Нефтяная компания», специализирующееся на решении основных задач геологоразведки и проектирования разработки месторождений. Ключевыми вехами развития ТННЦ стали решения о создании кернохранилища и лабораторного центра, принятии стратегии обеспечения комплексного научного сопровождения «зрелых» месторождений, формировании новой стратегии сопровождения крупных проектов, создании блоков инноваций и технологий. Сопровождение крупных проектов в ООО «ТННЦ» стало наиболее значимым и успешным направлением, уже сейчас позволяющим обобщать основные принципы и лучшие практики. Всего ТННЦ ведет пять крупных проектов: Уватский, Большехетский и Верхнечонский, газовый «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» и Русское месторождение.

Основными особенностями сопровождения крупных проектов являются создание долгосрочного плана изучения с выделением ключевых этапов и рисков; организация мультифункциональных групп, закрепляемых на постоянной основе за проектами; обеспечение постоянного взаимодействия с недропользователями и управляющим центром компании; накопление всех знаний в одном месте; привлечение экспертов различного профиля; регулярное рассмотрение ключевых результатов и оценка изменений. Для каждой стадии развития крупных проектов применяется своя тактика изучения, минимизации рисков, прогноза и расчета эффективности.

Историческая справка

В настоящее время ООО «ТННЦ» представляет собой динамично развивающийся научно-исследовательский центр, являющийся одним из крупнейших региональных центров в области геологии и разработки нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений. Основными направлениями деятельности центра являются исследования керна и пластовых флюидов, обработка и интерпретация данных сейсморазведки, петрофизическое и геологическое моделирование, управление запасами, проектирование и мониторинг разработки



месторождений, сопровождение бурения скважин, выполнение инновационных проектов. Ежегодно в центре выполняются различные виды работ: исследуется более 200 тыс. образцов керна, обрабатываются (около 2100 км²) и интерпретируются (около 6000 км²) данные сейсморазведки сопровождается бурение более 30 разведочных и 500 добывающих скважин, выполняется оперативный подсчет запасов по 70–90 объектам, готовятся к защите 5–10 проектов по подсчету запасов и технико-экономическому обоснованию (ТЭО) коэффициентов извлечения нефти (КИН), в работе находятся более 50 проектных документов.

Сегодня коллектив ООО «ТННЦ» – это 768 высококвалифицированных специалистов, в том числе 2 доктора и 57 кандидатов наук, обладающих глубокими научными и техническими знаниями, а также более 60 молодых специалистов, экспертный совет и шесть функциональных сообществ. Средний возраст сотрудников ТННЦ 34 года. О развитии центра свидетельствуют рост объема выполняемых работ и повышение их качества. Так, с 2005 по 2015 г. общий объем работ увеличился в 3 раза.

История создания ТННЦ началась в 2000 г., когда было принято решение об организации регионального научного подразделения Тюменской Нефтяной компании. Ключевые вехи развития ТННЦ:

- 2000 г. – решение о создании НИЦ, регистрация ЗАО «ТННЦ»;
- 2001 г. – решение о создании кернохранилища и лабораторного центра;
- 2003 г. – признание ЗАО «ТННЦ» научно-техническим институтом ОАО «ТНК-ВР»;

- 2007 г. – преобразование в ООО «ТННЦ»;
- 2010 г. – утверждение стратегической роли ООО «ТННЦ» в компании;
- 2012 г. – переход ООО «ТННЦ» в бизнес-направление «Разведка и добыча» (БН РИД);
- 2013 г. – вхождение в состав ОАО «НК «Роснефть»;
- 2014 г. – создание в ООО «ТННЦ» блока исследований и технологий.

За прошедшие 15 лет центром руководили профессионалы нефтегазовой отрасли: Л.С. Бриллиант, И.С. Джафаров, Н.П. Кузнецов, А.С. Кундин, И.С. Закиров, И.И. Дьяконов, А.Н. Лазеев.

На всех этапах развития центр играл важную роль в принятии стратегических решений компании, но особое значение приобрел в 2008–2010 гг., когда компания приступила к активному изучению новых крупных проектов.

Сопровождение крупных проектов

Сопровождение крупных проектов в ТННЦ уже сегодня позволяет обобщать основные принципы и лучшие практики разработки месторождений. Под крупными проектами подразумеваются ключевые с точки зрения перспективной добычи углеводородов и объемов инвестиций активы компании. Как отмечалось выше, ООО «ТННЦ» с 2008–2009 гг. осуществляет сопровождение пяти основных крупных проектов, которые обеспечат компании долгосрочную добычу углеводородов.



Именно работа с крупными проектами помогла раскрыть потенциал ООО «ТННЦ» и определила его роль в Компании. Это обусловлено, во-первых, тем, что любой крупный проект начинается с оценки ресурсной базы и ее потенциала, следовательно, особое значение приобретают профессиональный уровень геологов и геофизиков, их знание региональных особенностей территории. Во-вторых, изучение ресурсной базы – это комплексная задача, требующая слаженной работы в



едином информационном пространстве специалистов по сейсморазведке, исследованиям керна, петрофизике, испытаниям скважин, геологическому и гидродинамическому моделированию, разработке и подсчету запасов. В-третьих, работа с крупными проектами – это постоянный итерационный процесс изучения всех возможностей, каждой детали, разработка и реализация десятков вариантов развития с учетом всех «плюсов и минусов», экспертных мнений и мирового опыта.

В соответствии с поставленными задачами по научному сопровождению разработки месторождений и крупных проектов в 2010 г. была определена целевая роль ООО «ТННЦ» с учетом среднесрочных потребностей компании. С этого момента ранее накопленные идеи трансформировались в первые значимые организационные изменения: были сформированы основные производственные блоки: управления разработкой (А.В. Аржиловский), управления геолого-разведочными работами (А.Н. Бабурин), поддержки бизнеса (И.А. Вахрушева), департамент аудита запасов (Т.Н. Смагина), департамент информационных технологий; выделены департаменты для сопровождения крупных проектов (руководитель А.В. Мирошниченко), создана экспертная служба ООО «ТННЦ» (А.С. Тимчук), введено проектное управление.

На основе нового понимания роли экспертной службы был реформирован и начал активную работу Научно-технический совет. С целью координации и мониторинга функциональной деятельности созданы первые Функциональные сообщества (ФС) по геологии (возглавила Н.В. Нассонова) и разработке (под руководством С.В. Соколова). Основной принцип ФС – это объединение специалистов по профессиональной принадлежности к техническим дисциплинам (геология, гидродинамическое моделирование, разработка месторождений, петрофизика, сейсмика, информационные технологии). Базовая задача ФС – поддержка развития профессиональных навыков и компетенций специалистов, обеспечение обмена знаниями, открытое продвижение лучших специалистов, повышение имиджа предприятия.

Уватский проект

В 2008–2009 гг. началось активное развитие одного из важнейших крупных проектов юга Тюменской области – Уватского. С самого начала его реализации в 2006 г. сотрудники центра участвовали в геологическом сопровождении проекта, начиная от постановки и сопровождения геолого-разведочных работ и заканчивая освоением самой первой добывающей скважины Восточного центра.

В настоящее время активно осваиваются Урненское и Усть-Тегусское месторождения, поэтому задачи сопровождения бурения и управления разработкой связаны с поддержанием достигнутых уровней добычи. Одновременно решаются задачи оптимального ввода в разработку месторождений Центрального центра освоения (ЦЦО): разбурено Тямкинское месторождение, а Южно-Петьгское и Радонежское – находятся в стадии бурения. Кроме того, запланирован ввод в разработку Протозановского месторождения.



За последние 7 лет в рамках Уватского проекта ООО «ТННЦ» был выполнен ряд работ, демонстрирующих подходы к управлению крупными проектами. Например, по мере проведения полевых сейсморазведочных работ за несколько лет и нескольких итераций сшивки был построен и в едином графе интерпретирован Уватский сейсмический мегакуб – около 5000 км², а по наиболее перспективным и сложным зонам выполнены работы по инверсионным преобразованиям. Обосновано и пробурено более 70 поисковых и разведочных скважин, успешность работ составила 88 %.

К началу 2013 г. была построена первая региональная модель меловых, а затем юрских отложений. Ежегодно выполнялось более 10–15 оперативных подсчетов запасов, в результате промышленные извлекаемые запасы по проекту Восточный центр освоения (ВЦО) увеличились от 60 млн. до 150 млн. т. В рамках подготовки оперативного принятия решений были созданы постоянно действующие геолого-гидродинамические модели Урненского и Усть-Тегусского месторождений с частотой обновле-

ния 1–2 мес. В настоящее время частота обновления модели Усть-Тегусского месторождения составляет 1 раз в 6 мес, так как подтверждаемость действующей модели (примерно на третий год) достигла более 90 %.

Для ЦЦО Уватского проекта постоянное геологическое изучение имело еще большее значение, так как плотность запасов была изначально невысока. Поэтому главным требованием для успешного старта было эффективное ранжирование месторождений на основе комплексных геолого-технических и экономических моделей. За последние 5 лет геологи центра перевели по ЦЦО из категории С₂ в категорию С₁ более 50 млн. т извлекаемых запасов нефти, подготовили к бурению семь месторождений, обеспечили научно-техническую поддержку ввода трех месторождений.

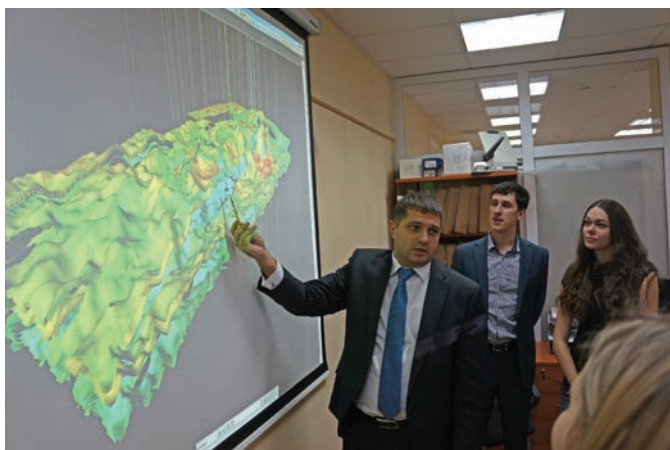
Успешность реализации Уватского проекта обусловлена эффективностью проведения геолого-разведочных работ (ГРП) в комплексе с исследованиями керна и моделированием, что обеспечило открытие и подтверждение запасов месторождений, создание ресурсной базы для бурения и добычи нефти более 10 млн. т/год.

Основные направления работ ООО «ТННЦ» по Уватскому проекту следующие:

- создание выделенного Департамента ГРП Уват (руководитель В.Г. Сафонов), подбор экспертов и лучших сервисных партнеров по обработке и интерпретации данных, моделированию;
- создание мультифункциональной группы по разработке, ГРП и анализу керна, выделение единого ответственного лица за проект на стадиях геологоразведки и разработки;
- обоснование и выполнение полного спектра региональных работ, проведение 3D сейсморазведки, итерационная обработка, интерпретация, петрофизическое и геологическое моделирование, постоянное ранжирование запасов;
- применение лучших технических ИТ решений (интерпретационный и гидродинамический кластеры, внедрение современного программного обеспечения (ПО));
- регулярное рассмотрение результатов работ и корректировка научно-исследовательских тематик совместно с командой недропользователя.

Освоение Верхнечонского месторождения

В 2009 г. в ТННЦ был организован отдел сопровождения крупного проекта по разработке Верхнечонского месторождения. Это месторождение расположено в Восточной Сибири и представлено единым лицензионным участком и объектом разработки Вч. Месторождение было удовлетворительно разведано с точки зрения сосредоточения запасов, однако эксплуатационные характеристики пластов были недостаточно из-



учены. Бурение первых добывающих скважин на объект Вч было начато в 2008 г., добыча нефти – в 2009 г. Первые тонны нефти удивили нефтяников: нефть оказалась холодная и соленая.

Перед специалистами центра были поставлены следующие задачи: подготовить достоверное описание коллектора, характеристики рассолонения, проницаемости; обеспечить высокое качество прогноза продуктивности скважин различных конструкций; дать точный прогноз добычи нефти и темпов обводнения скважин. Для решения поставленных задач была сформирована подробная трехлетняя дорожная карта исследований и работ, общая для добывающего предприятия и центра. В последующем дорожная карта неоднократно пересматривалась и уточнялась, но при этом для внесения изменений всегда применялся последовательный проектный подход для каждой задачи от стадии «оценка» до стадии «реализация».

В отличие от Уватского проекта роль ГРП при реализации Верхнечонского проекта невысока, основная научная нагрузка связана с исследованиями свойств пород, построением петрофизической и петроупругой моделей. Для изучения уникального засоленного керна пласта Вч специалистами ТННЦ (А.А. Загоровский, Я.И. Гильманов, С.Е. Бобров, И.А. Виноградов) были разработаны и согласованы в ГКЗ РФ собственные методики определения ключевых подсчетных и фильтрационных параметров, разработаны и проведены эксперименты по оценке коэффициента вытеснения нефти в различных условиях, динамики промывки солей.

В 2011 г. в связи с достигнутыми успехами и расширением круга задач отдел был укрупнен до сводного департамента геологоразведки и разработки. В этот период на основе полученных данных была построена первая петрофизическая модель, доказана связь петроупругих параметров с коэффициентами инверсионных преобразований. Совместно со специалистами «РокФлоу Динамикс» разработаны алгоритмы математического описания и дополнено программное обеспечение для геолого-гидродинамического моделирования с учетом рассоло-

нения коллектора. В 2012 г. завершена интерпретация трех кубов 3D сейсморазведки, построена полномасштабная геолого-гидродинамическая модель с высокой точностью прогноза продуктивности скважин. В 2014 г. ТННЦ завершил первый полноценный подсчет запасов месторождения и первый проект разработки. В этом же году Верхнечонский проект вышел на проектную мощность добычи нефти (около 8,2 млн. т/год).

Сопровождение Верхнечонского проекта для специалистов ТННЦ осложнялось отсутствием опыта работы с такими объектами как в России, так и в мире, коллективу центра пришлось решать нетипичные задачи, особенно в области изучения керна.

На начальной стадии развития (2004–2008 гг.) лабораторный комплекс ТННЦ был оснащен оборудованием для хранения керна, выполнения стандартных петрофизических, литологических и профильных исследований. Сопровождение крупных проектов компании потребовало пересмотра роли лабораторного центра и его обеспеченности оборудованием. Для изучения лучших мировых практик в 2009 г. сотрудники ООО «ТННЦ» провели консультации и посетили зарубежные лабораторные центры BP Sunbury (Великобритания), Weatherford (Норвегия), CoreLab (США) и др. В результате руководителями центра была сформирована стратегия оснащения лабораторного центра инновационным оборудованием.

Текущее положение и перспективы развития ООО «ТННЦ»

Приобретение нового оборудования позволило специалистам ТННЦ собственными силами оперативно и качественно проводить паспортизацию кернового материала, осуществлять комплексные исследования керна в нормальных и пластовых условиях, определять параметры пластовых флюидов. В 2010–2012 гг. в ООО «ТННЦ» было поставлено и пущено в работу инновационное оборудование для изучения керна методами ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), компьютерной томографии с фильтрационной ячейкой, растровой электронной микроскопии, элементного состава, а также для описания и изучения петрографических шлифов и др. Дальнейшее развитие лабораторного центра было поддержано руководством компании. В результате в 2013–2014 гг. дополнительно к имеющемуся оборудованию появились уникальные для РФ лабораторные установки, такие как индивидуальный капилляриметр с созданием термобарических условий, установка для изучения процессов вытеснения нефти газом Gamma-RAY, установка для восстановления смачиваемости, установка для геомеханических исследований.

За последние 5 лет Центр исследований керна ООО «ТННЦ» превратился в один из самых инновацион-



ных корпоративных лабораторных центров в России. Особую гордость представляет линейка специализированного оборудования для изучения слабоконсолидированных (рыхлых) коллекторов, позволяющего на базе неразрушающих технологий изучать породы Русского, Тагульского, Мессояхского, Ван-Еганского, Северо-Комсомольского месторождений и обеспечивать эти проекты достоверными данными.

В соответствии со стратегией компании одним из приоритетных направлений является развитие газового бизнеса. В блоке добычи ООО «ТННЦ» играет роль центра компетенций по сопровождению газовых активов ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «НГК «ИТЕРА». В настоящее время для выполнения проектных работ сформированы производственные подразделения (руководитель С.В. Бучинский), приглашены высококлассные специалисты. Началом реализации газовых проектов стал заказ отдела сопровождения месторождений ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ».

Основные задачи, поставленные перед ООО «ТННЦ» лидерами газового проекта «РОСПАН», были связаны с созданием качественных геологических и гидродинамических моделей. Особенности таких моделей являются колоссальный размер по площади, множе-

ство пластов и пачек по разрезу, сложность строения клиноформ, переменный состав флюидонасыщения (нефть, газ, газовый конденсат), специфика петроупругих и фильтрационно-емкостных свойств. Решение этой задачи было разделено на этапы согласно приоритизации объектов, порядку их исследования и началу добычи. План первого уровня был подготовлен в 2008–2009 гг. совместно со специалистами компании BP по технологии TDRM.

Всего за 5 лет в ООО «ТННЦ» были созданы 16 моделей пластов, некоторые из которых переделывались до 3 раз по мере получения результатов интерпретации сейсмических данных, построения петрофизической модели. Гидродинамики построили 11-компонентные модели, объединенные системами Network, Pipe-Sim, Hysys и Avocet с моделями лифта скважин, трубопроводов и УКПГ. Эти высокотехнологичные решения разрабатывались совместно с компаниями Schlumberger, Petroleum Experts и MSE. В итоге расчеты на интегрированных моделях пласт – скважина – подготовка легли в основу принятия решения о финансировании крупного проекта разработки Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского участков.

Заключение

Научное сопровождение крупных проектов нефтегазодобывающей отрасли является неотъемлемым элементом эффективного развития. Начиная крупный проект, невозможно сразу выявить все потенциальные риски и неопределенности. Поэтому постоянно действующее сопровождение и гибкое изменение как планов исследований, так и командных компетенций на разных стадиях развития проектов позволяют обеспечить достижение оптимальных технико-экономических показателей.

Реализованный в «Тюменском нефтяном научном центре» формат проектного управления и мультифункциональных групп сопровождения Крупных проектов доказал свою эффективность. В ходе сопровождения крупных проектов в ООО «ТННЦ» были решены десятки сложнейших научных задач как в области геофизики и геологии, так и в области технологии и разработки. Проектное управление позволило выявить и ввести в постоянное применение лучшие практики, методики и решения.

В настоящее время специалисты центра могут решать самые сложные задачи геологического и технологического направлений в поддержку крупных проектов, используя накопленный опыт и навыки.

Освоенные командные компетенции и навыки проектного управления можно применять и внедрять на вновь формирующихся активах компании для организации их научного сопровождения.

Развитие геолого-разведочного проекта в Уватском районе на юге Западной Сибири

В.Г. Сафонов, К.Ю. Зервандо (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: поисково-разведочные работы, ресурсы, палеогеографические исследования, инверсия, бассейновое моделирование, система оценки рисков, эффективность бурения.

Key words: exploration, resources, GDE-studies, inversion, basin modeling, risk assessment system, drilling performance.

Адрес для связи: KYZervando@rosneft.ru

Введение

Активное изучение поисково-разведочными работами территории Уватского района началась в 2004 г. в связи с реализацией инвестиционного проекта по обеспечению развития нефтедобывающего комплекса юга региона. Одной из первоочередных задач проекта являлось совершенствование технологий геологоразведки до международного уровня с целью расширения и обоснованного ранжирования фонда поисковых объектов для проведения бурения. Всесторонний анализ зон нефтегазонакопления, внедрение передовых технологий 3D сейсморазведки, комплексирование методов геологического прогноза обеспечили максимально полную оценку перспективности рассматриваемого района. Благодаря этому на данной территории в течение 10 лет было открыто 27 новых месторождений (рис. 1), а суммарные запасы увеличены в 2,5 раза.

Это стало возможным после создания на базе ООО «ТННЦ» подразделения, обобщившего весь предыдущий опыт геолого-разведочных работ (ГРП) в Уватском районе и обеспечившего комплексную интерпретацию геолого-геофизических данных с целью более достоверного построения сейсмогеологических моделей, планирования и выполнения последующих геолого-разведочных работ.

История изучения региона

С увеличением геолого-геофизической изученности менялось представление о региональной нефтеносности территории Уватского района. В 2005 г. впервые были проведены региональные работы с целью систематизации, обобщения геолого-геофизического материала, уточнения строения продук-

тивных пластов и выделения перспективных с точки зрения нефтегазоносности горизонтов.

По оценке 2005 г. перспективные ресурсы юрского комплекса составляли 40 % суммарного потенциала территории. В результате последующих работ распределение запасов кардинально изменилось, в настоящее время ресурсная оценка неокомского комплекса составляет только 20 % суммарного потенциала, а основной объем углеводородов приходится на юрскую часть разреза.

Геологические представления о строении продуктивных пластов менялись с появлением большего объема данных 3D сейсморазведки, расширением комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) и проведением седиментологических исследований керна. Большую роль сыграло внедрение таких новых методик, как сейсмофациальный анализ [1], инверсионные преобразования. Например, различными палеогеографическими исследованиями до 2012 г. констатировалось, что отложения пласта Ю₂ тюменской свиты были сформированы в условиях мелководного морского бассейна. В результате исследований, выполненных авторами, признаки мористости были установлены преимущественно в кровельной части, а большая часть отложений пласта Ю₂ в пределах Центрального Увата накапливалась в условиях озерно-аллювиальной равнины, временами заливаемой морем (рис. 2).

По мере увеличения объемов геолого-разведочных работ и в результате проведения анализа новых данных была выявлена закономерность ухудшения коллекторских свойств юрских пластов в куполах древних поднятий и зонах сочленения с выступами доюрского основания.

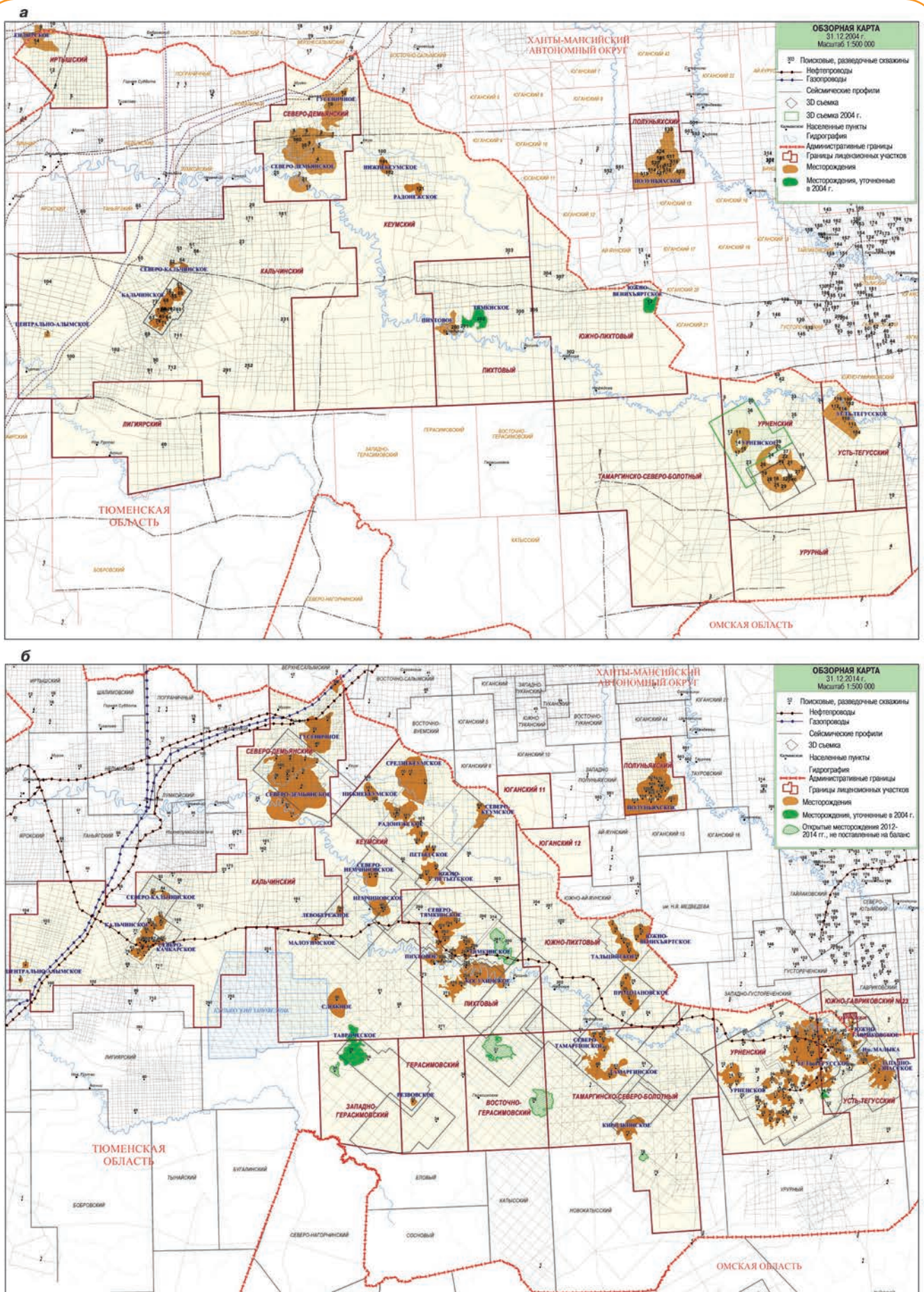
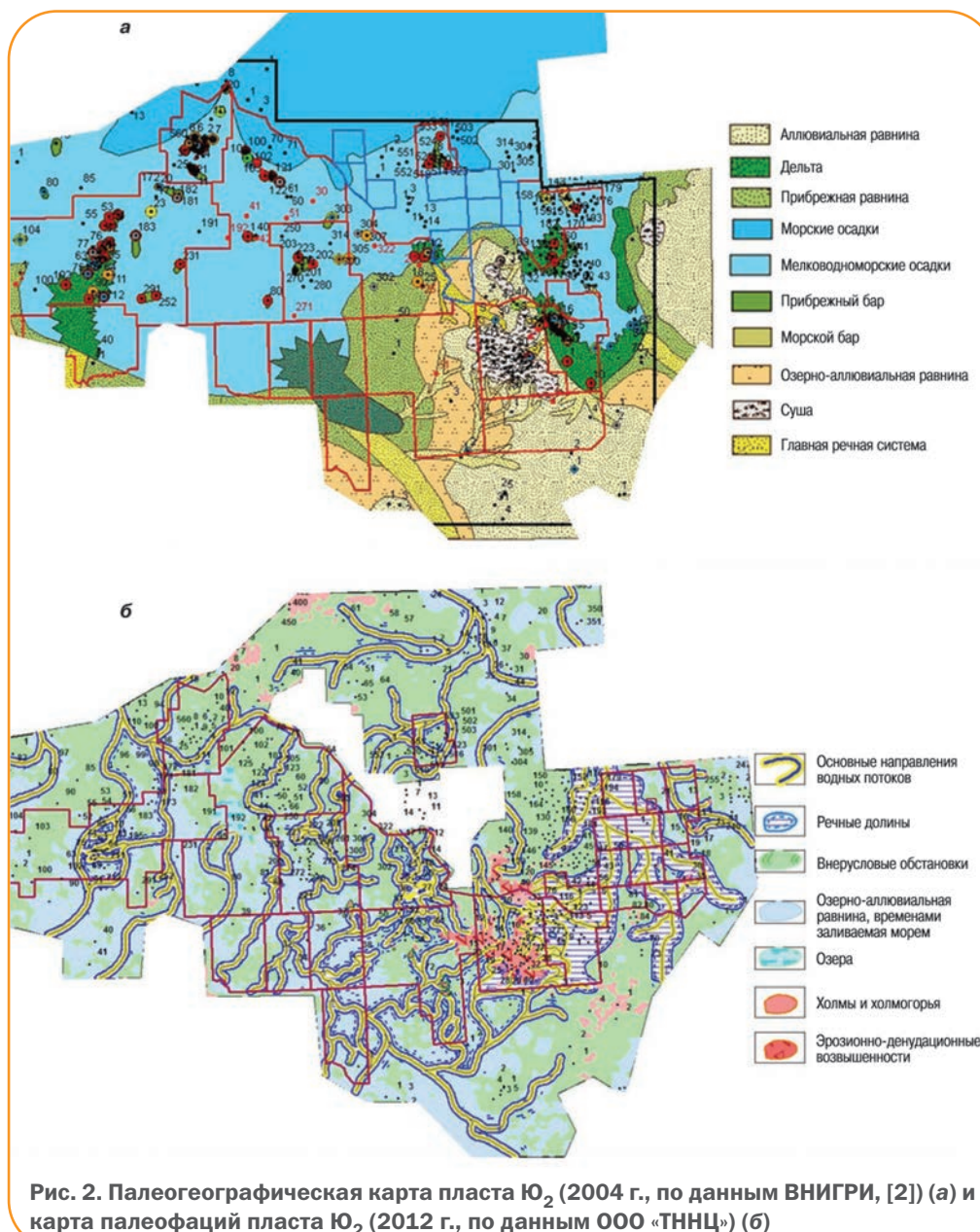


Рис. 1. Обзорная карта Уватского района на 31.12.04 г. (а) и 31.12.14 г. (б)



Современное положение

Начиная с 2011 г. для прогноза литологического состава и коллекторских свойств целевых объектов в рамках отчетов по интерпретации данных 3D сейсмической съемки выполнялись инверсионные преобразования. Опыт работы 2011–2015 гг. показал, что детерминистическая инверсия для сложнопостроенных юрских отложений позволяет с большей достоверностью оценивать наличие или отсутствие коллектора, чем численные характеристики фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В 2014 г. в качестве пилотного проекта впервые для Уватского района была проведена стохастическая инверсия, которая показала хорошую сходимость прогнозных и фактических значений эффективных толщин.

В 2011 г. для оценки перспектив неокомских отложений выполнены исследовательские работы по созданию сейсмогеологической модели группы пластов БС₆₋₉ в пределах Центрального Увата. В результате была установлена причина незаполнения пласта БС₆ в пределах Южно-Пихтового и Тамаргино-Северо-Болотного лицензионных участков: восточная часть Центрального Увата попадает в зону максимального риска по флюидоупору. Это обусловлено тем, что над комплексом пласта БС₆ залегает глинистая пачка толщиной от 0 до 5 м, что является критической величиной для удерживания углеводородов.

Внедрение новых технологий позволило существенно снизить риски, связанные с конфигурацией ловушек и наличием коллектора. Однако ключевой неопределенностью, особенно для юрских объектов, на территории Уватского проекта по-прежнему

остаются качество коллектора и наличие углеводородов (рис. 3).

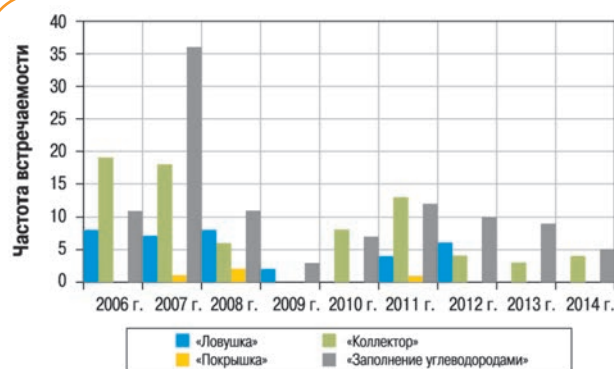


Рис. 3. Частота возникновения основных причин неуспешности бурения по объектам

К 2012 г. накопился значительный объем данных геохимических и седиментологических исследований, требующих детального анализа и обобщения. Была выполнена региональная работа, целью которой являлась оценка перспективности района с точки зрения наличия и эффективности нефтематеринских пород с использованием бассейнового моделирования нефтегазовых систем и палеофациальных моделей.

В результате мульти-1D бассейнового моделирования было установлено, что в пределах района исследований главная нефтематеринская толща, баженская свита, вступила лишь в начальную стадию генерации нефти и реализовала очень небольшую часть (не более 20 %) своего генерационного потенциала. Авторами был сделан вывод о значительной роли латеральной миграции углеводородов из более погруженных районов Юганской впадины в формировании залежей нефти на территории Уватского проекта.

Особенности проведения ГРП в южной периферии Западно-Сибирского мегабассейна обусловили необходимость адаптации общепринятой системы оценки рисков для территории Уватского проекта. Критерии оценки каждого из факторов были пересмотрены исходя из многолетнего опыта ведения поисково-разведочных работ, опробованы новые методики, неиспользовавшиеся в стандартной системе оценки: региональные тренды водонефтяных контактов (метод изоконтактов) [3], амплитуда ловушки над зеркалом чистой воды и др.

Заключение

Многолетнее последовательное и научно обоснованное ведение ГРП в Уватском районе показывает, что соблюдение стадийности поисково-разведочных работ позволяет обеспечить высокую эффективность бурения. С 2011 по 2014 г. Уватский проект вышел на стабильный показатель успешности – более 75 % (рис. 4). Планомерное повышение степени изученности территории сейсмическими работами 2D и 3D повлияло на эволюцию представлений о геологическом строении территории. Использование новых технологий позволило существенно увеличить точность геологического прогноза.

Опыт проведения геолого-разведочных работ и их научно-аналитического сопровождения Уватского проекта позволил выработать эффективную стратегию геологического изучения крупных территорий, которая может быть использована для других крупных проектов компании на начальной стадии освоения месторождений.



Рис. 4. Динамика успешности бурения скважин и прироста накопленных извлекаемых запасов нефти

Список литературы

1. Финогенова А.С., Зервандо К.Ю. Прогнозирование распространения русловых песчаников в отложениях средней юры на основе сейсмофациального анализа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 3. – С. 28–33.
2. Литолого-палеогеографические критерии прогноза зон развития неструктурных ловушек УВ в юрских отложениях юга Тюменской области/ Н.Н. Колпенская [и др.] – СПб: Недра, 2008. – 168 с.
3. Бабурина И.О., Лыжин Е.А. Закономерности изменения ВНК по залежам среднеюрских отложений в Центральной части Уватского района, юга Тюменской области // Сб. трудов 17-й научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО» Т. 2. – Ханты-Мансийск, 2014. – С. 205–211.

References

1. Finogenova A.S., Zervando K.Yu., *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2013, no. 3, pp. 28–33.
2. Kolpenskaya N.N. et al., *Litologo-paleogeograficheskie kriterii prognoza zon razvitiya nestrukturnykh ловушек UV v yurskikh otlozheniyakh yuga Tyumenskoy oblasti* (Lithologic and paleogeographic criteria for the forecast development zones of non-structural hydrocarbon traps in the Jurassic deposits of the south of the Tyumen region), St. Petersburg: Nedra Publ., 2008, 168 p.
3. Baburina I.O., Lyzhin E.A., *Zakonomernosti izmeneniya VNK po zalezham sredneyurskikh otlozheniy v Tsentral'noy chasti Uvatskogo rayona, yuga Tyumenskoy oblasti* (Laws of OWC change in Middle Jurassic deposits in the central part of the Uvat district of the south of the Tyumen region), Proceedings of 17th scientific and practical conference "Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO" (Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAO), Part 2, Khanty-Mansiysk, 2014, pp. 205–211.

Опыт интерпретации сейсмических данных Верхнечонского месторождения как основа постоянно действующей модели

В.В. Иванюк, М.В. Лебедев, М.Ю. Шаповалов (ООО «ТНЦ»)

Ключевые слова: сейсморазведка, Верхнечонское месторождение, терригенный венд, осинский горизонт.
Key words: seismic survey, Verkhnechonsk Field, Vendian terrigenous complex, Osinsky horizon.

Адреса для связи: VVlanyuk@rosneft.ru, MVLebedev2@rosneft.ru, MYShapovalov@rosneft.ru

Введение

С начала активного ввода в эксплуатацию Верхнечонского месторождения в 2008 г. были проведены многочисленные работы по изучению его геологического строения, в результате которых создана трехмерная геологическая модель целевых пластов месторождения. Данная модель интегрировала всю имеющуюся информацию, начиная от данных микроскопических исследований керна и заканчивая региональными представлениями о геологической истории развития Непско-Ботуобинской антеклизы. В статье представлены результаты интерпретации сейсмических данных, включенные в геологическую модель.

Верхнечонское месторождение расположено в Канганском районе Иркутской области. Основные извлекаемые запасы нефти и газа (80 %) сосредоточены в терригенных пластах вендского возраста (B_{10} , B_{13}). В 2008-2011 гг. на Верхнечонском месторождении были проведены 3D сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ), площадь съемки составила 1508 км², кратность – 100. В результате получен высококачественный сейсмический куб с сохранением амплитуд, высокими вертикальной и латеральной разрешенностью сейсмической записи и отношением сигнал/помеха.

Это позволило создать качественно новую геологическую модель месторождения, ставшую основой для планирования эффективной разработки и принятия управленческих решений.

Кинематическая интерпретация сейсмических данных

Целевым объектом разработки Верхнечонского месторождения являются терригенные пласты, характеризующиеся относительно небольшими толщинами: от 5–10 м на северо-западе месторождения до 40–50 м – на юго-востоке. Разработка пластов в основном ведется с применением горизонтальных скважин с отходом от вертикали 500–1000 м. Отмеченное вызывает необходимость использования максимально достоверных структурных построений для создания геологической модели месторождения. Сейсмические материалы характеризуются достаточно высоким разрешением сейсмической записи и хорошим прослеживанием целевых границ.

В связи со сложностью сейсмогеологических условий рассчитать качественную глубинно-скоростную модель разреза не просто. Однако плотная сетка скважин (более пяти скважин на 100 км²) и пологий рельеф целевых горизонтов позволили использовать метод структурных построений с опорой на скважинную информацию. Структурный план рассчитывался с помощью карты средней скорости и последующей «досадки» на скважины. Сейсмическое поле использовалось как высокочастотная составляющая на фоне структурного тренда, рассчитанного по скважинным данным.

Таким образом, была построена максимально точная структурная карта по отражающему горизонту

(ОГ) M_2 с учетом данных всех разведочных скважин и сохранением малоамплитудных аномалий, выделенных по сейсмическим данным. От карты по ОГ M_2 методом схождения были построены карты внутреннего строения терригенных пластов непского возраста. В дальнейшем по результатам бурения была определена ошибка структурных построений, которая составила около 4–5 м.

Тектонические нарушения

Разрывные нарушения на участке Верхнечонского месторождения имеют большое значение, так как именно разломы при отсутствии структурного фактора в большой степени определяют литологию пластов и строение залежей в целом.

Анализ волновой картины временных разрезов МОГТ позволил выделить в разрезе и выполнить трассирование по площади нескольких разрывных нарушений, осложняющих структурные планы поверхности фундамента и осадочного чехла. Нарушения выражаются прежде всего в смещении по времени осей синфазности. Кроме того, они могут сопровождаться относительно резкими изменениями Δt интервалов, линейно вытянутыми аномалиями в поле сейсмических параметров. Для лучшей визуализации и выделения разрывных структур были рассчитаны различные сейсмические атрибуты горизонтов и модификации кубов. По поверхностям опорных ОГ рассчитывались минимальные и максимальные значения кривизны, углы и азимуты наклонов, первая и вторая производные. По сейсмическому кубу рассчитывались кубы когерентности и аттрекинга. В результате более детально и обоснованно были выделены малоамплитудные нарушения и другие структурные формы, характеризующие геологическое строение участка.

На рис. 1 хорошо видны главные тектонические элементы участка: Усольский грабен, Тымпычано-Ботуобинский разлом, а также малоамплитудные нарушения и некоторые другие структурно-тектонические элементы. Особый интерес представляет Усольский грабен, так как его строение было уточнено в ходе проделанной работы.

Усольский грабен уверенно выделялся и ранее по данным 2D сейсморазведки. При этом прослеживание его верхней границы прекращалось в нижней части усольской свиты. Новые данные позволили уточнить строение Усольского: определена структура нарушений на уровне целевых интервалов (ОГ M_2 , А); выделен и закартирован новый эле-

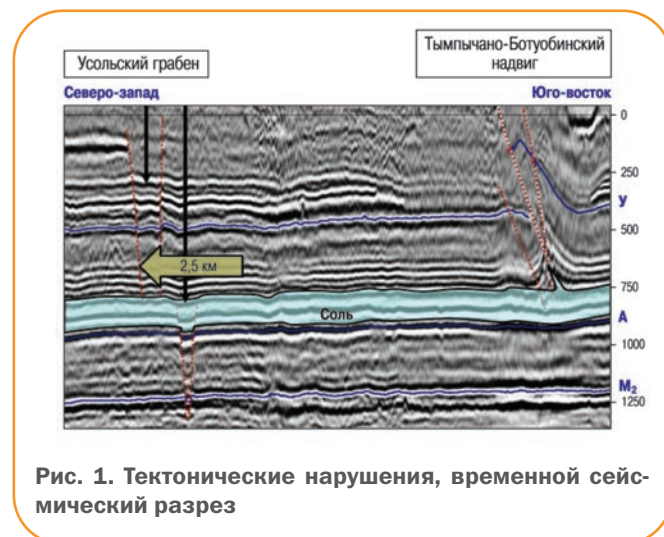


Рис. 1. Тектонические нарушения, временной сейсмический разрез

мент грабена – продолжение его в верхней части разреза (от усольской до верхнебельской свиты). В этой части ось разлома сдвинута приблизительно на 2,5 км на северо-запад от нижней части. Данное утверждение основано на результатах атрибутного анализа, интерпретации сейсмических разрезов и не противоречит геологическим фактам.

В настоящее время в пределах верхнечонского горизонта Усольский грабен вскрыт тремя горизонтальными или субгоризонтальными (угол наклона более 70°) добывающими скважинами. Выше по разрезу (от кровли солей Усольской свиты) в грабен попали три разведочные скважины. Корреляция пластов показала увеличение толщин осадков в грабене по сравнению со скважинами вне его (интервал осинский горизонт – верхнебельская подсвита).

Ширина грабена варьирует от 0,5 до 0,7 км на уровне ОГ M_2 до 1,5–2 км в интервале усольской свиты. Плоскости сбросов, ограничивающих грабен, чаще всего наклонены на $45\text{--}55^\circ$. Амплитуда вертикального смещения в интервале низов непской свиты достигает 20–30 м, к верхам разреза (бельская свита) уменьшается до 10 м. Усольский грабен является экраном для флюидов.

Кроме явных тектонических нарушений, по данным сейсмических материалов выделяются другие структурные элементы, морфологически напоминающие разломы, но с незначительной амплитудой сдвига. На вертикальных разрезах эти участки отмечаются незначительным сдвигом фазы отражающей волны (1–2 м/с), который отдельно неправомерно интерпретировать как нарушение. Однако с учетом определенной пространственной ре-

гулярности таких микронарушений можно утверждать, что они представляют собой систему разломов. Свойства ее малоизучены, однако установлено, что, несмотря на малую амплитуду, некоторые разломы могут удерживать флюид.

Выделение линейных зон глинизации

В рамках изучения геологического разреза Верхнечонского месторождения был выполнен фациальный анализ терригенных толщ вендских отложений. Наряду с другими фациями в нескольких скважинах была выделена субфация песчано-глинистых отложений прибрежной равнины толщиной несколько метров, не вскрытая другими скважинами. Средняя часть пласта Вч₁ представлена аргиллитами с субгоризонтальной, пологоволнистой, прослоями перемятой слойчатостью, с единичными слоями разнотекстурного гравелитового песчаника в нижней части. Анализ сейсмических материалов показывает, что данное глинистое тело по форме относится к шнурковому типу: на карте микрорельефа кровли вендского терригенного комплекса (рис. 2) оно проявляется как микрограбен, что, вероятно, связано с повышенным уплотнением глинистых пород по сравнению с песчаниками. Это позволяет интерпретировать его как субфацию преимущественно глинистых отложений заполнения отмершего приливно-отливного канала. Такие каналы были закартированы по всей территории месторождения. Данные зоны учитывались при построении геологической моде-

ли как области ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора.

Прогноз литологии

Помимо структурных и тектонических построений, для включения в геологическую модель был выполнен прогноз литологии на основе стохастической инверсии сейсмических данных. Условно весь процесс инверсии можно разделить на петрофизическую (обнаружение закономерностей и взаимосвязей между упругими параметрами среды и литологией) и сейсмическую (распространение полученных закономерностей по межскважинному пространству с использованием всей априорной геологической и геофизической информации) части.

В ходе петрофизического анализа литотипов и их упругих свойств было установлено значительное различие между условными литотипами «коллектор», «заглинизированный неколлектор» и «засоленный неколлектор» в полях упругих параметров (скорость продольной волны, скорость поперечной волны, плотность пород и их производные). Сейсмическая волновая картина напрямую зависит от указанных параметров упругих свойств, которые посредством сейсмической инверсии можно с известной долей достоверности восстановить из сейсмических данных. Информация о скорости поперечной волны и плотности пород содержится только в сейсмических данных метода отраженных волн (МОВ) ОГТ с отличающимся от вертикального углом падения на границу отражения. Такие данные учитываются в AVA-инверсии, стохастическая модификация которой была выполнена на Верхнечонском месторождении.

В данной работе использовалась следующая схема стохастической инверсии.

1. Подготовка скважинных данных для инверсии (исключение данных, не соответствующих реальным условиям, восстановление недостающих участков записи).

2. Одномерное моделирование сейсмических данных и сопоставление полученных моделей с реальной записью. В ходе данного этапа получены скоростные модели среды в точках скважин, а также выполнена оценка сейсмического сигнала, используемая в дальнейшем.

3. Создание стратиграфического каркаса целевых пластов, который заполнялся «трендовыми» значениями параметров упругих свойств. Полученные

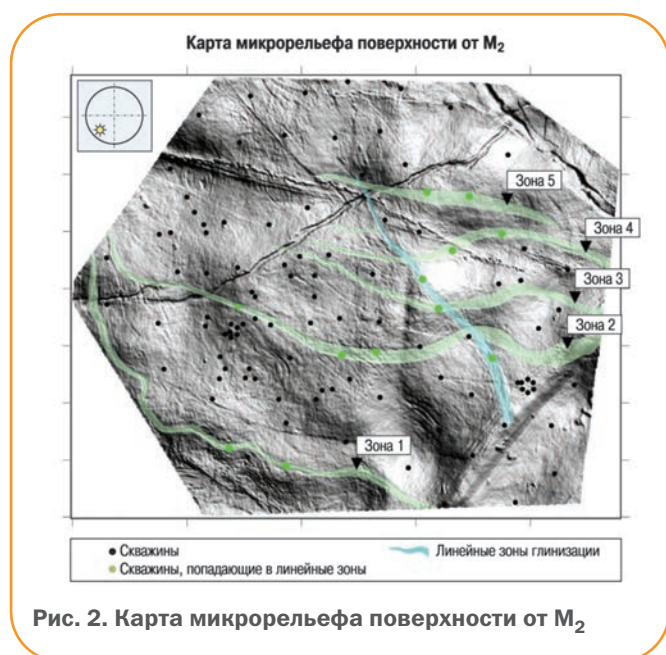


Рис. 2. Карта микрорельефа поверхности от M₂

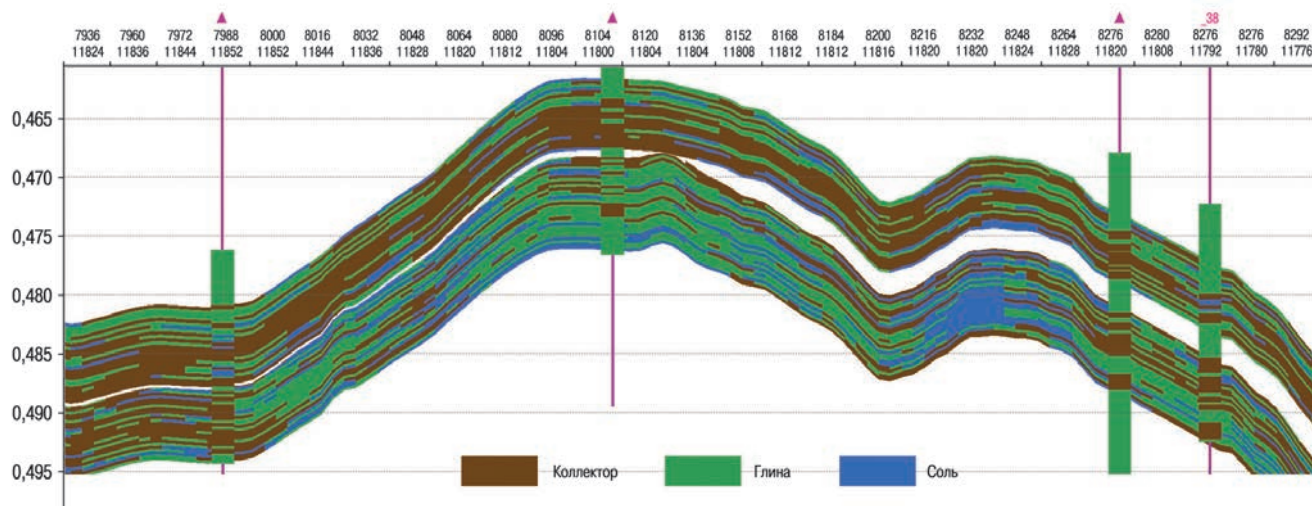


Рис. 3. Разрез по литологическому кубу через контрольные скважины

трехмерные «фоновые» модели упругих свойств использовались как один из видов входных данных.

4. Создание многомерных функций плотности вероятности для литотипов по петрофизическим данным в зависимости от соотношения упругих параметров. Эти функции использовались для преобразования пространственных распределений упругих свойств в пространственные распределения литотипов по байесовской классификации [1].

5. Применение алгоритма Монте-Карло с цепями Маркова для объединения всех данных [2]. Полученная комплексная трехмерная модель упругих свойств среды и литологии с заданным уровнем достоверности соответствует трехмерным сейсмическим данным.

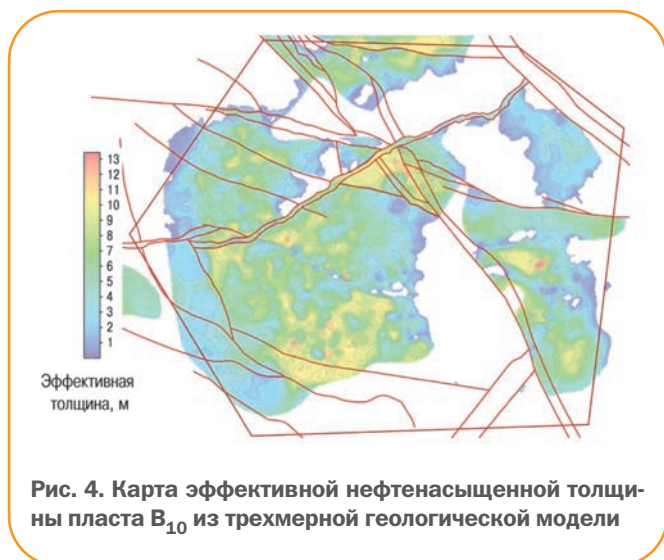
Особенностью инверсии на Верхнечонском месторождении является то, что целевой пласт относительно тонкий и зажат в акустически контрастных вмещающих породах. В связи с этим были разработаны специальные методики инверсии, которые учитывают априорную информацию о структуре целевых пластов [3, 4]. Аналогичный подход был применен к стохастической инверсии, описанной в статье. На вход алгоритма инверсии, помимо стандартного набора данных, подавались трендовые модели параметров упругих свойств в стратиграфическом каркасе. Это позволило получить прогнозные кубы указанных параметров с реальным контрастом акустических свойств на границе целевой пласт – вмещающая порода, а также очень хорошую сходимость сква-

жинных и прогнозных моделей упругих свойств. На рис. 3 приведен разрез по прогнозируемому кубу литотипов с вынесением литологии по результатам интерпретации ГИС.

Очевидно, что стохастическая инверсия позволяет смоделировать литологические тела, подобные вскрытым скважинами, как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях. Оценка точности прогноза толщин выполнялась методом «выколов». В условиях пласта В_ч ошибка составила около 3–5 м при общей толщине 15–20 м. Такая достоверность позволяет строить прогнозные карты для всех литотипов с высокой степенью надежности.

Геологическая модель

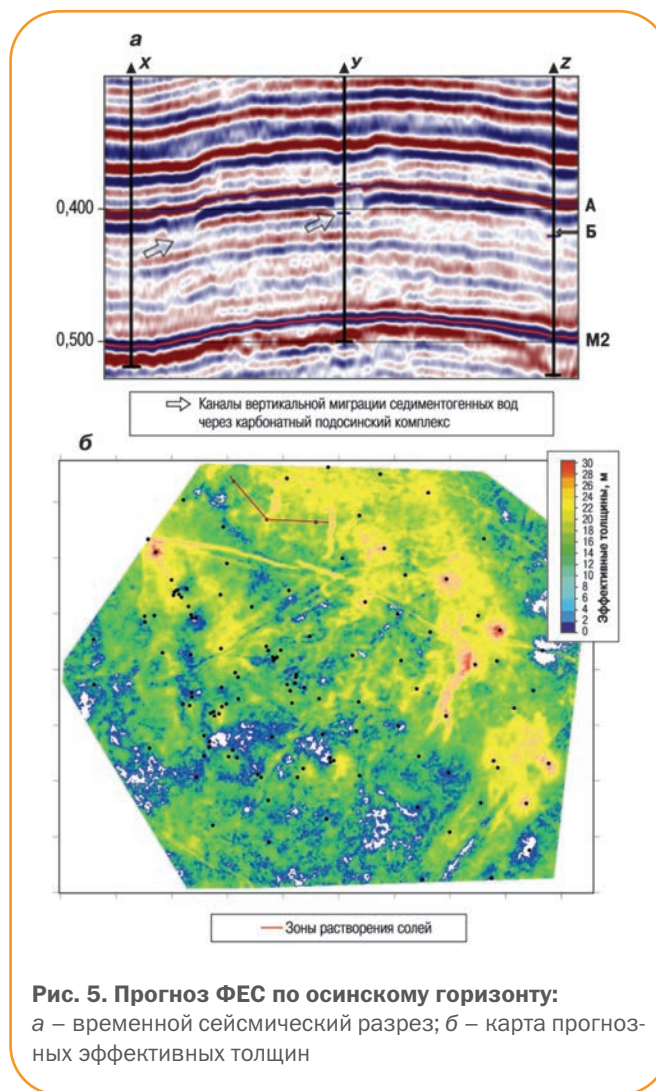
На заключительном этапе все описанные результаты интегрировались в трехмерную геологическую модель пластов В₁₀ и В₁₃. Данные о структурах легли в основу стратиграфического каркаса модели месторождения, который затем наполнялся различными свойствами. Информация по разломам использовалась для деления модели на блоки и при моделировании насыщения каждого из блоков, а также в расчетах гидродинамических параметров. Данные по линейным зонам глинизации и прогнозы литологии были использованы как тренд при моделировании эффективных толщин коллектора. На рис. 4 приведена карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта В₁₀ из модели, демонстрирующая интеграцию всей полученной информации.



Осинский горизонт

В 70–80 годы XX века В.Н. Воробьев выдвинул гипотезу о элизионных окнах [5], согласно которой на участках отсутствия в разрезе региональных флюидопоров происходит восходящая миграция пластовых флюидов. В результате вышележащие карбонатные пласты подвергаются интенсивным вторичным изменениям и приобретают улучшенные коллекторские свойства и нефтенасыщенность. По скважинным данным видно, что в районах выклинивания или сокращения подосинской пачки эффективные толщины резко возрастают, пористость увеличивается до 1,5–2 раза. При росте толщин галита поровое пространство средней части пласта B_1 остается заполненным солями. Сопоставление данных ГИС, эффективных толщин и сейсмических данных показало, что зоны уменьшения толщин соляного слоя характеризуются изменением амплитуды и формы записи отраженных волн в интервале ОГ Б (рис. 5, а).

Результаты двумерного сейсмического моделирования подтвердили данное предположение. Были найдены регрессионные зависимости между сейсмическими атрибутами и геологическими характеристиками интервала. Невысокий коэффициент корреляции (0,6) и достаточно большая дисперсия значений вполне закономерны. Акустическая жесткость среды, от которой зависит амплитуда сейсмического сигнала, формируется целым комплексом свойств породы и корреляция только с одним параметром (эффективной толщиной) не будет строгой. В данном случае сейсмические параметры позволяют, во-первых, отрисовать сложную конфигурацию тел (см. рис. 5, б), что невозможно



только по скважинным данным, во-вторых, рассчитать прогнозируемые эффективные толщины в межскважинном пространстве.

Наиболее перспективные для бурения участки сосредоточены в северной и северо-восточной частях месторождения. Они имеют локализованную обособленность и преимущественно вытянуты в субмеридиональном направлении, расширяясь на север. Большая их часть не приурочена к разломам и оперяющим их трещиноватым зонам. По всей видимости, такая языкообразная геометрия связана с палеорельефом кровли устькутского горизонта. Эффективные толщины по перспективной части изменяются в среднем от 14 до 18 м (в среднем по пласту 8–10 м), максимально достигая 25–30 м в субмеридионально вытянутых телах. Пористость превышает общий фон в 1,5–2 раза, а в зонах с размывом солей содержится около 40 % запасов природного газа осинского продуктивного горизонта Верхнечонского месторождения.

В настоящий момент осинский продуктивный горизонт равномерно изучен разведочным бурением, на ближайшие годы его разработка не планируется. В то же время с 2014 г. началась закачка нефтяного газа из объекта Вч в рамках его утилизации и организации временного подземного хранилища. С учетом достаточно низкой приемистости осинского горизонта закачку необходимо выполнять в наиболее проницаемые участки разреза. Газонагнетательные скважины, пробуренные на этих участках, на качественном уровне подтвердили представленную сейсмогеологическую модель. Сопоставление пространственного положения скважин и сейсмического прогноза с результатами интерпретации данных ГИС показывает, что с районами с меньшими эффективными толщами пробуренные скважины обладают низкими и средними ФЕС, с повышенными – высокими. Разница особенно заметна в средней пачке осинского горизонта, которая в низкопродуктивных скважинах запечатана галитом.

Выводы

1. Для создания геологической модели Верхнечонского месторождения использовались:

- структурные поверхности по целевым пластам;
- тектоническая модель месторождения;
- кинематический и динамический прогнозы ФЕС пластов.

2. В настоящее время трехмерная геологическая модель Верхнечонского месторождения ежегодно обновляется и является постоянно действующей. Она используется как основной инструмент для принятия решений по всем аспектам разработки целевых объектов. При том, что помимо сейсмических данных в модели используется много другой информации (данные изучения керна, ГИС и интерпретации их результатов, ГТИ), именно результаты сейсмической интерпретации являются базой для интеграции всех видов информации по месторождению.

Список литературы

1. Dubrule O. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Model. – 2003. – Vol. 6. – P. 36–37.
2. Gilks W., Richardson S., Spiegelhalter D. Markov Chain Monte Carlo in practice. – London: Chapman & Hall, 1996. – 496 p.
3. Кондратьев И.К., Аршинова Т.В., Киселев Ю.А. Оценка параметров тонкослоистых геологических разрезов на основе решения обратной динамической задачи сейсморазведки // Прикладная геофизика. – 1987. – Вып. 117. – С. 18–33.
4. Шаповалов М.Ю. Особенности инверсионных преобразований сейсмических данных в условиях Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) // Технологии сейсморазведки. – 2013. – №3. – С. 21–27.
5. Воробьев В.Н. Детальный прогноз зон локализации залежей нефти и газа в подсолевых отложениях центральных районов Лено-Тунгусской провинции // Закономерности строения и локальный прогноз зон нефтегазоаккумуляции на Сибирской платформе. – Новосибирск: СНИИГиМС, 1985. – 125 с.

References

1. Dubrule O., *Geostatistics for seismic data integration in Earth model*, 2003, V. 6, pp. 36–37.
2. Gilks W., Richardson S., Spiegelhalter D., *Markov chain Monte Carlo in practice*, Chapman & Hall/Crc, Interdisciplinary Statistics, London, 1996.
3. Kondrat'ev I.K., Arshinova T.V., Kiselev Yu.A., *Prikladnaya geofizika*, 1987, V. 117, pp. 18–33.
4. Shapovalov M.Yu., *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2013, no. 3, pp. 21–27.
5. Vorob'ev V.N., *Detal'nyy prognoz zon lokalizatsii zalezhey nefi i gaza v podsolevykh otlozheniyakh tsentral'nykh rayonov Leno-Tungusskoy provintsii* (Detailed forecast of oil and gas localization zones in the subsalt sediments of central areas of Lena-Tunguska province), Collected papers "Zakonomernosti stroeniya i lokal'nyy prognoz zon neftegazonakopleniya na Sibirskoy platforme" (Regularities of the structure and the local forecast for oil and gas accumulation zones on the Siberian Platform), Novosibirsk, 1985, 125 p.

Особенности сейсмогеологической модели сложнопостроенной залежи Русского месторождения

Н.В. Янкова, к.г.-м.н., И.А. Копысова (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: месторождение, песчанистость, горизонтальные скважины, куб вероятности коллектора.
Key words: oilfield, Net to Gross, horizontal wells, probability cube.

Адрес для связи: IAKopysova@rosneft.ru

Введение

В настоящее время в разработку вовлекаются сложнопостроенные залежи, требующие нестандартных методов изучения их строения. Газовая шапка Русского месторождения, занимающая более половины его площади, негативно влияет на результативность традиционных видов сейсморазведочных работ, что особенно важно при заложении проектных стволов горизонтальных скважин.

Основная цель работы – построение сейсмогеологической модели для определения перспективных зон заложения горизонтальных стволов скважин с учетом особенностей строения продуктивных пластов Русского месторождения.

Необходимость использования сейсмического модуля

Русское месторождение находится на стадии проектирования полномасштабной системы разработки, основные запасы нефти и газа сосредоточены в отложениях покурской свиты на глубине 700–1200 м. Наличие обширной газовой шапки затрудняет интерпретацию сейсмических данных вследствие формирования зоны «сейсмической тени» и искажения структурного плана пластов под газовой шапкой.

Результаты литофациального и седиментологического анализов свидетельствуют о цикличности процесса осадконакопления изучаемого интервала: разрез Русского месторождения представлен отложениями руслового генезиса и различными типами приливно-отливных каналов, мигрирующих как по

площади, так и по разрезу. Разделами циклов служат глинистые отложения.

Прослеживание циклов осадконакопления – сложная задача, особенно если циклы представлены потоковыми телами, фиксируемыми в скважинах, распространение которых трудно спрогнозировать в межскважинном пространстве. В таких случаях используют сейсмические данные. Однако в горизонтальные сейсмические срезы пластов Русского месторождения вместе с русловыми песчаниками попадают песчаники другого генезиса или геологического тела. В итоге границы распространения русла нечетко прослеживаются (рис. 1). В этом случае для определения особенностей строения месторождения максимально полно используются данные исследований скважин, за счет чего создается основа для работы в сейсмическом модуле.

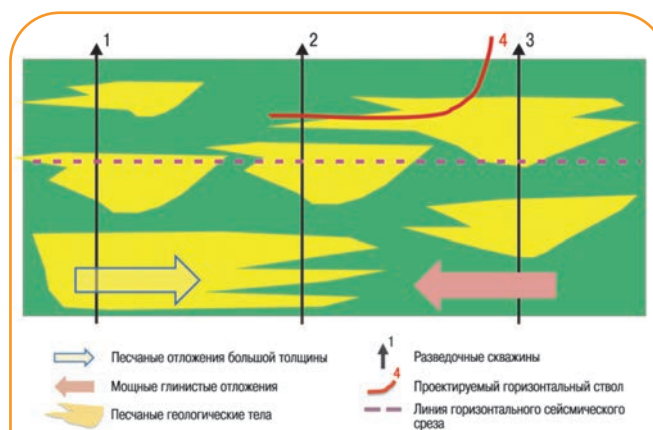


Рис. 1. Схема строения продуктивных пластов Русского месторождения

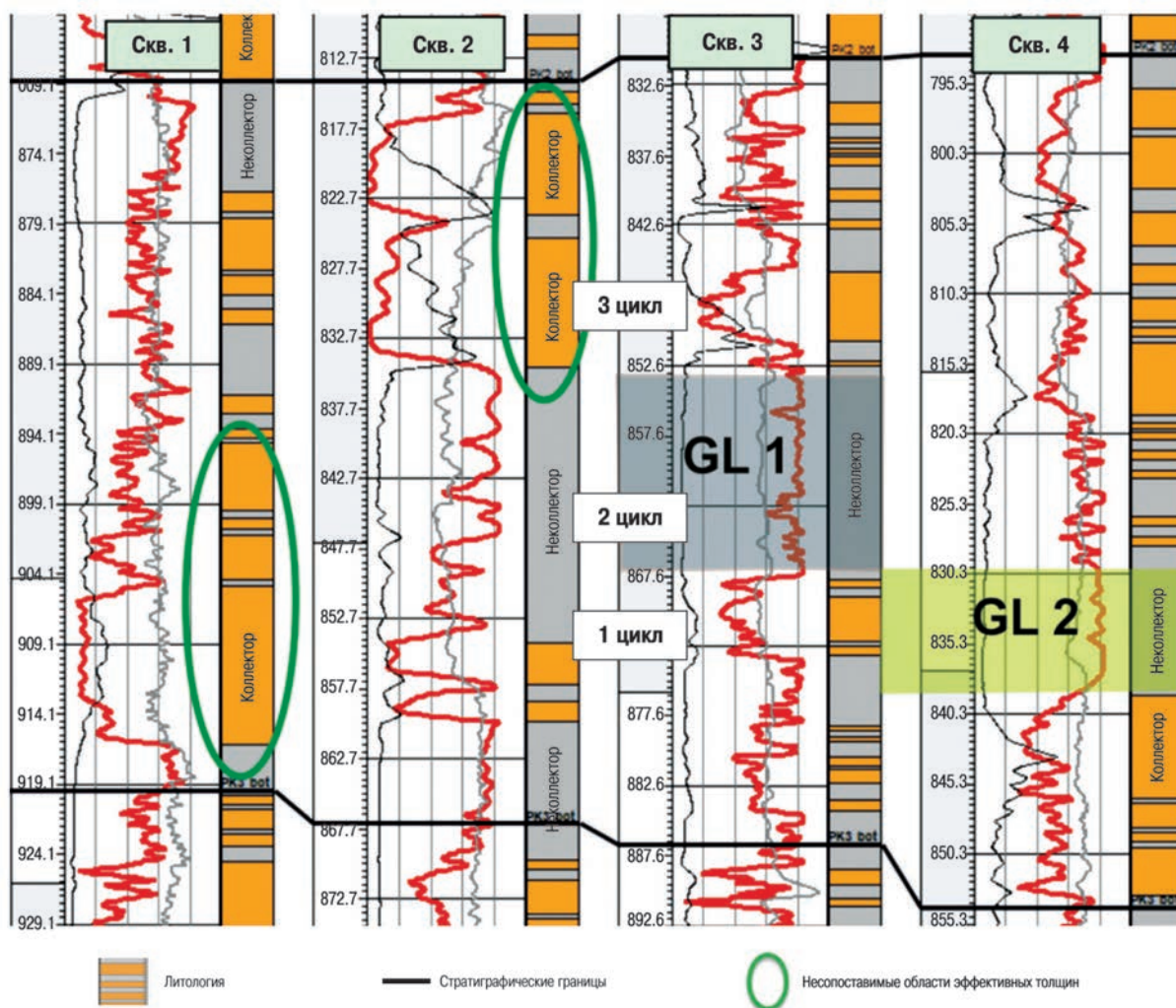


Рис. 2. Выделение границ циклов и неравномерное распределение коллекторов в стратиграфическом объеме пласта

Анализ результатов проведенных исследований

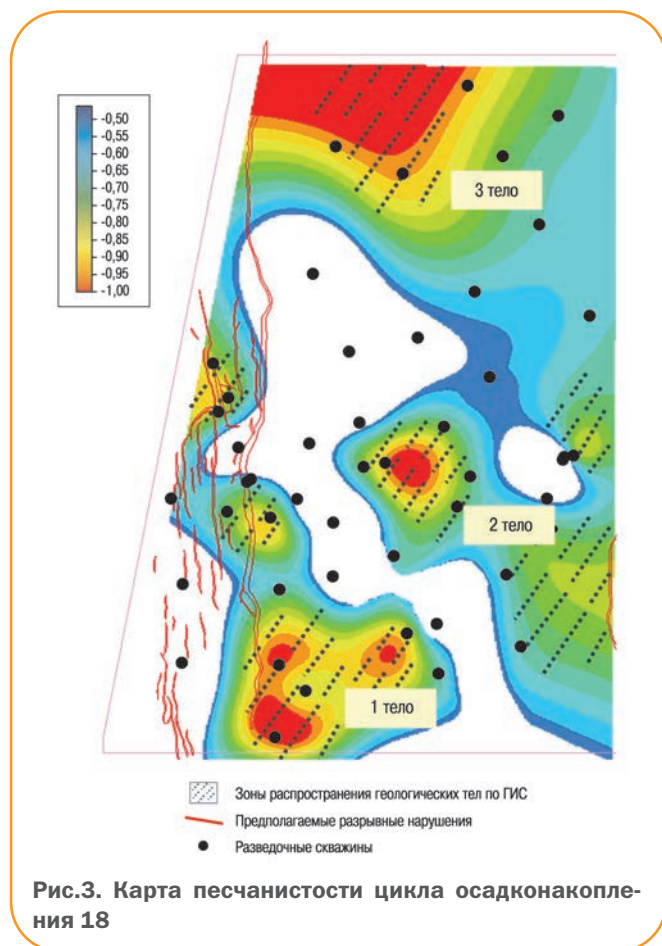
Детализация геологического строения месторождения показала, что отложения большой толщины сложены несколькими циклами, а мощные глинистые отложения, вскрытые скв. 3 (номера скважин условные) в соседней скв. 2 разделяются на тонкие прослои.

Для проводки горизонтальных скважин важно знать локализации зон повышенной песчаности как по разрезу, так и по площади, особенно при высокой степени неоднородности отложений. В стратиграфических границах (рис. 2) эффективные толщины могут быть сопоставимы по скважинам, например, по скв. 1 и 2, но распределение их по разрезу и площади неидентично: в скв. 2 песчаные отложения прослеживаются в верхней части, в скв. 1 – в нижней.

Таким образом, в большом стратиграфическом интервале разреза одного пласта, трудно учесть специфику распределения коллекторов.

На рис. 1 показан вариант проектного размещения горизонтальной скв. 4, когда ствол попадает в зону отсутствия коллектора. Для того чтобы избежать этого, необходимо детализировать разрез и внутри пластов выделить циклы, в которых должны быть закартированы отдельные геологические тела. Это предполагает некоторую формализацию для разделения стратиграфического объема пласта на интервалы, соотносящиеся, с одной стороны, с разрешающей способностью сейсмических исследований, с другой – с возможностью проведения горизонтальных стволов скважин.

Для выделения границ циклов анализировался разрез месторождения: установлены скважины, в которых присутствуют зоны разреза, представленные глинами толщиной 12–15 м (GL 1, см. рис. 2). Особенность залегания этих глин в том, что они в подошве и кровле граничат с песчаником. Следовательно, цикл 1 закончился внизу, затем накопились анализируемые глины, на которые позже легли песчаники цикла 3. В скв. 1 на палеоглубине глинистых



отложений GL 1 отмечаются отложения песчаника, которые относятся к циклу 2. Таким образом, границы кровли и подошвы глинистых отложений являются естественными границами циклов осадконакопления.

Для разделения разреза были выбраны эталонные скв. 3 и 4 таким образом, чтобы подошва глин предыдущего цикла была кровлей последующего: GL 1 и GL 2.

В пределах каждого выделенного цикла построены карты песчаности, которые контролируют распределение коллектора и показывают основные направления привноса терригенного материала. Кроме того, карты позволяют определить зоны различных геологических тел внутри цикла осадконакопления (рис. 3).

Все материалы, полученные в ходе геологических исследований продуктивной части разреза Русского месторождения, послужили основой для анализа результатов сейсморазведки.

Традиционный подход к интерпретации сейсмических данных, основанный на прослеживании отражений, соответствующих геологическим пластам, построении структурных карт и карт прогнозных эффективных толщин и активно реализуемый в предшествующие годы на Русском место-

рождении, не позволяет решить проблему объемного прогноза литологии для заложения горизонтальных стволов скважин. Поэтому перед авторами встала задача подбора алгоритмов построения литологического куба с учетом сейсмической информации и имеющихся неопределенностей строения месторождения. Неопределенности связаны со следующими факторами.

1. Наличие массивной газовой шапки и резкой латеральной изменчивости затрудняет динамическую интерпретацию и сейсмическую корреляцию. Условно протяженные оси синфазности имеют сильную изменчивость и прерывистость в плане.

2. Изменение акустических свойств наиболее контрастно в области газовой шапки, но мало дифференцировано за ее пределами. Корреляция в зоне газонефтяного контакта (ГНК), где влияние газовой шапки искажает волновое поле, представляется спорной. В волновом поле фиксируются дополнительные отражения и создается область «тени» под ГНК.

3. Процесс корреляции волнового поля трудоемок и связан с погрешностями как при корреляции, так и при дальнейшем построении структурных карт.

Для частичного исключения влияния интерференции и возможного картирования протяженных осей синфазности одноименных геологических циклов и последующего прогноза фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в 2013 г. была рассчитана детерминистическая инверсия. Вместе с тем по имеющимся данным задачу сейсмической корреляции по результатам инверсии решить невозможно. Оценка точности результатов инверсии показала, что достоверность прогноза коллекторских свойств в газонасыщенной зоне в 2 раза выше, чем в нефтеводонасыщенной.

В результате проведенного анализа авторами был сделан вывод, что полученные кубы акустического импеданса (АИ) и соотношение скоростей продольной и поперечной волн v_p/v_s могут быть использованы для прогноза пространственного распределения литологического состава и коллекторских свойств. Однако сложное строение Русского месторождения и ограничения разрешающей способности сейсморазведки не позволяют применять параметрические методы для прогноза литологии. В связи с этим для объемного прогноза литологии использовалась оценка вероятности прогноза литотипов по упругим параметрам (рис. 4).

Нередко разделить литотипы по v_p/v_s и АИ в отдельности невозможно. По оценке толщин каждого

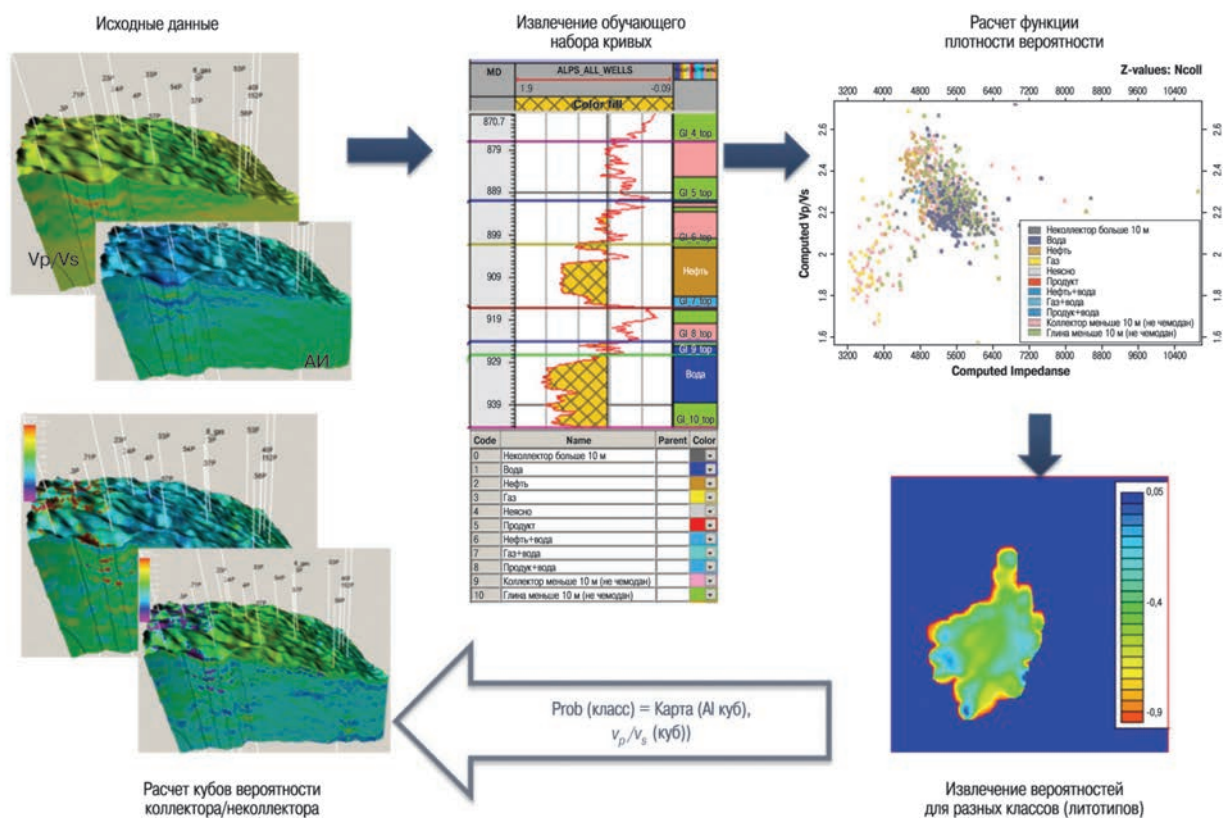


Рис. 4. Схема вероятностного прогноза литотипов

из литотипов в разрезе Русского месторождения преобладающими являются породы-коллекторы/неколлекторы малой толщины с близкими по упругим свойствам характеристиками, прогноз которых затруднен по данным сейсморазведки вследствие недостаточной разрешающей способности метода.

Поэтому была предпринята попытка оценить интервалы коллектора/неколлектора толщиной более 10 м, поскольку разрешение сейсмических данных и, как следствие, результат инверсии, не позволяют выделять тонкие прослои. По скважинным данным четко выделяется область пониженных значений импеданса, что характеризует коллекторы с газовым насыщением и позволяет прогнозировать их коллекторские свойства. Статистически значимого разделения на нефте- и водонасыщенные коллекторы по упругим параметрам не наблюдается в связи с высокой плотностью нефти и ее низким газовым фактором.

В результате предпринята попытка использовать непараметрический метод оценки функции плотности вероятности для прогноза литотипов¹. Основная идея данного подхода заключается в использовании оценки функции плотности вероятности для каждого выбранного литотипа по двум параметрам: v_p/v_s от AI.

По литологическим данным оценивается плотность вероятности для коллектора и неколлектора. Полученные функции для каждого литотипа используются для расчета соответствующих кубов вероятности.

Качество вероятностного прогноза оценивалось по сходимости геологических данных с сейсмическими (рис. 5) как по скважинам, так и по каждому геологическому циклу.

Для каждого геологического цикла были выделены объемные тела коллектора и неколлектора (рис. 6). Отсечка критерия достоверности прогноза литоти-

¹ Characterizing tight, thin reservoirs using high-density 3D seismic- a case study from the central Sichuan Basin/ Bo Liang, Meng Zhang [et al.] // First Break, 2014 (May). – Vol. 32. – P. 85–93.

¹ Liang Bo, Zhang Meng et al., Characterizing tight, thin reservoirs using high-density 3D seismic- a case study from the central Sichuan Basin, First Break, 2014, May, V. 32, pp. 85–93.

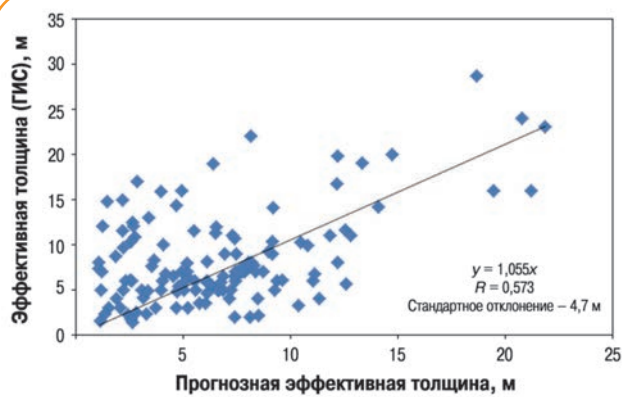


Рис. 5. Оценка качества прогноза коллектора

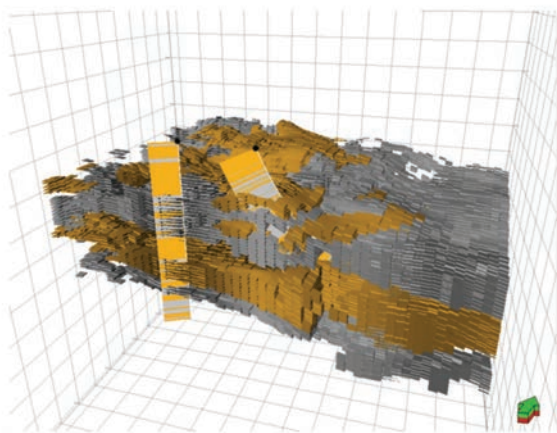


Рис. 6. Пример выделения объемных тел коллектора (желтый цвет) и неколлектора (серый цвет)

пов выбрана со значениями 60 % и более, что позволяет определить точные зоны распространения коллектора. Это важно для заложения первоочередных стволов горизонтальных скважин.

При оценке качества прогноза важен ретроспективный анализ: сравнение эффективных толщин по новым пробуренным скважинам с прогнозными картами эффективных толщин из геологиче-

ской модели. По завершению работ были пробурены две разведочные скважины, информация по которым послужила критерием оценки результатов прогноза. Суммарная эффективная толщина исследуемого интервала по скважинам была сопоставлена с результатами прогноза. Полученная схожимость по первой и второй скважинам составила соответственно 90 и 87 %, что свидетельствует о достоверном прогнозе эффективных толщин и пригодности сейсмогеологической модели для планирования бурения новых скважин и проведения геолого-технических мероприятий.

Выводы

1. Для решения задач заложения горизонтальных скважин на основе сейсмогеологической модели сложнопостроенных залежей по скважинным данным определены характерные особенности строения продуктивных пластов.
2. Стратиграфический разрез разделен на циклы осадконакопления таким образом, чтобы полностью контролировать изменения в распределении песчаности, что важно для проводки скважин в неоднородном разрезе.
3. По результатам инверсионных преобразований с применением непараметрической оценки функции плотности вероятности получены кубы вероятности прогноза литологии и выделены объемные геологические тела.
4. Объемные тела визуализированы в геологической сетке в виде коллектора и неколлектора, что позволило использовать полученную сейсмогеологическую модель для контроля и проводки горизонтальных скважин.
5. Достоверность прогноза эффективных толщин в перспективных зонах по результатам бурения двух скважин достигает 90 %.

Создание пилотного петрофизического проекта и использование современных подходов в ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Н.В. Щетинина, С.А. Яценко, А.В. Хабаров, к.т.н. (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: пилотный проект, база данных, деконволюция, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), петротипы, литологическая модель проницаемости, капиллярная модель насыщенности, автоматизация процессов, минимизация геологических рисков.

Key words: pilot project, data base, deconvolution, NMR, petrotypes, permeability lithological model, saturation capillary model, automatization, geological risks mitigation.

Адрес для связи: nvschetinina@rosneft.ru

Введение

В статье рассмотрены создание пилотного проекта для работы в новом регионе нефтедобычи на территории Восточного Увата и использование современных подходов в ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Новые подходы, разработанные в рамках этого проекта по Восточному Увату, в дальнейшем использовались в качестве примера для других месторождений. Перевод всех интерпретационных процессов в формат скриптов и рабочих процессов позволил добиться существенной экономии времени при обработке и интерпретации данных, что повысило скорость принятия решений о сохранении или изменении дальнейшей стратегии работ. Внедренная система оценки качества данных геофизических исследований скважин (ГИС) позволила улучшить качество поступающих данных, исключить некоторые геологические неопределенности и риски.

Результатом работы явились реализация ряда последующих проектов по Западной и Восточной Сибири, разработка единых стандартов представления каротажных материалов внутри компании, а также внедрение системы оценки качества материалов ГИС.

Создание базы данных

В рамках первого пилотного проекта по Восточному Увату силами команды петрофизиков разработана и внедрена новая структура базы данных [1], включающая детальную информацию по керну, каротажу, испытаниям, стратиграфическим разбивкам и результатам интерпретации данных ГИС (рис. 1). Для каждой составляющей базы данных разработаны индивидуальные, адресные шаблоны, после чего вся информация была стандартизована и приведена к формату этих шаблонов, затем загружена в базу данных.

На следующем этапе разработаны единые форматы представления планшетов разведочных скважин с отбором керна, эксплуатационного фонда скважин и скважин со специальным каротажом. Такая организация материалов обеспечила комплексный анализ всей информации о месторождении.

Деконволюция плотностного каротажа

После привязки керна следующим этапом стал совместный анализ керновых данных с результатами каротажа. Благодаря инструменту «интерактивного выделения», позволяющему одновременно выделять интересующие зоны на графике и в границах петрофизического планшета, была отмечена важная особенность в строении продуктивного пласта – его тонкослоистое строение с толщиной отдельных прослоев ниже разрешающей способности большинства методов ГИС, – не определенную и не учтенную в предыдущих работах.

В результате использования процедуры касп-деконволюции [2–4] был сохранен отклик сигнала от мощных прослоев и восстановлен сигнал в тонких слоях. Применение деконволюции в разрезе месторождения улучшило разрешение гамма-гамма плотностного каротажа.

Обработка данных ядерно-магнитного каротажа (ЯМК)

Использование модуля NMR обработки данных ЯМК позволило не только оценить качество интерпретации различными сервисными организациями («Нефтегазгеофизика», «Шлюмберже», Baker Hughes) по сравнению с керновыми данными, но и привести все данные к единому формату и выполнить их переинтерпретацию с уточнением алгоритма. Уста-

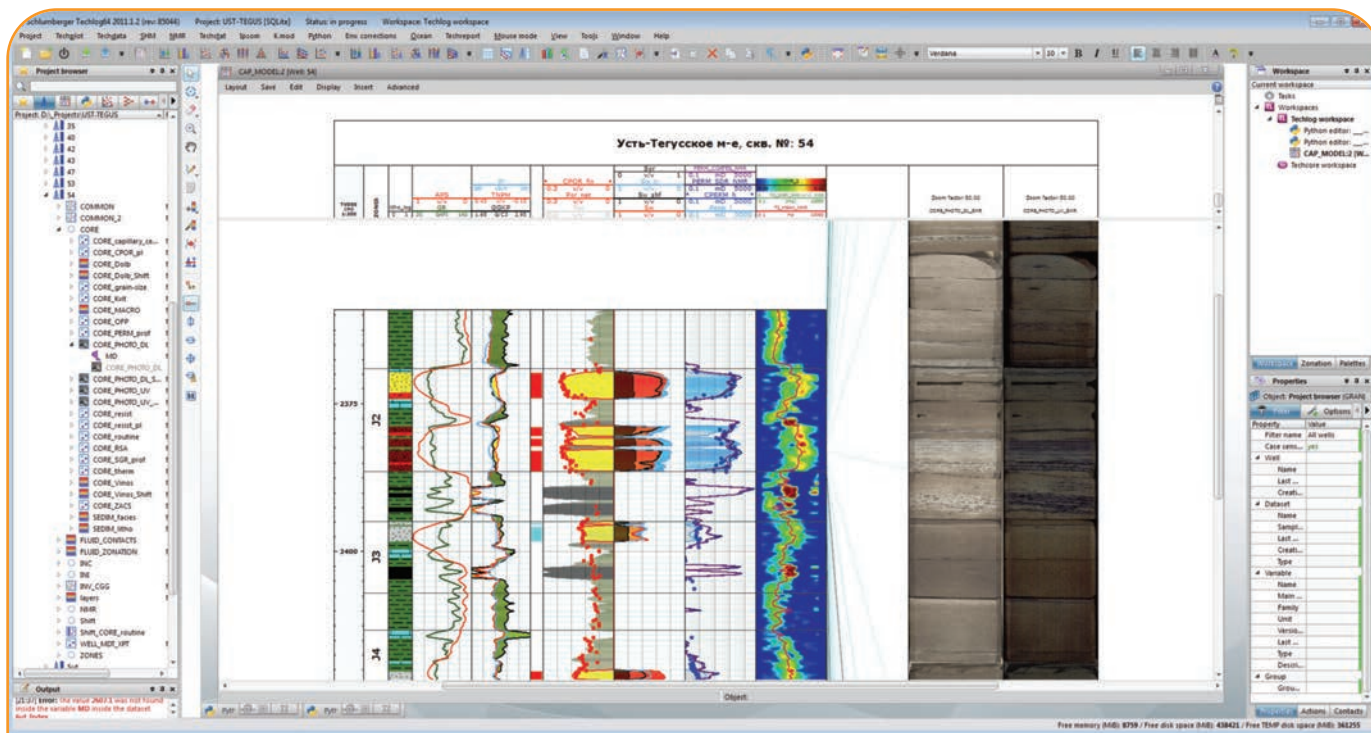


Рис. 1. Структура организации базы данных на платформе Techlog

новлено, что для всех скважин терригенно-карбонатного разреза использовалась единая отсечка, равная 33 мкс, при том, что разрез на 50 % состоит из карбонатных отложений. Авторами уточнен алгоритм обработки данных ЯМК [5, 6]: для терригенной части разреза была сохранена отсечка 33 мкс, для карбонатной – обоснована отсечка 66 мкс. При этом коэффициент проницаемости $k_{пр}$ по керну совпал с коэффициентом проницаемости по ЯМК.

Далее был построен кросс-плот проницаемости и пористости по керновым данным и кажущегося размера пор по данным ЯМК. В результате в общем поле корреляции $k_{пр}$ и $K_{п}$ выделены четыре класса пород, различающихся по виду взаимосвязи пористости с проницаемостью и среднему размеру пор [7-9], результаты остальных видов исследования керна подтвердили наличие выделенных областей.

Распознавание петротипов по каротажу

Для идентификации выделенных ранее типов пород по каротажу использовались литологические кросс-плоты плотностного (ГГКп) σ и нейтронного (НК) ω каротажа, а также ГГКп и фотоэлектрического фактора P_e . При этом исходя из общего анализа в составе пород выделены наиболее чистые крупнопоровые песчаники и гравелиты (суперфация), средне-, мелко- и микропоровые песчаники, алевролиты и карбонатизированные коллекторы (рис. 2) [9].

Оценка пористости

Пористость $K_{п}$ терригенно-карбонатных коллекторов пласта Ю₁ Уренского месторождения оценивалась по данным плотностного или акустического и нейтронного каротажа с поправкой за глинистость по гамма-каротажу. Точность определения $K_{п}$ по акустическому и нейтронному каротажу существенно ниже, что очевидно связано с более низкой вертикальной разрешающей способностью методов.

Прогноз проницаемости

Как показано выше, модель пористости по ГГКп достаточно универсальна для всего литологического ряда рассматриваемого разреза. В то же время достоверная оценка проницаемости не может быть выполнена без учета литологии. В связи с этим установлены индивидуальные зависимости $k_{пр} = f(K_{п})$ для каждого выделенного литотипа (см. рис. 2). Как видно из рис. 2, неучет литологических трендов приводит к возникновению «порядковых» ошибок при оценке проницаемости [9].

Построение капиллярной модели насыщенности

На данном этапе особое внимание было уделено настройке капиллярной модели насыщенности. С этой целью все капиллярные данные аппроксимированы единой математической моделью Brooks – Corey [10, 11], выбранной из других капиллярных моделей (Thomeer, Brooks-Corey, Leverett J, Lambda), как наиболее точно описывающая фактические данные.

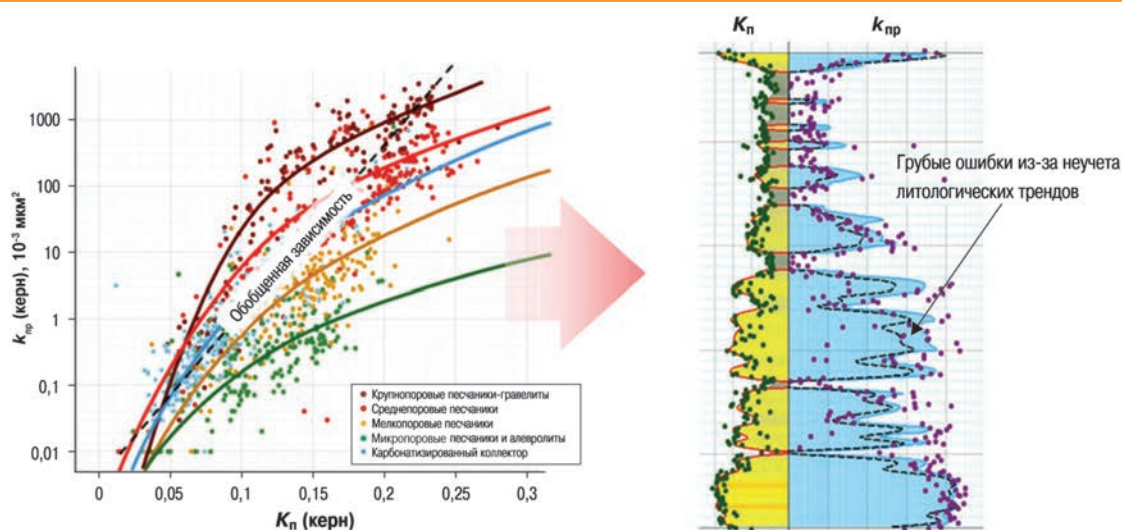


Рис. 2. Литологическая модель проницаемости горных пород пласта Ю₁ Уренского месторождения

В результате установлена возможность оценки нефтенасыщенности методом, не зависящим от данных скважинной электрометрии. При этом результирующая капиллярная модель представляет собой зависимость водонасыщенности коллекторов от их высоты над зеркалом чистой воды и соотношения проницаемости и пористости (рис. 3). Кроме того, настройка капиллярной модели позволила осуществить прогноз остаточной водонасыщенности в зоне предельного насыщения.

Автоматизация процессов

Организация всего процесса вычисления в формате единого «скрипта» позволила оперативно уточнять алгоритмы за счет автоматической пакетной переинтерпретации данных. Такая возможность также незаменима при расчете прогнозной продуктивности по всему фонду скважин для сравнения с фактической продуктивностью.

Организация доступа к информации для мультидисциплинарной команды

Необходимо отметить прозрачность организации доступа из ПК Petrel к данным с использованием специального плагина, который обеспечивает возможность копирования и обмена данными напрямую, что существенно экономит время, ранее требовавшееся для выгрузки и загрузки данных.

Заключение

Одновременно с развитием петрофизического проекта осуществлялось интенсивное разбуривание новых участков месторождения, и созданная единая база проекта позволила оперативно выполнять сопровождение вновь пробуренных скважин и сократить время принятия решений об изменении дальнейшей стратегии бурения. Так, по результатам интерпретации одного из пилотных стволов принято решение об изменении траектории горизонтальной скважины, что,

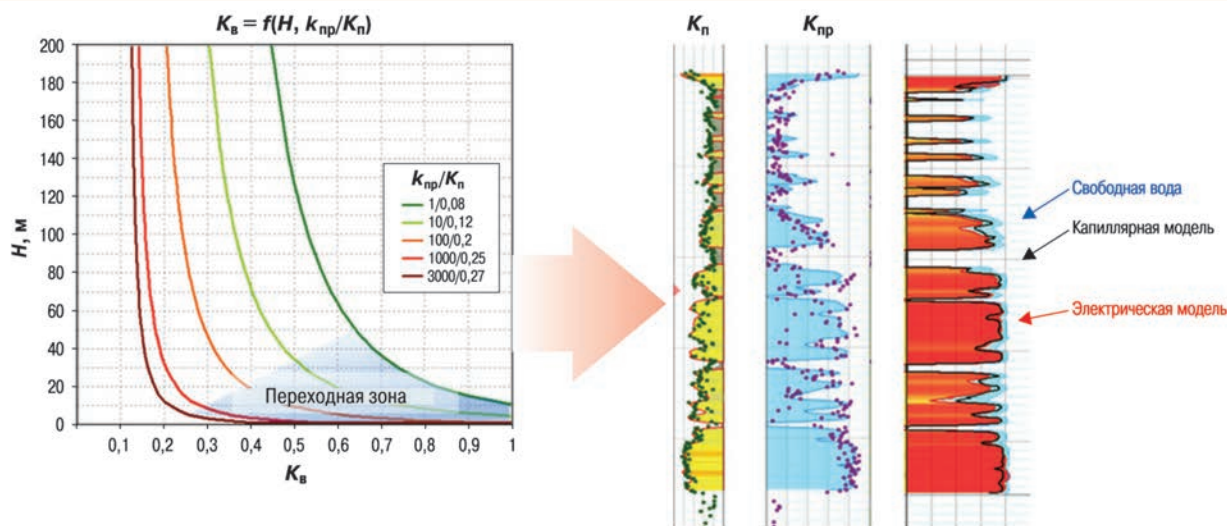


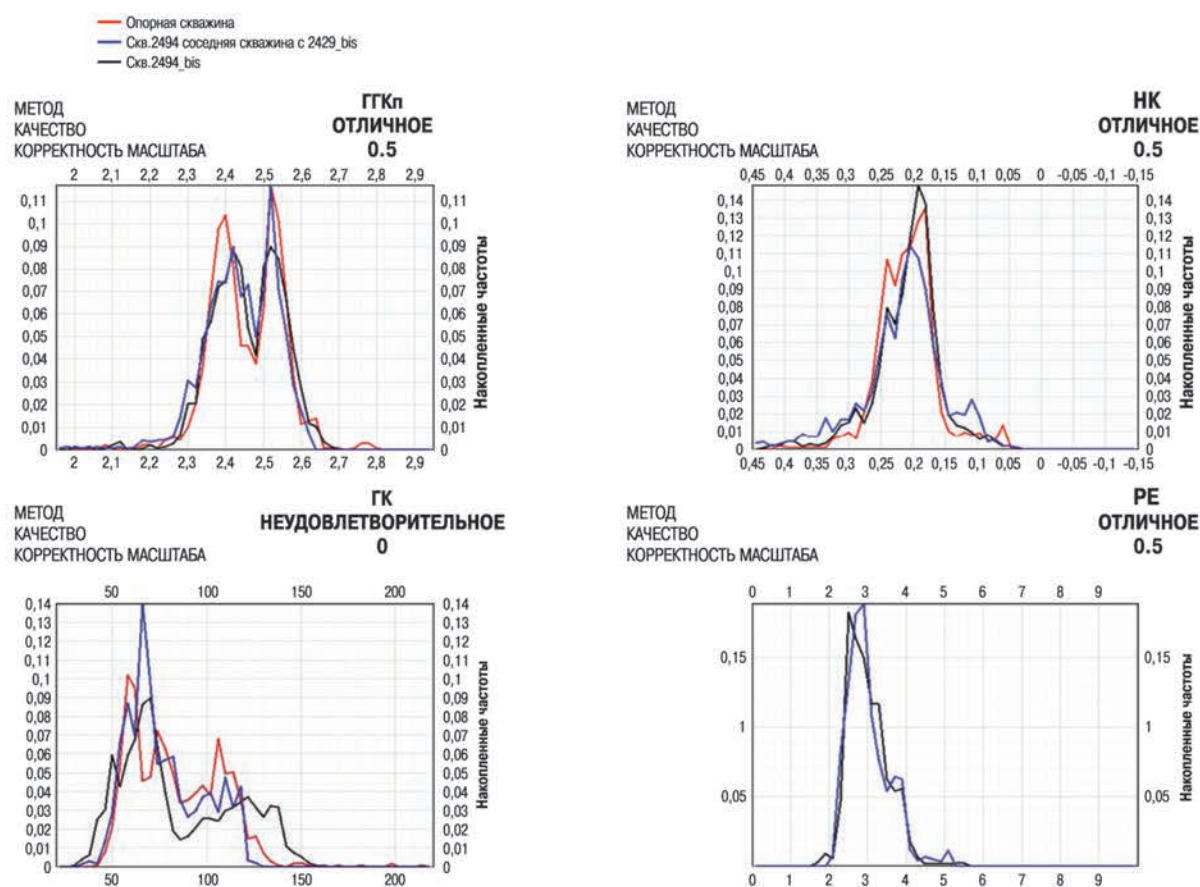
Рис. 3. Зависимость водонасыщенности K_v от высоты H пласта Ю₁ Уренского месторождения над зеркалом чистой воды

ТАБЛИЦА ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА КАРОТАЖА

	Корректность масштаба	Уязвка по глубине	Отсутствие выборов	Отсутствие зашумленности	Процент наличия в целевом интервале	Вес	Клониж	Σ	Примечания
ГКл	0.5	0.2	0.2	0.1	1	0.25	1	25 %	
НК	0.5	0.2	0.2	0.1	1	0.15	1	15 %	
ГК	0	0.2	0.2	0.1	1	0.1	1	5 %	брак корректности масштаба
РЕ	0.5	0.2	0.2	0.1	1	0.05	1	5 %	
МБК	0.5	0.2	0.2	0.1	1	0.1	1	10 %	
ПС		0	0	0	0	0.1	1	0 %	отсутствие кривой ПС
КВ		0.4	0.4	0.2	1	0.05	1	5 %	
КС(ИКС)	0.5	0.2	0.2	0.1	0.8	0.2	1	16 %	отсутствие среднего зонда (RES3)
Итоговая оценка качества:								81 %	

Неудовлетворительный результат

Оценка корректности масштаба кривых по гистограммам распределения ГКл, НК, ГК



ВЫВОД:

качество каротажа в целом по скв.2494_bis хорошее (81 %), хотя качество данных гамма-каротажа (ГК) не позволяет использовать кривую для количественной интерпретации из-за некорректности масштаба (распределение ГК шире распределения по оптовой и соседней скважинам)

Петрофизик

Handwritten signature

Н.В. Щетинина
08.02.2012 г.

Рис. 4. Пример заключения по оценке качества каротажа

во-первых, сэкономило время буровой бригады, во-вторых позволило избежать риска бурения в область отсутствия коллекторов. Похожая проблема была решена с использованием имиджей плотностного каротажа, обработка результатов которого также была выполнена специалистами ООО «ТННЦ».

Модернизация петрофизической службы продолжается: команда петрофизиков ООО «ТННЦ» и «РН-Уватнефтегаз» разработала и внедрила систему оценки качества каротажа (рис. 4), которая позволила за короткий срок значительно улучшить качество поступающей информации. В рамках последующих про-

ектов петрофизической службой разработаны и внедрены алгоритмы оценки обводненности продукции, что позволило подготавливать рекомендации по вскрытию потенциально перспективных объектов, а дочерним организациям принимать решение о выборе интервалов перфорации с учетом этих данных.

Разработанные новые подходы и практики приняты на вооружение не только департаментами по разработке месторождений, но и департаментами по геологоразведке, которые стали широко использовать капиллярные модели насыщенности для обоснования заложения новых поисковых и разведочных скважин с учетом данных сейсморазведки, а также для оценки перспективности ловушек.

Таким образом, модернизация петрофизической службы позволила сэкономить ресурсы компании, минимизировать геологические риски и неопределенности, а также эффективно управлять стратегией разработки и разведки месторождений.

Список литературы

1. Thakur G.C. What is Reservoir Management? // JPT. – 1996. – June. P. 520–525.
2. Flaum C., Galford J.E., Hastings A. Enhanced vertical resolution processing of dual detector gamma-gamma density logs // SPWLA Twenty-Eight Annual Logging Symposium. – 1987. – June 29–July 2.
3. Хабаров А.В., Волокитин Я.Е., Боркент Э.Я. Методика оценки пористости тонкослоистых пластов-коллекторов // Каротажник. – 2009. – № 12(189). – С. 129–143.
4. Щетинина Н.В., Немирович Т.Г. Подходы к обработке исходных данных геофизических исследований скважин для повышения точности результатов интерпретации и снижения геологических неопределенностей. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 12–15.
5. Trends in NMR Logging / D. Allen, C. Flaum, T.S. Ramakrishnan [et al.] // Oilfield Review. – 2000. – № 3 (Autumn). – P. 2–19.
6. Еникеев Б.Н. Проницаемость по ЯМК (Опыт сравнения оценок) // Тезисы конференции «Геомодель 2011». – Геленджик, 2011. – 380 с.
7. Determination of rock quality in sandstone core plug samples using NMR/ P. Romero, G. Bruzual, O. Su rez [et al.] // SCA2002-51. – P. 1–6.
8. Dunn K., LaTorraca G., Bergman D. Permeability relation with other petrophysical parameters for periodic porous media // Geophysics. – 1999. – N64(2). – P. 470–478.
9. Уточнение проницаемости терригенно-карбонатных коллекторов Уренского месторождения / Н.В. Щетинина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 21–23.

10. Brooks R.H., Corey A.T. Properties of porous media affecting fluid flow // J. of the Irrigation and Drainage Division, Proc. of ASCE. – 1966. – Vol. 92. – № IR2. – P. 61–68.
11. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic Properties of Porous Media // Colorado State University Hydrology. – 1964. Paper no. 3.
12. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов/ под ред. И.Г. Шнурмана. – Краснодар, 2010. – 306 с.
13. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.
14. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 368 с.

References

1. Thakur G.C., *What is Reservoir Management*, JPT, 1996, June, pp. 520–525.
2. Flaum C., Galford J.E., Hastings A., *Enhanced vertical resolution processing of dual detector gamma-gamma density logs*, SPWLA Twenty-Eight Annual Logging Symposium, 1987, June 29 July 2.
3. Khabarov A.V., Volokitin Ya.E., Borkent E.Ya., *Karotazhnik*, 2009, no. 12(189), pp. 129–143.
4. Shchetinina N.V., Nemirovich T.G., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2012, no. 10, pp. 12–15.
5. Allen D., Flaum C., Ramakrishnan T.S. et al., *Trends in NMR logging*, Oilfield Review, 2000, no. 3 (Autumn), pp. 2–19.
6. Enikeev B.N., *Proceedings of conference “Geomodel’ 2011”*, Gelendzhik, 2011, 380 p.
7. Romero P., Bruzual G., Su rez O. et al., *Determination of rock quality in sandstone core plug samples using NMR*, SCA2002-51, pp. 1–6.
8. Dunn K., LaTorraca G., Bergman D., *Permeability relation with other petrophysical parameters for periodic porous media*, Geophysics, 1999, 64(2), pp. 470–478.
9. Shchetinina N.V., Khabarov A.V. et al., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2012, no. 10, pp. 21–23.
10. Brooks R.H., Corey A.T., *Properties of porous media affecting fluid flow*, J. of the Irrigation and Drainage Division, Proc. of ASCE, 1966, V. 92, no. IR2, pp. 61–68.
11. Brooks R.H., Corey A.T., *Hydraulic properties of porous media*, Colorado State University Hydrology, 1964, paper no. 3.
12. *Aktual’nye voprosy petrofiziki slozhnopostroennykh kollektorov* (Topical issues of petrophysics of complex reservoirs): edited by Shnurman I.G., Krasnodar, 2010, 306 p.
13. Vendel’shteyn B.Yu., Rezvanov R.A., *Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov* (Geophysical methods of determining the parameters of oil and gas reservoirs), Moscow: Nedra Publ., 1978, 318 p.
14. Dobrynin V.M., Vendel’shteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A., *Petrofizika* (Petrophysics), Moscow: Nedra Publ., 1991, 368 p.

История развития петрофизической модели верхнечонского горизонта

Н.В. Щетинина, Я.И. Гильманов, к.г.-м.н.,
Д.А. Анурьев, к.т.н., Е.С. Бусуек (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: коэффициент засоления, гравелиты, комплексный анализ керна, расширенный комплекс геофизических исследований скважин, гидродинамический каротаж, гамма-спектрометрия, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК).

Key words: salinization coefficient, gravelstones, comprehensive core analysis, extensive well logging suite, production logging, gamma spectrometry, nuclear magnetic logging (NML), method for porosity calculation adjusted for the degree of rock salinization, horizontal well logs interpretation, layered 2D model.

Адрес для связи: nvschetinina@rosneft.ru

Введение

В настоящее время традиционные нефтегазоносные провинции РФ уже не могут обеспечить баланс между добычей углеводородного сырья и приростом запасов открываемых месторождений. Это обуславливает актуальность изучения нефтегазовых коллекторов Восточной Сибири.

В статье на примере развития петрофизической модели верхнечонского горизонта рассмотрен опыт ООО «ТННЦ» по сопровождению одного из крупнейших проектов ОАО «НК «Роснефть» в Восточной Сибири.

На основе многочисленных исследований [1-7] были выработаны современные подходы к петрофизическому обеспечению интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) в засоленных коллекторах, успешно систематизированные и дополненные специалистами ООО «ТННЦ» как в области исследований керна, так и в методических подходах к интерпретации результатов ГИС.

История развития петрофизической модели верхнечонского горизонта началась в 1978 г. и продолжается в настоящее время. Наиболее значимый вклад в ее развитие внесли такие организации, как ОАО «Верхнечонскнефтегаз», ГПП «Востсибнефтегазгеология», DeGolyer and MacNaughton Corp., ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», ООО «ГеоПир», ООО «ТННЦ», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Schlumberger. Особенно важна роль в создании обновленной петрофизической модели верхнечонского горизонта геологической службы ДО «Верхнечонскнефтегаз».

Краткая характеристика

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из наиболее крупных по запасам углеводородов месторождений Восточной Сибири. Однако сложное геологическое строение месторождения, многочисленные разломы, высокая минерализация пластовых вод и засоление коллекторов при низких пластовых температурах и давлении затрудняют разработку продуктивных горизонтов. Основные запасы нефти категорий C_1 и C_2 приурочены к пластам верхнечонского горизонта (Вч) нижнемотской подсвиты. Породы горизонта ВЧ сложены терригенными кварцевыми песчаниками от гравийных конгломератов и гравелитов до разнозернистых песчаников и алевролитов с примесью полевых шпатов и акцессорных минералов (рис. 1). Наблюдаются многочисленные вторичные преобразования пород и заполнение порового пространства коллекторов кристаллизованным галитом, резко ухудшающим их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) [8]. Отмечаются также сульфатизация и карбонатизация пород.

Анализ многочисленных результатов исследования керна показывает, что засолению подверглись все литологические разности продуктивного разреза. При этом наибольшая степень засоления характерна для крупнозернистых литологических разностей, имеющих изначально наилучшие ФЕС: гравийных конгломератов и песчаников, а также песчаников. Неоднородность литологического состава и разная степень засоления проявляются в боль-

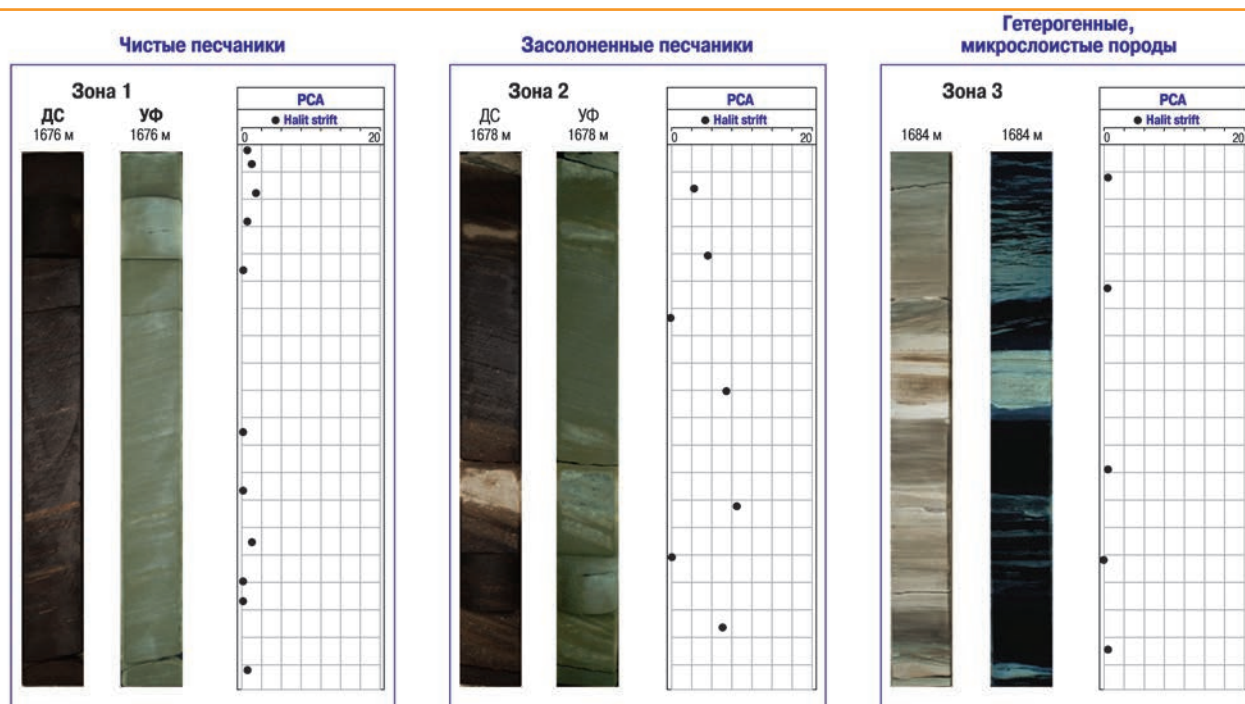


Рис. 1. Породы верхнечонского горизонта по фотографиям керна в дневном (ДС) и ультрафиолетовом (УФ) свете ($K_{\text{сол}}$ – коэффициент засоления по данным рентгеноструктурного анализа керна (Halit))

шом диапазоне открытой пористости (0,2–26,2 %) и проницаемости (от $0,002 \cdot 10^{-3}$ до 10 мкм^2) [9].

Породы пласта Вч характеризуются высокой анизотропией проницаемости перпендикулярной напластованию, которая согласно данным анализа керна варьирует в широком диапазоне (1,2–21 при среднем значении 5,1) и связана, по-видимому, не только с неравномерным засолением пород, но и наличием слоистой глинистости в разрезе. Присутствует латеральная неоднородность по пористости и проницаемости для образцов из одного места отбора.

Открытие Верхнечонского месторождения

Верхнечонское поднятие было подготовлено сейсморазведкой для поискового бурения в 1976 г. В результате в 1978 г. открыто Верхнечонское месторождение, высокая продуктивность связана с песчаниками терригенного комплекса нижнемотской под-свиты (пласты Вч₁, Вч₂). Запасы свободного газа, газа газовых шапок, конденсата, нефти и растворенного газа по данным сейсморазведки и бурения 3 параметрических, 8 поисковых и 27 разведочных скважин были утверждены ГКЗ СССР 23.11.86 г. [10].

В отчете по подсчету запасов нефти и газа 1986 г. для выделения эффективных толщин предлагалось использовать граничное значение естественной радиоактивности пород, равное 12 мкР/ч, что привело к заниженной оценке эффективных толщин [11].

При последующем подсчете запасов от этого критерия отказались.

В процессе бурения размеры поднятия уточнились в сторону увеличения, что потребовало проведения детализационных сейсмических работ параллельно с разведочным бурением (1983–1987 гг.) [10].

Петрофизическая модель подсчета запасов в 1994 г.

Следующий подсчет запасов выполнен в 1994 г. (ПЗ 1994 г.). На тот момент было пробурено еще 60 разведочных скважин, 2 из которых – с применением нефилтующего раствора со сплошным отбором керна, что позволило определить нефтенасыщенность прямым методом. Отбор керна выполнен в 95 скважинах. Охарактеризованность эффективных толщин составила 34,9–46,3 %. Керна изучался в лабораториях ГПП «Востсибнефтегазгеология», ВостСибНИИГГиМС, ВНИИнефти и др. [10].

Информация о технологии исследования керна, отобранного до 1994 г. и изученного в ГТП «Востсибнефтегазгеология», в основном утрачена и носит эпизодический характер. Исследования керна проводились в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.0-85, ГОСТ 26450.2-85, ОСТ-39-204-86 и других нормативных документов. Программа изучения керна включала расширенный литолого-петрофизический комплекс стандартных и специальных исследований. Образцы изготавливались либо на

воде, либо на керосине, либо на масле. Экстракция, по всей видимости, проводилась в спиртобензольной смеси. Коэффициент пористости $K_{п}$ определялся методом Преображенского (керосин), проницаемости $k_{пр}$ – на приборе ГК-5. Наличие битума устанавливалось визуально по данным люминисцентно битуминозного анализа (ЛБА). Гранулометрический состав определялся по шлифам, ситовой анализ не проводился. Коэффициент засоления порового пространства $K_{сол}$ не определяли, точных данных по пробоподготовке нет, при этом известно, что для насыщения использовался предельный раствор NaCl.

Впервые для коллекторов Восточной Сибири были выполнены исследования капиллярметрии методом полупроницаемой мембраны и с помощью ультрацентрифуги. Полученные результаты показали хорошую сходимость с оценкой сохраненной водонасыщенности на образцах керна, отобранных с использованием раствора на нефтяной основе (РНО). Фильтрационные эксперименты выполнены на единичных образцах и при температуре 18–20 °С, что выше пластовой на 4–6 °С. Специальные исследования показали, что в результате фильтрации пресной воды через засоленные коллекторы происходит их рассолонение [11].

На момент подготовки ПЗ 1994 г. основные виды ГИС включали метод кажущегося сопротивления (КС), кавернометрию (КВ), гамма-каротаж (ГК), нейтронный-гамма каротаж (НГК), инклинометрию, газовый, акустический (АК), боковой (БК), микробоковой (БМК) каротаж, боковое каротажное зондирование (БКЗ) и индукционный каротаж (ИК), для выполнения которых имелись необходимые аппаратура и метрологическое обеспечение. Дополнительные виды ГИС использовались для решения частных задач. Так, опробование пластов приборами гидродинамического каротажа (ГДК) проводилось с целью уточнения и обоснования эффективной толщины коллектора, определения характера насыщения пластов и положения контактов между флюидами [11].

Такие виды исследований, как гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт), ИК, вследствие недостаточного оснащения аппаратурой проведены в некоторых скважинах в опытно-методическом порядке. Кроме того, низкий методический уровень проведения метрологических проверок аппаратуры радиоактивного каротажа (РГП) не обеспечил качества эталонировки и калибровки кривых ГГКп, необходимого для количественной интерпретации.

При окончательной оценке качества материалов ГИС широко использовались показания, зарегистрированные против опорных объектов: пластов солей

(интервальное время 220 мкс/м), ангидритов (163 мкс/м), а также пластов аргиллитов низкого сопротивления с номинальным диаметром скважины, залегающих над верхнечонским горизонтом [11].

Выделение коллекторов и определение эффективных толщин осуществлялись путем дифференцированного использования всего имеющегося комплекса прямых качественных признаков и косвенных количественных критериев. Наиболее приемлемым и широко распространенным качественным признаком коллекторов для Верхнечонского месторождения является изменение значений КС по комплексу зондов БК-БМК. Остальные признаки при выделении коллекторов не получили широкого применения, так как при существующей технологии бурения отсутствовала шламовая корка [11].

Для выделения уплотненных низкопористых прослоев коллекторов использовались данные ГДК. С учетом частого чередования уплотненных непроницаемых прослоев оптимальный шаг исследования составил 0,4 м, в некоторых случаях – 0,2 м. При интерпретации результатов ГДК однородный по данным ГИС прослой относился к коллектору, если из него получали приток флюида с восстановлением пластового давления $p_{пл}$ хотя бы в одной точке [11].

При отсутствии прямых качественных признаков коллекторов использовались косвенные количественные критерии для газонасыщенных пород: $K_{п.гр} = 4 \%$, $k_{пр.гр} = 0,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, для нефтенасыщенных $K_{п.гр} = 6,2 \%$, $k_{пр.гр} = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В связи с тонким переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов для надежного выделения коллекторов и определения эффективных толщин применялся АК.

Установлено, что пористость пластов-коллекторов по образцам керна изменяется в пределах 10–22 %. С учетом этого, пласты, характеризующиеся интервальным временем более 270 мкс/м, что по петрофизическим зависимостям соответствует пористости 22 %, не включались в эффективную толщину при отсутствии дополнительных признаков коллектора. При этом учитывались показания НГК, БК (против песчаников они выше, чем против аргиллитов). Таким образом, для выделения коллекторов по данным АК использовались два граничных значения интервального времени: верхнее 270 мкс/м и нижнее 208 мкс/м [11].

Граничное значение естественной радиоактивности для верхнечонского горизонта не установлено. На момент ПЗ 1994 г. было накоплено достаточно материала, подтверждающего наличие в продуктивных горизонтах $V_{ч1}$ и $V_{ч2}$ прослоев гравелитов, подвергшихся влиянию вторичных процессов (битуминизации, гидрослюдизации), обогащенных органическим

веществом и включающих акцессорные минералы, которые характеризуются высокой естественной радиоактивностью, иногда превышающей 20 мкР/ч. По остальным методам ГИС их характеристика аналогична характеристике песчаников [11].

Оценка пористости пород проводилась по данным зависимости ГИС – керн: $\Delta t = f(K_{\text{п}})$ для терригенных отложений Верхнечонского месторождения, построенным отдельно для пастов Вч₁ и Вч₂:

$$\text{Вч}_1: K_{\text{п}} = 0,267 \cdot \Delta t - 50, r = 0,92, N = 93; \quad (1)$$

$$\text{Вч}_2: K_{\text{п}} = 0,292 \cdot \Delta t - 56, r = 0,85, N = 199. \quad (2)$$

Была установлена связь содержания тория C_{th} с содержанием глинистой фракции $C_{\text{гл}}$ для песчаников Верхнечонского месторождения

$$C_{\text{th}} = 0,268 + 0,352 \cdot C_{\text{гл}} - 0,004(C_{\text{гл}})^2, r = 0,88. \quad (3)$$

Оценка коэффициента водонасыщенности выполнялась на основании классических зависимостей

$$P_{\text{п}} = \frac{0,196}{K_{\text{п}}^{2,72}}; N=53; \quad (4)$$

$$P_{\text{н}} = \frac{1}{K_{\text{в}}^{1,88}}; r = 0,99; N=162. \quad (5)$$

Верхнечонский горизонт вскрывался с промывкой РНО в скв. X и Y. Средняя водонасыщенность $K_{\text{в}}$ в скв. X, определенная по 17 образцам из нефтенасыщенной части горизонта, составляет 20,4 %, а из газонасыщенной по 4 образцам – 19,9 %. По ГИС эти величины равны соответственно 21 и 13 %. С учетом незначительного выноса керн из газонасыщенной части горизонта коэффициент газонасыщенности $K_{\text{г}}$ при подсчете запасов газа принимался по данным ГИС, а при подсчете запасов нефти водонасыщенность принималась равной 20 %.

Разработанные ГП «Востсибнефтегазгеология» в рамках ПЗ 1994 г. алгоритмы обеспечили относительно надежное определение эффективных толщин коллекторов за счет гидродинамических исследований (ГДИ).

Продолжение программы исследований месторождения

В соответствии с программой эксплуатационного бурения ДО «Верхнечонскнефтегаз» на 2005–2008 гг. был отобран керн из шести скважин. Исследования его проводились ОАО «ТомскНИПИнефть» с учетом особенностей засоленных коллекторов, установленных при подготовке ПЗ 1994 г. Для выбуривания ис-

пользовалась дизельное топливо, насыщение образцов проводилось моделью пластовой воды с предельным содержанием NaCl и керосина. Экстракция выполнялась в спиртобензольной смеси с использованием экстрактора СЕ-520. Как показывает практика, экстракция в таких приборах является неполной.

Впервые в программу исследований керн Верхнечонского месторождения вошли профильное измерение естественной радиоактивности, фотографирование в белом и ультрафиолетовом свете, оценка профильной проницаемости. Капиллярметрия проводилась методом полупроницаемой мембраны при давлении $P_{\text{с}}$, не превышающем 0,46 МПа. Фильтрационные эксперименты выполнялись на составных моделях при комнатной температуре. Специальные петрофизические эксперименты включали изучение акустических и электрических параметров в атмосферных и термобарических условиях. Кроме того, была реализована программа расширенного комплекса литолого-петрографических исследований.

В 2007 г. ОАО «ВНИИНефть» в рамках научно-исследовательской работы «АСПО и их влияние на фильтрацию» были задействованы насыпные модели из керна материала пласта Вч старых (до 2005 г.) скважин. Впервые применен криостат для поддержания температуры эксперимента в диапазоне 4–14 °С.

В этом же году специалисты ФГУНПП «Иркутскгеофизика» под руководством К.С. Турицына выполнили работы по теме «Выделение зон различного качества и степени засоления коллекторов на основе обработки данных ГИС и керн Верхнечонского месторождения (Иркутская область)».

Степень засоления по керну старых скважин определялась двумя методами:

1) отмывка в дистиллированной воде и расчет

$$C_{\text{NaCl}}^{\text{отм}} = (P_1 - P_2) / P_2 \cdot 100, \quad (6)$$

где P_1, P_2 – масса соответственно до и после отмывки;

2) отмывка в дистиллированной воде и расчет

$$C_{\text{NaCl}}^{K_{\text{п}}} = \frac{K_{\text{п.в}} - K_{\text{п.к}}}{1,24 / (1 - K_{\text{п.к}} \cdot 0,01)}, \quad (7)$$

где $K_{\text{п.к}}, K_{\text{п.в}}$ – пористость соответственно по керосину до отмывки и воде после отмывки.

Петрофизическая модель DeGolyer and MacNaughton Corp.

Сопоставление результатов интерпретации данных ГИС и лабораторных исследований керн добываю-

щих скважин, выполненное ОАО «ТомскНИПИ-нефть», позволило установить, что алгоритмы ПЗ 1994 г. для расчета ФЕС по данным геофизических исследований добывающих скважин отличаются низкой подтверждаемостью и большими диапазонами неоднозначности, поэтому специалистами компании DeGolyer and MacNaughton Corp. была пересмотрена петрофизическая модель коллекторов.

В первую очередь были проведены нормирование кривых АК и БК и расчет глинистости по данным НГК, ГК, БК, а также литологическая типизация разреза по данным керн и комплексирования методов АК-НГК: выделены глины, низко- и высокопроницаемые песчаники, песчаники засоленные, ангидритизированные и карбонатизированные, кора выветривания и фундамент. Высоко- и низкопроницаемые песчаники удалось разделить на основании отсечки 10 Ом·м по данным МБК. Установлено, что АК не регистрирует вторичную пористость песчаников, обусловленную растворением зерен.

Пористость определялась по данным АК и НГК. Для расчета проницаемости песчаников использовались следующие зависимости для высоко- и низкопроницаемых коллекторов:

$$k_{np} = 10^{(0,00048 \cdot K_{п}^3 - 0,02639 \cdot K_{п}^2 + 0,5532 \cdot K_{п} - 1,768)}, \quad (8)$$

$$k_{np} = 10^{(0,00051 \cdot K_{п}^3 - 0,0164 \cdot K_{п}^2 + 0,2595 \cdot K_{п} - 1,4856)}. \quad (9)$$

Водонасыщенность на основании Пикет-плота определялась по уравнению

$$K_v = \sqrt{\frac{a \cdot R_v}{R_{п} \cdot K_{п}^2}}, \quad (10)$$

где a – коэффициент, который для высоко- и низкопроницаемых коллекторов принимался равным соответственно 0,46 и 1; $R_v = 0,04$ – удельное электрическое сопротивление (УЭС) пластовой воды; $R_{п}$ – скорректированное за зону проникновения УЭС пласта.

Однако предложенная модель также не сняла существующие неопределенности в оценке ФЕС.

Кластерный анализ

В 2009 г. специалистами компаний IRIS (г. Ставангер, Норвегия), ОАО «ТНК-ВР» (г. Москва) и ООО «ТННЦ» (г. Тюмень) была разработана методика классификации пород верхнечонского горизонта с применением кластерного анализа и нейронных сетей. В рассматриваемом проекте использовался так называемый метод К-средних, основанный на построении К различных кластеров, расположенных на максимально возможных расстояниях друг от друга.

В результате должны получиться различающиеся средние для большинства измерений, используемых в анализе [12].

Методика получения алгоритмов классификации пород была реализована в модуле FACIMAGE системы обработки данных керн и ГИС Geolog 6.7. Классы и их число подбирались итерационным путем, в результате дальнейшего объединения краевых классов было получено пять групп коллекторов. Коэффициент пористости определялся по зависимости керн – ГИС $K_{п} = f(DT)$. Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов рассчитывался с использованием уравнений $P_{п} = f(K_{п})$ и $P_{н} = f(K_v)$. Раздельно для классов пород зависимости получить не удалось, так как точки разных классов пород находятся в одной области.

Для уточнения связи коэффициента проницаемости с коэффициентом пористости по данным анализа керн построены зависимости для каждой группы пород-коллекторов. Применение алгоритма классификации заметно улучшило качество прогноза коэффициента проницаемости по данным ГИС [12]. Однако данный подход – лишь временная мера: для более четкого понимания модели коллектора необходимо выполнить полный спектр достоверных исследований керн [12].

Изменение подхода к исследованию верхнечонского горизонта

В 2009 г. ДО «Верхнечонскнефтегаз» для сопровождения проекта разработки пласта Вч было инициировано проведение специальных комплексных петрофизических и потоковых экспериментов на имеющемся керновом материале. Исследования проводились в ООО «ТННЦ», SPT GROUP (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»). В работах использовался керн из старых скважин. Подготовка образцов керн проводилась в рамках работ «Дополнительные исследования керн Верхнечонского месторождения», выполняемых ООО «ТННЦ». Исследование показало, что в ОАО «ТомскНИПИнефть» при подготовке кернового материала к продольной распиловке он подвергался воздействию пресной воды, в результате происходило неконтролируемое расслоение.

При проведении фильтрационных экспериментов в ООО «ТННЦ» использовался криостат, позволяющий поддерживать температуру экспериментов в диапазоне 6–14 °С. С его помощью установлено, что использование раствора NaCl предельной концентрации (296 г/л) вносит большие неопределенности в результаты специальных петрофизических и фильтрационных экспериментов.

Тонкослоистое строение верхнечонского горизонта,

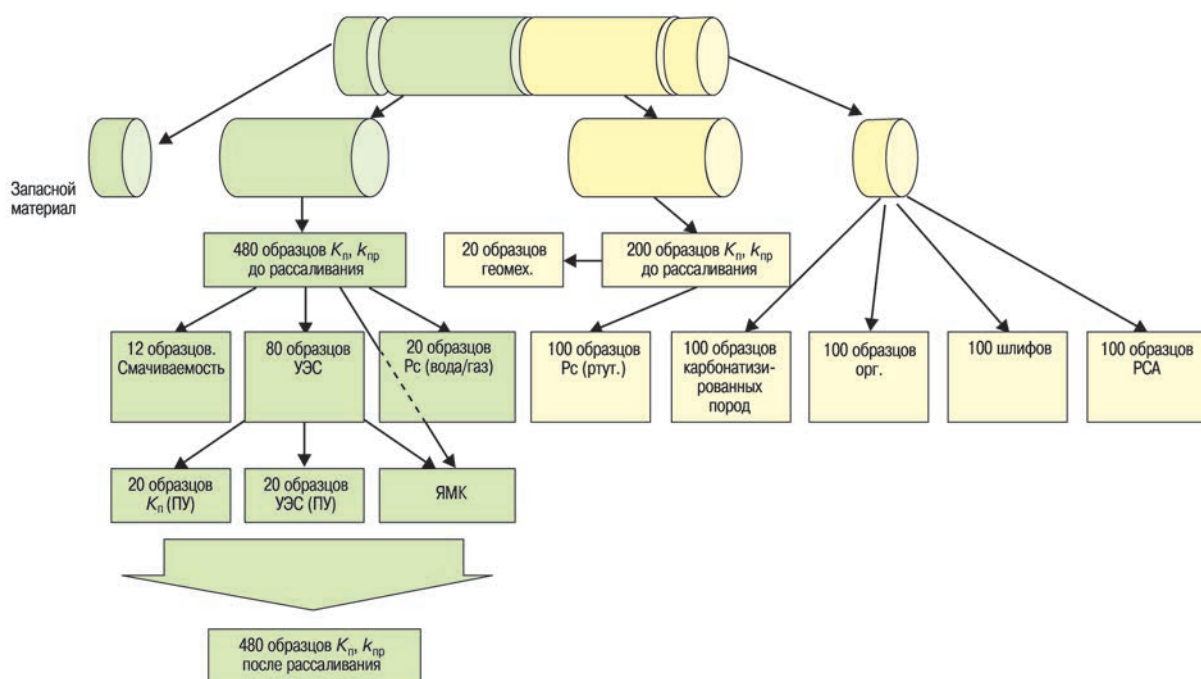


Рис. 2. Технологическая схема комплексного исследования засоленного керна Верхнечонского месторождения

наличие вторичных преобразований коллектора (засолонение, незначительная карбонатизация и ангидритизация), отсутствие расширенного комплекса ГИС в вертикальных скважинах с керном и методики комплексного изучения кернового материала вызвали необходимость пересмотра подхода к изучению пласта.

Впервые адресные рекомендации о необходимости комплексного подхода к изучению данных керна и замены текущего комплекса ГИС на расширенный были сформулированы Т.Ф. Дьяконовой в рамках работ ООО «ГеоПир». Под руководством геологической службы ДО «Верхнечонскнефтегаз» в расширенный комплекс ГИС во всех вертикальных скважинах с отбором керна были включены ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), ГТКп, широкополосный акустический каротаж (АКШ), НК, КВ, СГК, многозондовый индукционный (ИКЗ) или многозондовый боковой (БКмз) каротаж, резистивиметрия, гидродинамические исследования скважин (ГДИС).

Начиная с 2009-2010 гг. в центре исследования керна ООО «ТННЦ» стала развиваться технологическая схема комплексного исследования засоленного керна Верхнечонского месторождения (рис. 2).

Был проведен доскональный анализ качества всего имеющегося материала по лабораторным исследованиям и выполнена оценка его достоверности. Критической оценке подверглись методики подготовки и исследования керна Верхнечонского месторождения в разных лабораториях. Специалистами ООО «ТННЦ» установлено, что использование воды при распиловке

керна и экстракция в спиртобензольной смеси для засоленных образцов приводит к изменению структуры порового пространства – вымыванию части соли (галита). Для засоленных коллекторов также не рекомендуется использовать модель воды с предельной концентрацией NaCl.

Основой комплексной схемы изучения засоленных коллекторов является сохранение естественной засоленности керна и обеспечение температурных условий в фильтрационных экспериментах.

В 2009–2010 гг. при исследовании керна в лаборатории ООО «ТННЦ» были предприняты меры, предотвращающие неконтролируемое изменение степени засоления порового пространства. В соответствии с разработанной программой на каждом этапе исследования минимизировалось использование жидкостей, растворяющих галит. Продольную распиловку полноразмерного керна проводили на сухую. При изготовлении образцов в качестве охлаждающей жидкости использовали масло, экстракцию образцов выполняли в растворе чистого бензола, емкостные свойства определяли по газу (гелию) или с использованием керосина. Применение такой технологии увеличивает продолжительность подготовки образцов как минимум в 2 раза по сравнению с общепринятыми методиками, однако значительно снижает возможность изменения структуры порового пространства при подготовке и проведении исследований. Была модифицирована также технология подготовки образцов керна к петрографическому

анализу. В программу исследований введен расширенный литолого-петрографический комплекс исследований керна из одного места отбора (РСА, РФА, гранулометрический и петрографический анализы). Все специальные петрофизические эксперименты проводились с использованием пластовой воды минерализацией 450–480 г/л. На последнем этапе работ определялась степень засоления $K_{\text{сол}}$ [9].

В 2010 г. была подготовлена типовая программа исследований керна на период 2011–2013 гг. Без активной поддержки геологической службы ДО «Верхне-чонскнефтегаз» (А.Н. Лазеев, Я.И. Гордеев, С.О. Маслов) принятие трехлетней программы было бы невозможным.

Благодаря результатам исследований керна по новой технологической схеме, выполненным с 2010 по 2013 г., а также внедрению расширенного высокотехнологичного комплекса ГИС специалистам из РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и ООО «ТННЦ» под руководством работников геологической службы ДО «Верхне-чонскнефтегаз» удалось разработать новую петрофизическую модель, основы которой были использованы при ПЗ 2014 г. и успешно применяются для современной геолого-гидродинамической модели.

Петрофизическая модель 2011–2014 гг.

Анализ кернового материала показал, что засоление разреза преимущественно связано с чистыми, неглинистыми интервалами. Таким образом, исходя из того, что результаты ГИС не учитывают глинистость в интервалах засоления, была составлена комплексная палетка ГГКп и НК для одновременной оценки коэффициента пористости с учетом коэффициента засоления и/или коэффициента глинистости пород. При совпадении пористости по ГГКп и НК W порода соответствует чистым песчаникам. При повышении содержания галита в породе увеличивается пористость по ГГКп относительно пористости по НК. Превышение пористости по НК пористости по ГГКп обусловлено содержанием в породе глинистых минералов, в этом случае пористость принимается по ГГКп [13, 14].

Комплексирование методов ГГКп-НК и АК-НК позволяет одновременно учесть степень засоленности и определить коэффициент пористости пород верхнечонского горизонта (рис. 3). Сходимость коэффициентов пористости, определенных по керну, ЯМК, ГГК – НК и АК – НК, хорошая, что подтверждает надежность разработанных алгоритмов. Новые граничные значения близки к обоснованным в ПЗ 1994 г. (для нефтенасыщенных коллекторов $K_{\text{п.гр}}=6,5\%$, $k_{\text{пр.гр}}=0,001$ мкм²; для газонасыщенных – $K_{\text{п.гр}}=4\%$, $k_{\text{пр.гр}}=0,6 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

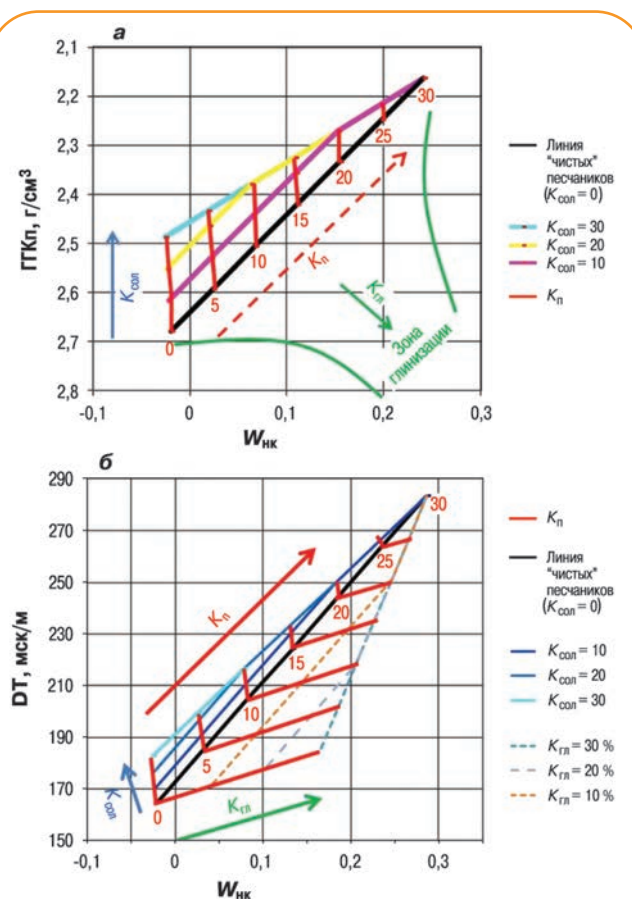


Рис. 3. Палетка ГГКп – НК (а) и АК – НК (б) для определения коэффициентов пористости и засоления горных пород верхнечонского горизонта [13]

Несколько изменился подход в оценке проницаемости пород верхнечонского горизонта: по данным исследования капиллярметрии была установлена трехмерная связь $k_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}}, K_{\text{в.о}})$. Полученная зависимость использована при интерпретации методов ГИС. Для расчета остаточной водонасыщенности использовались два алгоритма: 1) палетка $K_{\text{в.о}} = f(W, \text{ГГК})$; 2) так как практически все скважины месторождения за исключением единичных расположены в зоне предельного нефтегазонасыщения, остаточную водонасыщенность можно приравнять к водонасыщенности, полученной по модели Арчи – Дахнова, построенной на основании данных современных исследований керна ($P_{\text{н}} = K_{\text{п}}^{-2,07}$, $P_{\text{н}} = K_{\text{в}}^{-1,59}$).

Проведенные работы позволили существенно повысить качество прогноза петрофизической модели. Помимо возможности прогнозировать засоление коллектора, существенно повысилась точность оценки проницаемости, что, как правило, является особо проблемным вопросом петрофизического обеспечения, но в то же время важным с практической точки зрения. На рис. 4 отражена динамика точности прогнозов проницаемости.

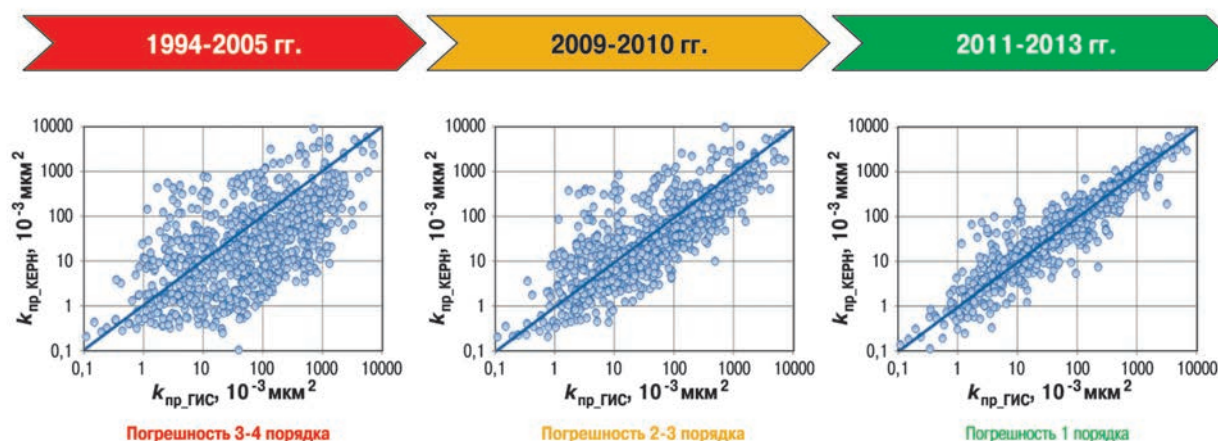


Рис. 4. Изменение коэффициента проницаемости, полученного по керну и ГИС, в процессе развития петрофизической модели пласта Вч

Интерпретация результатов исследований горизонтальных скважин верхнечонского горизонта

С 2012 г. в ТННЦ ведутся разработки методики интерпретации данных исследований горизонтальных и сильно наклонных скважин в модуле 3DP Techlog. В настоящее время выполнен первый пилотный проект, по результатам трехмерного петрофизического моделирования получены скорректированные значения эффективной толщины пласта и коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости, позволившие улучшить адаптацию геолого-гидродинамической модели за счет уменьшения расчлененности. Работы в этом направлении продолжаются.

Выводы

1. В результате тесного взаимодействия недропользователя внутренних и внешних экспертов разного уровня была разработана технологическая схема исследования засоленного керна, основанная на комплексном подходе к исследованиям керна.
2. Внедрение комплексного подхода к изучению керна и оптимального комплекса ГИС с обеспечением метрологического контроля позволило пересмотреть всю петрофизическую модель верхнечонского горизонта. Полученный результат был утвержден ГКЗ в 2014 г.
3. Основными преимуществами новой петрофизической модели являются возможность прогнозирования засоления порового пространства пласта Вч, повышение точности оценки пористости и водонасыщенности. Установленная трехмерная связь проницаемости с пористостью и водонасыщенностью позволила существенно повысить качество прогноза.

4. Петрофизическая модель послужила основой геолого-технологической модели пласта, по которой были приняты основные проектные решения и которая активно используется в мониторинге разработки месторождения. Кроме того, последняя версия петрофизической модели была использована при петроупругом моделировании в ходе выполнения работ по стохастической инверсии сейсмических данных.

Список литературы

1. Синьков А.В., Яценко Г.Г. Опыт выделения интервалов соленосодержащих пород в разрезах скважин Сибирской платформы по данным нейтронных методов // Геология нефти и газа. – 1984. – № 12. – С. 48–50.
2. Золоева Г.М., Никифорова О.Г., Постнова О.М. Усовершенствование методики определения пористости в засоленных терригенных коллекторах по данным ГИС // Геофизика. – 2009. – №4. – С. 24–28.
3. Дьяконова Т.Ф. Особенности интерпретации данных ГИС в засоленных типах разрезов на примере месторождений Восточной Сибири // Проблемы геологии и геофизики нефтегазовых бассейнов и резервуаров: Материалы конференции. – Сочи: ООО «Издательство Герс», 2011.
4. Ефимов В.А., Лубинец И.Б., Татауров Д.С. О влиянии засоленности на петрофизические и геофизические характеристики терригенных и карбонатных пород. В сб. Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонфтяных месторождений Сургутского района // Нефтяное хозяйство. – 2010. – Вып. 11. – С. 26–34.
5. Влияние галита на результаты определения пористости по данным нейтронного каротажа аппаратурой СРК-76 / А.А. Бубеев, В.А. Велижанин, Н.Г. Лобода, Ю.Г. Мызников // Каротажник. – 2012. – №5 (215). – С.83–96.
6. Применение импульсного нейтронного каротажа для оценки содержания галита в карбонатных отложениях /А.А. Бубеев, В.А. Велижанин, Н.Г. Лобода [и др.] // Каротажник. – 2012. – №6 (216). – С. 40–45.

7. Федорцов И.В., Ефимов В.А., Гуляев С.В. Влияние засоленности и битуминизации на лабораторное определение ФЕС пород-коллекторов продуктивных горизонтов Восточной Сибири / II-ая международная научно-практическая конференция по проблемам интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов России «Геомодель-2009». – Геленджик, 2009. – С. 212–215.

8. Отчет о научно-исследовательской работе «Изучение распространения процессов засоления пород верхнечонского горизонта по площади месторождения, разработка методических рекомендаций по учету степени засоления пород при оценке фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по данным ГИС и расчетах дебитов скважин» / В.Ю. Керимов, Г.М. Золоева, В.И. Ермолкин [и др.]. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – С. 71.

9. Специальные исследования керна пласта-коллектора Вч Верхнечонского месторождения / Я.И. Гильманов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 66–70.

10. Протокол №306-дсп заседания Государственной комиссии по запасам полезных-ископаемых. – М.: Минприроды России, 22 марта 1995 г. – С. 26.

11. Отчет по подсчету запасов нефти и газа Верхнечонского газоконденсатно-нефтяного месторождения (по состоянию на 01.06.94 г.). – Оренбург: Южно-Уральский филиал ВНИГНИ, 1993.

12. Бобров С.Е., Бовыкин А.А. Построение петрофизической модели с применением кластерного анализа при типизации пород по данным геофизических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 35–37.

13. Обоснование петрофизической модели интерпретации данных ГИС верхнечонского горизонта 2-ого и 5-ого блоков Верхнечонского месторождения. – Ответственный исполнитель: В.А. Принченко. – Тюмень: ООО «ТННЦ», 2011. – С. 148.

14. Отчет по подсчету запасов нефти, газа и конденсата и ТЭО КИН, КИГ и КИК Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области (по состоянию на 01.01.2014 г.). – Ответственные исполнители: Паськова Л.В., Ануриев Д.А. – Тюмень: ООО «ТННЦ». – 2014.

References

1. Sin'kov A.V., Yatsenko G.G., *Geologiya nefi i gaza = The journal Oil and Gas Geology*, 1984, no. 12, pp. 48–50.
2. Zoloeva G.M., Nikiforova O.G., Postnova O.M., *Geofizika*, 2009, no. 4, pp. 24–28.
3. D'yakonova T.F., *Osobennosti interpretatsii dannykh GIS v zasolennykh tipakh razrezov na primere mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri* (Features of logging data interpretation in salinization types of cuts on the example of fields in Eastern Siberia), Proceedings of conference "Problemy geologii i geofiziki neftegazovykh basseynov i rezervuarov" (Problems of Geology and Geophysics of oil and gas basins and reservoirs), Sochi: Gers Publ., 2011.
4. Efimov V.A., Lubinets I.B., Tataurov D.S., *Collected papers "Voprosy geologii, burniya i razrabotki neftyanykh i gazonftyanykh mestorozhde-*

niy Surgutskogo rayona" (Problems of Geology, drilling and development of oil and oil and gas fields of the Surgut area), Proceedings of SurgutNIPIneft', 2010, V. 11, pp. 26–34.

5. Bubeev A.A., Velizhanin V.A., Loboda N.G., Myznikov Yu.G., *Karotazhnik*, no. 5 (215), 2012, pp. 83–96.

6. Bubeev A.A., Velizhanin V.A., Loboda N. G., Telenkov V.M., Tikhonov A.G., *Karotazhnik*, 2012, no. 6 (216), 2012, pp. 40–45.

7. Fedortsov I.V., Efimov V.A., Gul'tyaev S.V., *Vliyaniye zasolonnosti i bituminizatsii na laboratornoye opredeleniye FES porod-kollektorov produktivnykh gorizontov Vostochnoy Sibiri* (Effect of salinization and bituminization on laboratory determination of reservoir properties of productive horizons reservoir rocks in Eastern Siberia), International scientific and practical conference on problems of interpretation of geological and geophysical data during geological modeling of hydrocarbon deposits in Russia Proceedings of 2nd "Geomodel'-2009" (Geomodel' 2009), Gelendzhik, 2009, pp. 212–215.

8. Report on research work "Izucheniye rasprostraneniya protsessov zasolneniya porod verkhnechonskogo gorizonta po ploshchadi mestorozhdeniya, razrabotka metodicheskikh rekomendatsiy po uchetu stepeni zasolneniya porod pri otsenke fil'tratsionno-emkostnoy svoystv kollektorov po dannym GIS i raschetakh debitov skvazhin" (The study of the spread of salinization processes of rocks the Verkhnechonsk horizon of the field area, the development of guidelines on accounting degrees of salinization of rocks in the evaluation of reservoir properties of collectors according to well logging and calculation of well flow), Authors: Kerimov V.Yu., Zoloeva G.M., Ermolkin V.I., Gorodnov A.V. et al., Moscow: Gubkin Russian State Oil and Gas University, 2010, p. 71.

9. Gil'manov Ya.I. et al., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2010, no. 11, pp. 66–70.

10. Protokol no. 306-dsp zasedaniya Gosudarstvennoy komissii po zapasam poleznykh-iskopaemykh (Protocol no. 306-dsp meeting of the State Reserves Commission under Ministry of Natural Resources of the RF), Moscow: Russian Ministry of Natural Resources, 1995, p. 26.

11. Otchet po podschetu zapasov nefi i gaza Verkhnechonskogo gazokondensatno-neftyanogo mestorozhdeniya (po sostoyaniyu na 01.06.94 g.) (Report on the oil ad gas reserves estimation of Verkhnechonsk gas - condensate and oil deposit (on 01.06.1994)), Authors: Grishin E.S., Malinovskiy I.N., Orenburg: South Ural Branch of VNIGNI, 1993.

12. Bobrov S.E., Bovykin A.A., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2010, no. 11, pp. 35–37.

13. Obosnovaniye petrofizicheskoy modeli interpretatsii dannykh GIS verkhnechonskogo gorizonta 2-ogo i 5-ogo blokov Verkhnechonskogo mestorozhdeniya (Justification of petrophysical model of well logging data interpretation of the Verkhnechonsk horizon of 2nd and 5th blocks the Verkhnechonsk field), Tyumen': TNNC LLC., 2011, p. 148.

14. Otchet po podschetu zapasov nefi, gaza i kondensata i TEO KIN, KIG i KIK Verkhnechonskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya Irkutskoy oblasti (po sostoyaniyu na 01.01.2014 g.) (Report on the calculation of reserves of oil, gas and condensate, and the oil, gas and condensate feasibility study of recovery factors of Verkhnechonsk oil and gas field in Irkutsk region (on 01.01.2014)), Tyumen': TNNC LLC., 2014.

Основы петрофизической модели Русского месторождения

А.В. Мальшаков, к.г.-м.н., И.О. Ошняков (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: тонкослоистые отложения, коэффициент слоистой глинистости, комплексный анализ исследований керна, расширенный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), высоко- и низкоразрешающие интерпретационные методы, синтетические кривые, линейные запасы углеводородов.

Key words: thin-bed deposits, laminated clay volume ratio, integral analysis of core examination, advanced geophysical well logging, high- and low-resolution interpretation techniques, synthetic curves, STOIIIP.

Адреса для связи: avmalshakov@rosnest.ru, iooshnyakov@rosneft.ru

Введение

Пласты ПК Русского месторождения относятся к сложнопостроенным. Горные породы, слагающие пласты ПК, являются неконсолидированными и крайне сложными для изучения керна, что снижает достоверность результатов лабораторных исследований. Различный характер насыщения горных пород (нефть, газ) усложняет методику интерпретации данного разреза. Однако основной особенностью отложений данного месторождения являются тонкослоистые песчано-алевритно-глинистые разности (рис. 1), содержащие нефть и газ, определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов и оценка запасов которых затруднены.

В условиях тонкослоистого разреза тонкие прослои глины не выделяются на каротажных диаграммах, так как их толщина намного меньше разрешающей способности основных методов геофизических исследований скважин (ГИС) (рис. 2) [1, 2]. Каротажем охарактеризованы интегральные свойства породы (переслаивания песчаников и глин), использование классического подхода не позволяет достоверно определить свойства песчаников в разрезе скважины, а выделяемые по ГИС участки содержат непроницаемые тонкие прослои глин, поэтому толщина песчаников не является эффективной.

Наличие откликов от вмещающих пластов и их границ искажает скважинные замеры (shoulder – bed effects) и в зависимости от измеряемого физического параметра и разницы между вертикальным разрешением измерения и толщиной исследуемого прослоя влияет на петрофизическую интерпретацию.

Влиянием вмещающих пластов и их границ на скважинные замеры в очень толстых пластах можно пре-

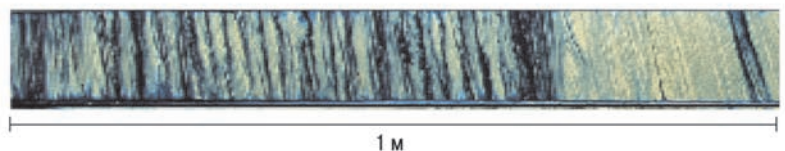


Рис. 1. Фотография полноразмерного керна в ультрафиолетовом свете

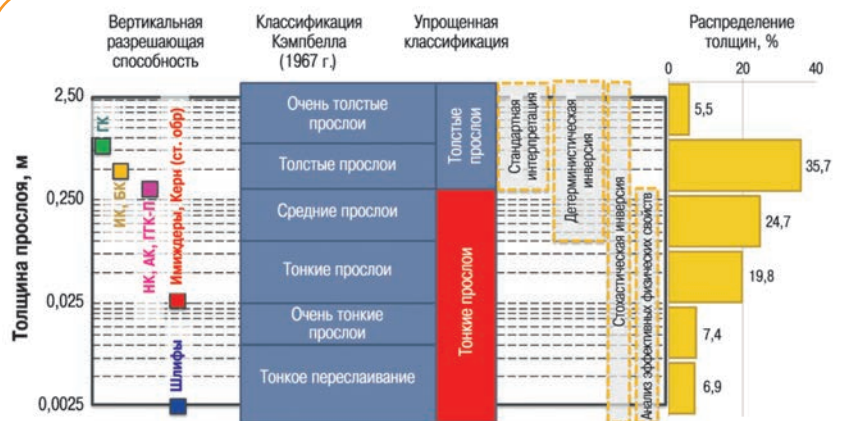


Рис. 2. Классификация прослоев по толщине относительно вертикальной разрешающей способности каротажных приборов и методов исследования керна [2]

небрежь, потому что вертикальное разрешение измерений меньше, чем толщина пласта, т.е. скважинный каротаж обладает необходимым разрешением для определения исходных петрофизических свойств пласта. В этом случае стандартный анализ каротажа считается приемлемым для оценки ресурсов углеводородов.

На каротажные данные по мощным и средним пластам может негативно влиять отклик вмещающих пластов и сделать анализ стандартного каротажа ненадежным. В этом случае можно использовать детерминистическую инверсию для уменьшения влияния прилегающих пластов и повышения качества оценки реальных физических и петрофизических свойств многопластовых комплексов. Сначала определяются границы пласта, затем непрерывные каротажные величины преобразовываются в «кусочно-постоянное» (попластовое) вертикальное распределение свойств для последующего петрофизического анализа.

Очень тонкие пласты, или прослои, толщина которых слишком мала по сравнению с вертикальным разрешением, стандартные методы каротажа не различают. В пластах такого типа традиционный каротаж реагирует на эффективные свойства среды (макроскопические свойства пласта), интегральные петрофизические свойства и песчанистость не определяют границ отдельных пластов. Без границ пластов невозможно создать многопластовые модели, и даже если границы пласта были определены по другим измерениям (например, каротаж с высоким разрешением, имиджеры или керновые данные), детерминистическая инверсия будет считаться неоднозначной, что может привести к нестабильным и неточным результатам.

Для интерпретации данных измерений, полученных по тонким, очень тонким пластам и прослоям, широко используются разные способы. Самыми распространенными из них являются стохастическая инверсия для оценки глобальных статистических свойств пачек осадочных пород и оценка эффективных физических свойств пластов, определяемых вещественным составом породы (минеральный состав твердой части, тип флюида, заполняющего поровое пространство), формой, ориентацией и взаимным расположением компонентов (неоднородностей) горных пород, слагающих разрез скважин, а также использование нестандартных измерений при интерпретации данных каротажа.

Построенная ранее петрофизическая модель (в рамках традиционной методики сплошного однородного коллектора) не соответствовала результатам гидродинамического моделирования. В ходе на-

стройки динамической модели не удалось добиться ее адаптации без существенного увеличения проницаемости и нефтегазонасыщенности коллекторов. Это свидетельствует о том, что при существенной слоистой глинистости необходимо применять специальные интерпретационные подходы.

Проблемой интерпретации тонкослоистых коллекторов занимались как российские, так и зарубежные специалисты [3–12].

Специальный подход к анализу керновых данных

При построении петрофизической модели тонкослоистого коллектора необходимо прежде всего разобраться с данными керновых исследований. Часто образцы керна уже содержат включения глинистых слоев, искажающих оцениваемые свойства песчаников. Для минимизации этого фактора была выполнена классификация образцов на однородные и неоднородные по результатам их литологического описания и фотографиям керна. В дальнейшем при настройке модели учитывались только однородные образцы, так как использование всей выборки привело бы к занижению ФЕС из-за влияния слоистой глинистости неоднородных образцов.

Для выделения тонких прослоев недостаточно разрешающей способности обычных видов каротажа, поэтому используют фотографии керна или микросканеры [9, 13–15]. Фотографии керна позволяют разглядеть тонкие слои песчаников и глин с точностью до миллиметров. Предпочтительно использовать фотографии, сделанные в ультрафиолетовом свете, на них хорошо видны нефтенасыщенные песчаные прослои за счет флуоресценции в ультрафиолете.

Выделение тонких прослоев по фотографиям керна

Фотографии представляют растровое изображение, т.е. матрицу пикселей, в которых содержится информация об уровне трех цветов RGB (красный, зеленый, синий). Фотографии керна в ультрафиолете были оцифрованы и сохранены как три кривые, соответствующие интенсивности красного, зеленого и синего цветов [13–15]. Далее по кривым строилась кривая «коллектор/неколлектор». Подбор отсечек для получения этой дискретной кривой осуществлялся до визуального согласования с фотографиями керна. В результате была получена кривая наличия песчаника с шагом дискретизации, соответствующим пикселю на фотографиях, что составляет доли миллиметров (рис. 3). Необходимо отметить, что такой подход приемлем только для зон с насыщением, близким к предельному.

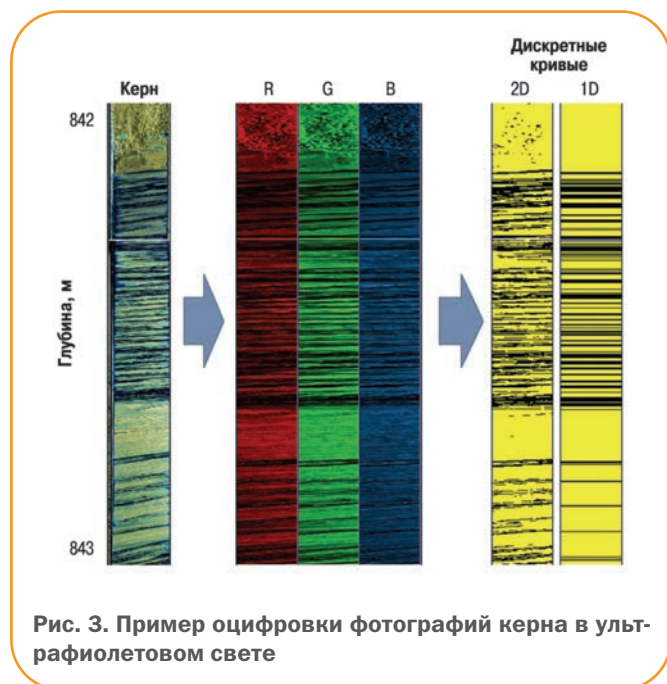


Рис. 3. Пример оцифровки фотографий керна в ультрафиолетовом свете

Выделение тонких прослоев по данным микросканеров

В качестве вспомогательного варианта для выделения песчаных прослоев использовались электрические микросканеры (FMI) [9], позволяющие выделять объекты толщиной от 5 мм. Предполагалось, что в данном типе разреза песчаным слоям соответствуют повышенные значения удельного электрического сопротивления (УЭС) по сравнению с глинами. УЭС глин и песчаников адаптировались для каждого интервала разреза, исходя из УЭС расположенных вблизи песчаных и глинистых слоев достаточной толщины, литология которых подтверждена комплексом ГИС.

Далее полученные с помощью исследований керна и FMI колонки коллекторов использовались для настройки различных интерпретационных моделей на основе высоко- и низкоразрешающих методов [2].

Высокоразрешающие интерпретационные методы

Высокоразрешающие методы направлены на приближенную оценку параметров каждого тонкого прослоя в отдельности. При этом выделяют две подгруппы методов: «конволюционные» и «деконволюционные». В настоящей работе на начальном этапе на тонких прослоях, выделенных по данным FMI и керна, был апробирован один из методов конволюционной группы – аналог методики SHARP [9]. Каждому прослою присваивались наиболее вероятные значения геофизических параметров в соответствии с их литологией. После осуществлялась свертка (конволюция) полученных

ранее высокоразрешенных моделей кривых ГИС. Критерием адекватности решения являлось совпадение реальных и «свернутых» синтетических кривых. Полученные модели с высоким разрешением использовались для интерпретации в качестве входных геофизических кривых. Однако от данного подхода пришлось отказаться, поскольку совпадение реальных и синтетических кривых не гарантирует хорошего совпадения с керновыми данными, так как задача имеет множество эквивалентных решений при разных характеристиках глин и песчаников.

Низкоразрешающие методы

Модели с низким разрешением используются для определения эффективных параметров тонких прослоев песчаников в пределах разрешающей способности обычного комплекса ГИС. Такие модели позволяют оценить долю песчаника в скважинах при отсутствии микросканеров и фотографий керна.

Методика Томаса – Штайбера

Методика дает возможность определить тип распределения глинистых минералов в горной породе (рассеянный, структурный, слоистый) и долю глинистого вещества, относящегося к тому или иному типу [11].

Для оценки глинистости на кросс-плоте водородсодержания и плотности горной породы отмечаются четыре точки: чистых песчаников и чистых глин – по фактическим значениям каротажных кривых, дисперсной и структурной глины – по расположению точек чистых песчаников и чистых глин на кросс-плоте. По расположению фактических замеров на данном кросс-плоте и близости к той или иной точке определяются тип глинистого материала и его количество. Так, точки, соответствующие слоистой глинистости, располагаются на линии между точками чистого песчаника и чистой глины. Как видно из рис. 4, данная методика подтверждает тонкослоистое распределение глинистого материала в коллекторах ПК Русского месторождения.

Основное преимущество данного подхода заключается в том, что для определения слоистой глинистости не требуется предварительной оценки слоистой глинистости на керне.

В целом результаты подтверждаются данными, полученными по фотографиям керна, но статистическая ошибка достаточно велика и сопоставима с прямой зависимостью NTG от водородсодержания твердой фазы.

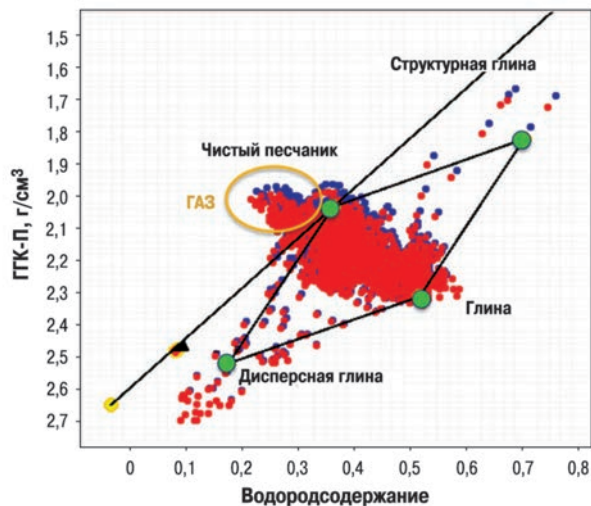


Рис. 4. Кросс-плот «водородсодержание – гамма-гамма плотностной каротажа (ГК-П)»

Построение эмпирических зависимостей

В данной работе использовался подход, основанный на построении эмпирических зависимостей доли песчаника (NTG) от результатов интерпретации обычного комплекса ГИС. Для этого полученной по керновым данным и FMI высокоразрешенной кривой «коллектор/неколлектор» присваивались значения 1 и 0 в интервалах проницаемых и непроницаемых слоев. Далее с использованием фильтра Гаусса по ней определялась доля песчаников (NTG). Фильтр выбирался так, чтобы результирующей кривой NTG соответствовала разрешающая способность обычного комплекса ГИС.

Для прогноза NTG по данным типовых каротажных методов во всех добывающих скважинах были проанализированы взаимосвязи NTG с амплитудой собственной поляризации $\alpha_{\text{пс}}$ и показаниями каротажа естественной радиоактивности (ГК). Первый

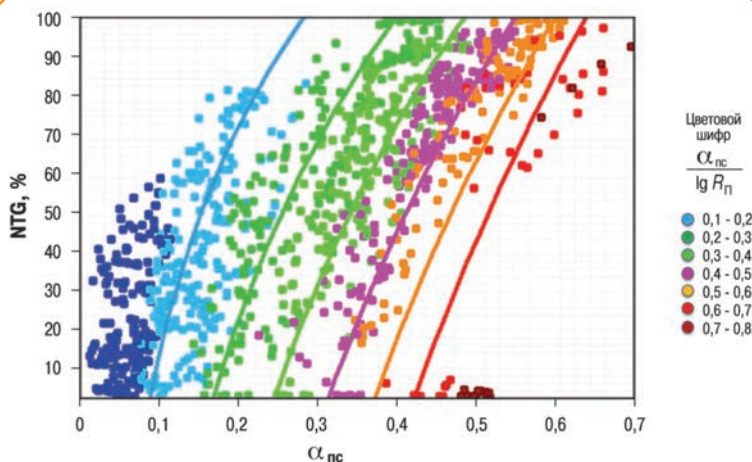


Рис. 5. Зависимость доли песчаника от $\alpha_{\text{пс}}$ и УЭС породы $R_{\text{п}}$ для пластов ПК Русского месторождения

вариант оценивался как наилучший. Однако при его настройке была выявлена систематическая погрешность, связанная со снижением амплитуды $\alpha_{\text{пс}}$ в нефте- и газонасыщенных коллекторах. Поэтому была предложена более сложная эмпирическая зависимость NTG от $\alpha_{\text{пс}}$ и УЭС породы (рис. 5).

Расчет доли песчаников показан ниже.

$$NTG = \left(722,7 \cdot \frac{\alpha_{\text{пс}}}{\lg R_{\text{п}}} + 74 \right) \lg \alpha_{\text{пс}} + 200. \quad (1)$$

Уравнения интегральных пористости и УЭС слоистых песчано-глинистых пачек выглядят следующим образом:

$$K_{\text{п}} = NTG \cdot K_{\text{п. пес}} + (1 - NTG) \cdot K_{\text{п. глин}}, \quad (2)$$

$$\frac{1}{R_{\text{п}}} = \frac{NTG}{R_{\text{пес}}} + \frac{(1 - NTG)}{R_{\text{глин}}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{п. пес}}$, $K_{\text{п. глин}}$ – коэффициент пористости соответственно песчаных и глинистых прослоев; $R_{\text{пес}}$, $R_{\text{глин}}$ – УЭС соответственно песчаной и глинистой составляющей.

При этом такая электрическая модель «параллельных проводников» применима только для скважины пересекающей плоскопараллельное напластование под прямым углом. В других случаях (наклонные скважины, случайно-неоднородное переслаивание, косая слоистость и др.) необходимо применять более сложные модели. При этом не всегда ситуация может быть описана единой электрической моделью ввиду сложной геометрии скважин и непредсказуемой по стандартному комплексу ГИС текстурно-структурной неоднородности пластов. Все это существенно ограничивает применимость какого-либо единого относительно простого уравнения электропроводности.

Для оценки свойств песчаной составляющей уравнения (1)–(3) были представлены относительно нее. Интегральные значения пористости и УЭС оценены по данным каротажа, свойства глин – по керну или параметрам вмещающих пород. В данном случае сделано допущение, что свойства глин меняются в незначительных пределах.

Пористость песчаной составляющей определяется с достаточной достоверностью за исключением случаев низких NTG, когда ошибки, связанные с неоднозначностью свойств глин, приводят к катастрофическим погрешностям. Породы с NTG менее 40 % были отнесены авторами к неколлекторам как гидродинамически несвязанные и непродуктивные [16].

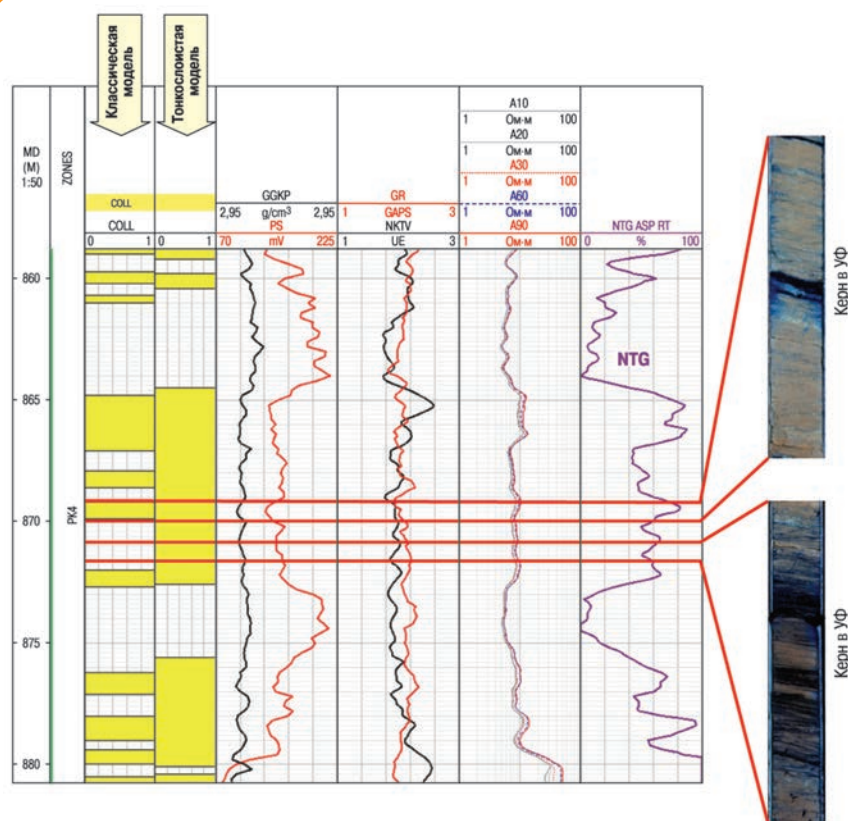


Рис. 6. Сопоставление толщин, выделенных по классической и тонкослоистой моделям

всем образцам может привести к завышению прогнозного коэффициента водонасыщенности из-за искажающего влияния слоистой глинистости неоднородных образцов. Таким образом, была получена капиллярная модель, отражающая свойства песчаного компонента разреза. Сопоставление капиллярной и электрической моделей показало их хорошее совпадение в наиболее однородных пластах. В интервалах с повышенной слоистой глинистостью, по мнению авторов, предпочтение следует отдавать капиллярной модели [16].

Тонкие прослои глин оказывают «шунтирующие» влияние на точность электрических методов ГИС. Это приводит к ошибочному снижению коэффициента нефтегазонасыщенности, рассчитанному по данным электрических методов ГИС. В работе [16] приведен пример, когда коэффициент нефтенасыщенности, рассчитанный по электрической модели, в интервале перфорации составляет в среднем 35 %, а по результатам испытания получен безводный приток нефти.

Прогноз проницаемости

При построении зависимости проницаемости от пористости, так же как в предыдущих случаях, использовались только однородные образцы. При этом анализ интервалов их отбора показал, что между степенью неоднородности слоистой песчано-глинистой породы и проницаемостью ее песчаной составляющей существует взаимосвязь. Из рис. 7 видно, что с увеличением слоистой глинистости снижается проницаемость песчано-алевролитовых коллекторов. По всей видимости, это связано с увеличением доли дисперсной глинистости и алевритистости слоистых проницаемых разностей.

Сопоставление ФЕС и линейных запасов

Сравнение результатов интерпретации по специальной и стандартной методикам показало незначительное относительное уменьшение эффективных толщин (8 %). Это связано с тем, что исключение глинистых слоев из опесчаненных разностей компонен-

Как отмечалось выше, восстановление УЭС тонкослоистых песчаников не всегда достоверно. Возникают ситуации, когда при получении ожидаемого уровня восстановленных сопротивлений песчаников наблюдается нелогичная дисперсия результатов, возникают области с отсутствием решения или явные завышения УЭС. Это не позволяет использовать электрическую модель как надежное средство определения коэффициента нефтегазонасыщенности, поэтому было решено использовать капиллярную модель [16].

На рис. 6 приведено сопоставление толщин классической и тонкослоистой петрофизических моделей. При использовании классической модели выделенные коллекторы могут содержать тонкие прослои глин, а толщины, отнесенные к неколлекторам, – тонкие прослои песчаников.

Капиллярная модель насыщенности

Настройка капиллярной модели насыщенности проводилась на керновой выборке из однородных образцов [16]. Это условие особенно важно, так как при одной и той же проницаемости неоднородные образцы обладают существенно большей остаточной водонасыщенностью и использование общей выборки по

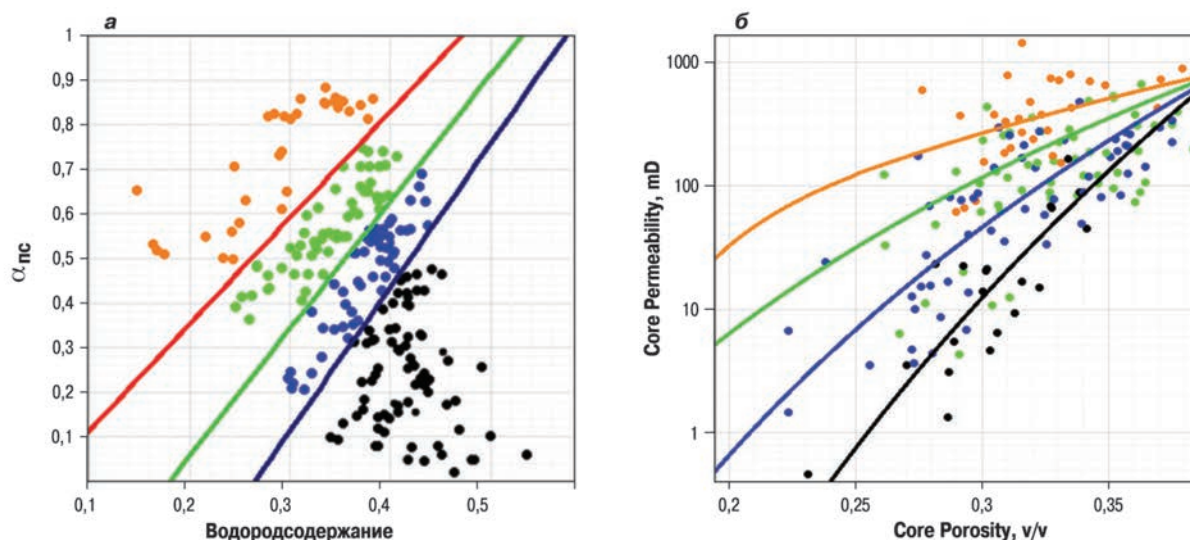


Рис. 7. Разделение образцов керна пластов ПК Русского месторождения на петротипы по НК и $\alpha_{пс}$ (а) и зависимости проницаемости от пористости для полученных петротипов (б)

сировалось выделением дополнительных песчаных прослоев в глинисто-алевритистых интервалах, не попадавших ранее в эффективные толщины. Незначительное абсолютное (1 %) и относительное (3 %) увеличение коэффициента пористости, по мнению авторов, объясняется близкими значениями общей пористости глин и песков для этих отложений. Вместе с тем отмечается существенное абсолютное (15 %) и относительное (28 %) повышение коэффициента нефтенасыщенности, коэффициент проницаемости увеличился в 2 раза.

В результате, несмотря на небольшое уменьшение эффективной толщины, линейные запасы увеличились на 22 %. Таким образом, новые результаты интерпретации ГИС демонстрируют лучшую сходимость с данными керновых исследований.

Выводы

1. Фотографии керна в ультрафиолетовом излучении, данные FMI и специальные технологии их обработки позволили оценить эффективные толщины и слоистую глинистость/песчанистость тонкослоистых коллекторов. Однако для повышения достоверности при решении этой задачи необходимо использование дополнительных методов, например, 3D компьютерной томографии полноразмерного керна.

2. Применение специальной модели тонкослоистого коллектора для пластов ПК Русского месторождения существенно увеличило проницаемость и нефтегазонасыщенность слоистых коллекторов в модели. Получены более точные петрофизические оценки для новой итерации геологического и гидродинамического моделирования.

Список литературы

1. Campbell C.V. Lamina, lamina set, bed and bedset // Sedimentology. – 1967. – V. 8. – P. 7–26.
2. Field examples of the combined petrophysical inversion of Gamma-ray, density, and resistivity logs acquired in thinly-bedded clastic rock formations / J.A. Sanchez-Ramirez, C. Torres-Verdin, D. Wolf [et al.] // Petrophysics. – 2010. – V. 51. – № 4. – P. 247–263.
3. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах/ Я.Н. Басин, В.А. Новгородов, М.Г. Злотников [и др.]. – М.: ВИЭМС, 1983. – 47 с.
4. Извеков Б.И. Методика промышленной оценки глинистых коллекторов горизонта АВ1 Самотлорского месторождения: автореф. дисс. канд. геол.-минерал. наук: 04.00.12. – М., 1982. – 22 с.
5. Ефимов В.А. Петрофизические модели сложно-построенных глинистых коллекторов для оценки их нефтегазонасыщенности по данным электрометрии скважин: дис. канд. геол.-минерал. наук: 04.00.12. – Тюмень, 1984. – 228 с.
6. Романов Е.А. Геолого-физические особенности глинистых низкопроницаемых коллекторов алымской свиты Нижневартовского свода и их учет при подсчете запасов нефти: дис. канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17. – Тюмень, 1985. – 199 с.
7. Мальшаков А.В. Разработка петрофизических моделей терригенных пород-коллекторов для оценки их фильтрационно-емкостных свойств по данным геофизических исследований скважин (на примере месторождений Западной Сибири): дис. канд. геол.-минерал. наук: 04.00.12. – Тюмень, 1994. – 261 с.
8. Ефимов В.А., Мальшаков А.В., Кузьмин Ю.А. Повышение достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств микрослоистых коллекторов Шаимского района по данным гео-

физических исследований скважин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Третья научно-практическая конференция. – 2000. – С. 334-341.

9. Применение микроэлектрических имиджеров и сканеров при изучении сложных коллекторов и решении некоторых нефтепромысловых задач / Р.И. Тухтаев, Н.М. Свихнушин, А.Е. Сынгаевский, К.О. Шмыгля // Каротажник. – 2002. – № 99. – С. 10-38.

10. Асташкин Д.А. Разработка петрофизической модели неоднородных песчано-алевритовых пород-коллекторов с целью повышения достоверности количественной интерпретации данных ГИС (на примере некоторых месторождений Западной и Восточной Сибири): дис. канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12. – М., 2005. – 126 с.

11. Thomas E., Stieber S. The distribution of shale in sandstones and its effect on porosity// SPWLA 16th Annual Logging Symposium. – 1975. – 15 p.

12. Дарлинг Т. Практические аспекты геофизических исследований скважин / Пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 400 с.

13. Ефимов В.А., Акманаев А.Р., Акиншин А.В. Определение доли глинистых прослоев и включений по фотографиям колонки керна// Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С. 88-90.

14. Методы компьютерной обработки фотографий керна / А.Е. Алтунин, А.В. Мальшаков, М.В. Семухин, О.А. Ядрышников // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №11. – С. 12-16.

15. Опыт применения специальной методики интерпретации данных комплекса ГИС в условиях тонкослоистых коллекторов отложений Викуловской свиты Краснотенинского месторождения с целью достоверной оценки их петрофизических свойств / М.Е. Мартынов, А.В. Козлов, Ф.Ю. Лескин [и др.]// SPE 166831. – 2013.

16. Ошняков И.О., Хабаров А.В., Мальшаков А.В. Оценка свойств тонкослоистых коллекторов. Скрытые проблемы // SPE 171207-RU. – 2014.

References

- Campbell C.V., *Lamina, lamina set, bed and bedset*, Sedimentology, 1967, V. 8, pp. 7-26.
- Sanchez-Ramirez J.A., Torres-Verdin C., Wolf D. et al., *Field examples of the combined petrophysical inversion of Gamma-ray, density, and resistivity logs acquired in thinly-bedded clastic rock formations*, Petrophysics, 2010, V. 51, no. 4, pp. 247-263.
- Basin Ya.N., Novgorodov V.A., Zlotnikov M.G. et al., *Metody radioaktivnogo i elektricheskogo karotazha pri opredelenii podschetnykh parametrov v peschano-glinistykh polimiktovykh razrezakh* (Methods of radiation and electrical logs in determining the calculation parameters in the sand and clay of polymictic cuts), Moscow: Publ. of VIEMS, 1983, 47 p.

4. Izvekov B.I., *Metodika promyshlennoy otsenki glinistykh kolektorov gorizonta AB1 Samotlorskogo mestorozhdeniya* (Methods of industrial estimation of clay reservoir of horizon AB₁ in Samotlor field): thesis of the candidate of geological-mineralogical sciences, Moscow, 1982.

5. Efimov V.A., *Petrofizicheskie modeli slozhno-postroennykh glinistykh kolektorov dlya otsenki ikh neftegazonasyshcheniya po dannym elektrometrii skvazhin* (Petrophysical models of complex clay collectors for estimation of their oil and gas saturation according to electrometry wells): thesis of the candidate of geological-mineralogical sciences, Tyumen', 1984.

6. Romanov E.A., *Geologo-fizicheskie osobennosti glinistykh nizko-pronitsaemykh kolektorov alymskoy svity Nizhnevartovskogo svoda i ikh uchet pri podschete zapasov nefti* (Geological and physical characteristics of clayey low-permeable reservoirs of Aym suite of Nizhnevartovsk arch and their account in the calculation of oil reserves): thesis of the candidate of geological-mineralogical sciences, Tyumen', 1985.

7. Mal'shakov A.V., *Razrabotka petrofizicheskikh modeley terrigennykh porod-kolektorov dlya otsenki ikh fil'tratsionno-emkostnykh svoystv po dannym geofizicheskikh issledovaniy skvazhin (na primere mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri)* (Development of petrophysical models of terrigenous reservoir rocks to assess their reservoir properties according to well logging (on an example of deposits of Western Siberia)): thesis of the candidate of geological-mineralogical sciences, Tyumen', 1994.

8. Efimov V.A., Mal'shakov A.V., Kuz'min Yu.A., *Collected papers "Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO"* (Ways of realization of oil and gas potential of KhMAO), Proceedings of 3rd Scientific and Practical Conference, 2000, pp. 334-341.

9. Tukhtaev R.I., Svikhnushin N.M., Syngaevskiy A.E., Shmyglya K.O., *Karotazhnik*, 2002, V. 99, pp. 10-38.

10. Astashkin D.A., *Razrabotka petrofizicheskoy modeli neodnorodnykh peschano-alevritovykh porod-kolektorov s tsel'yu povysheniya dostovernosti kolichestvennoy interpretatsii dannykh GIS (na primere nekotorykh mestorozhdeniy Zapadnoy i Vostochnoy Sibiri)* (Development of petrophysical model of inhomogeneous sand and siltstone reservoir rocks in order to improve the reliability of quantitative data interpretation (for example, some fields in Western and Eastern Siberia)): thesis of the candidate of geological-mineralogical sciences, Moscow, 2005.

11. Thomas E., Stieber S., *The distribution of shale in sandstones and its effect on porosity*, SPWLA 16th Annual Logging Symposium, 1975, 15 p.

12. Darling T., *Well logging and formation evaluation*, Gulf Professional Publ., 2005, 336 p.

13. Efimov V.A., Akmanaev A.R., Akin'shin A.V., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 10, pp. 88-90.

14. Altunin A.E., Mal'shakov A.V., Semukhin M.V., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 11, pp. 12-16.

15. Martynov M.E., Kozlov A.V., Leskin F.Yu. et al., *SPE 166831*, 2013.

16. Oshnyakov I.O., Khabarov A.V., Mal'shakov A.V., *SPE 171207-RU*, 2014.

Опытно-промышленная разработка туронской газовой залежи Харампурского месторождения

**А.Н. Киселев, С.В. Бучинский, А.Ю. Юшков, И.И. Белов (ООО «ТНЦ»),
Ф.Н. Нигматуллин, Р.М. Муртазин, Р.Р. Исламов (ООО «РН-Уфанипинефть»),
В.Н. Суртаев, О.А. Лознюк (ОАО «НК «Роснефть»)**

Ключевые слова: сухой газ, туронские отложения, целевой инновационный проект (ЦИП), опытно-промышленная разработка (ОПР), гидроразрыв пласта (ГРП), вертикальная скважина, горизонтальная скважина, геофизические (ГИС) и гидродинамические (ГДИС) исследования скважин, бурение.

Key words: dry gas, Turonian, SIP, pilot development, management, hydraulic fracturing, vertical well, horizontal well, well logging, well testing, drilling.

Адрес для связи: ankiselyov@rosneft.ru

Введение

В настоящее время большинство крупных разрабатываемых месторождений газа Западной Сибири вступило на стадию падающей добычи. В таких условиях все большую актуальность приобретает задача освоения трудноизвлекаемых запасов туронских отложений, разработка которых с применением традиционных методов экономически и технологически неэффективна. Продуктивные отложения туронского возраста кузнецовской свиты имеют региональное развитие и охватывают восточную часть Западной Сибири, однако до настоящего времени не представляли промышленного интереса. В туронских отложениях Западной Сибири содержится более 3 трлн. м³ газа, что позволяет рассматривать их как потенциальные источники промышленной добычи углеводородов.

Геолого-промысловая характеристика туронских отложений

Харампурское месторождение, открытое в 1978 г., находится на территории Пуровского Ямало-Ненецкого автономного округа. В 1990 г. началась разработка нефтяных залежей юрского горизонта, разработка туронских отложений не проводилась.

Газоносность туронских отложений связана с наличием в составе кузнецовской свиты газсалинской пачки, характеризующейся наличием алевролитно-песчанистых прослоев, обуславливающих коллекторские свойства пласта и являющихся особенностью, характерной для Тазовского типа разреза. Согласно данным геофизических исследований скважин (ГИС) и изучения керна пласт Т сложен преимущественно морскими и прибрежно-морскими отложениями (7 % пески,

16 % крупнозернистые алевролиты, 47 % мелкозернистые алевролиты, 30 % глинистый цемент) и залегает на глубине 940,7–1086,6 м Харампурского месторождения. Пласт содержит около 80 % (685 млрд. м³) всех запасов свободного газа месторождения [2]. Согласно устьевым пробам газ сухой, метановый (молярное содержание метана составляет 97,88 %), признаки нефти и конденсата отсутствуют. В ходе геолого-разведочных и поисковых работ было пробурено 37 скважин с дебитом газа от 6 тыс. до 63 тыс. м³/сут на депрессии около 6 МПа, что подтверждает достаточно низкую продуктивность скважин для стандартных типов заканчивания. Отложения газсалинской пачки характеризуются повышенной глинистостью и ухудшенными коллекторскими свойствами по сравнению с более ранними сеноманскими отложениями.

Разработка туронской газовой залежи Харампурского месторождения осложняется низкими ФЕС пласта, его высокой расчлененностью (более 12), пониженной начальной газонасыщенностью и подвижностью газа. Средняя газонасыщенная толщина относительно невелика и составляет около 14 м. Фоновая температура, равная 26–28°C, при достаточно низком начальном пластовом давлении (11,2 МПа), близком к гидростатическому, предопределяет работу скважин в гидратном режиме (гидраты образуются в НКТ) ввиду низкой продуктивности скважин (рис. 1) [3].

Опытно-промышленная разработка туронской газовой залежи

В настоящее время промышленная разработка туронских газовых залежей не ведется [1]. Достаточно сложная структура залегания пластов (высокие рас-

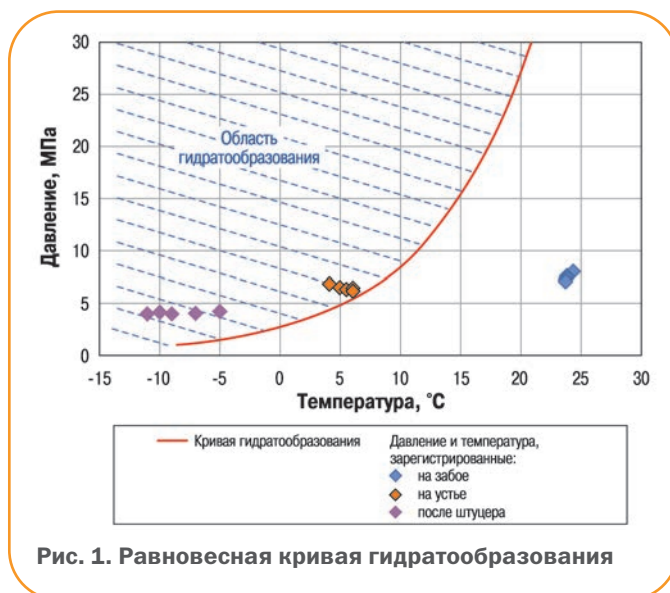
члененность и глинизация, низкая подвижность газа в условиях высокой начальной водонасыщенности), ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) (средняя проницаемость составляет около $0,002 \text{ мкм}^2$) определяют низкую продуктивность скважин стандартного типа заканчивания, а следовательно, низкий добычный потенциал пласта при использовании традиционных подходов. С учетом недостаточной изученности туронских отложений для эффективного вовлечения в промышленную эксплуатацию огромного газового потенциала туронских отложений Западной Сибири требуется разработка современных подходов к их изучению и освоению.

С этой целью, а также для поиска эффективной технологии освоения запасов ОАО «НК «Роснефть» в 2011 г. был инициирован целевой инновационный проект (ЦИП) «Турон». В рамках ЦИП пробурены три скважины с разным типом заканчивания: вертикальная скважина с гидроразрывом пласта (ГРП), горизонтальная скважина с длиной горизонтального участка 600 м, горизонтальная скважина с применением трехстадийного ГРП.

В скважинах проведены полный комплекс ГИС, гидродинамических исследований скважин (ГДИС), отбор и исследование керна, получены петрофизические зависимости для пласта. Для подтверждения петрофизической модели в программе исследовательских работ по доизучению пласта был запланирован отбор керна при бурении скважины с применением растворов на нефтяной основе.

Результаты исследований скважин, пробуренных на туронские отложения, подтвердили высокую эффективность проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Так, продуктивность вертикальной скв. Х1 (номера скважин условные) после проведения ГРП возросла в 3,4 раза. Геометрия трещины подтверждена данными промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважин: высота составляет 41 м, эффективная полуудлина трещины по результатам ГДИС – 65 м. По результатам потокометрии ГРП позволил наиболее полно вовлечь пласт в разработку (коэффициент работающих толщин ($K_{p,т} = 1$), основной приток флюида приходится на середину трещины. Исследования на установке «Надым» при депрессии 3,5 МПа показали низкие концентрацию взвешенных частиц (КВЧ) и содержание воды в продукции скважины.

Продуктивность горизонтальной скв. Х2 с длиной горизонтального участка 600 м в 1,4 раза выше, чем скв. Х1 до проведения ГРП, однако в 2,3 раза ниже, чем после ГРП. По результатам потокометрии коэффици-



ент работающих толщин составил 0,8, не работает середина ствола, соответствующая зоне ухудшенных коллекторских свойств, в «носке» скважины скапливаются жидкость и песок. Исследования на установке «Надым» при депрессии 3,5 МПа показали повышенные КВЧ и содержание воды в продукции скважины. Это подтверждает низкую эффективность стандартных типов заканчивания скважин для туронской газовой залежи.

Продуктивность скв. Х3, в которой был выполнен трехстадийный ГРП, в 4,4 раза выше, чем скв. Х1 до ГРП и в 1,3 раза выше, чем после него. Три стадии ГРП с высотой трещин 40 м позволили успешно вовлечь в работу всю вскрываемую толщину пласта. Проведенные исследования на установке «Надым» при депрессии 3,5 МПа показали низкие КВЧ и содержание воды в продукции скважины. Данный тип заканчивания является наиболее эффективным в условиях низких ФЕС пласта Т [4]. За время длительной отработки (6 мес) дебит скважин снизился незначительно, на 18 %, что связано со стабилизацией режима работы скважин и выходом на псевдоустановившийся приток газа.

С учетом информации, полученной в ходе реализации ЦИП «Турон», изученность туронской газовой залежи позволяет перейти к опытно-промышленной разработке (ОПР) пласта Т для оценки запасов газа, фактически вовлекаемых в выработку, уточнения технологии вскрытия продуктивного интервала и конструкции добывающих скважин, проведения исследовательских работ и обоснования оптимальных технологических режимов работы скважин.

Перспективные типы заканчивания скважин в условиях туронской газовой залежи Харампурского месторождения на период ОПР выбирались на базе секторной гидродинамической модели, представляю-

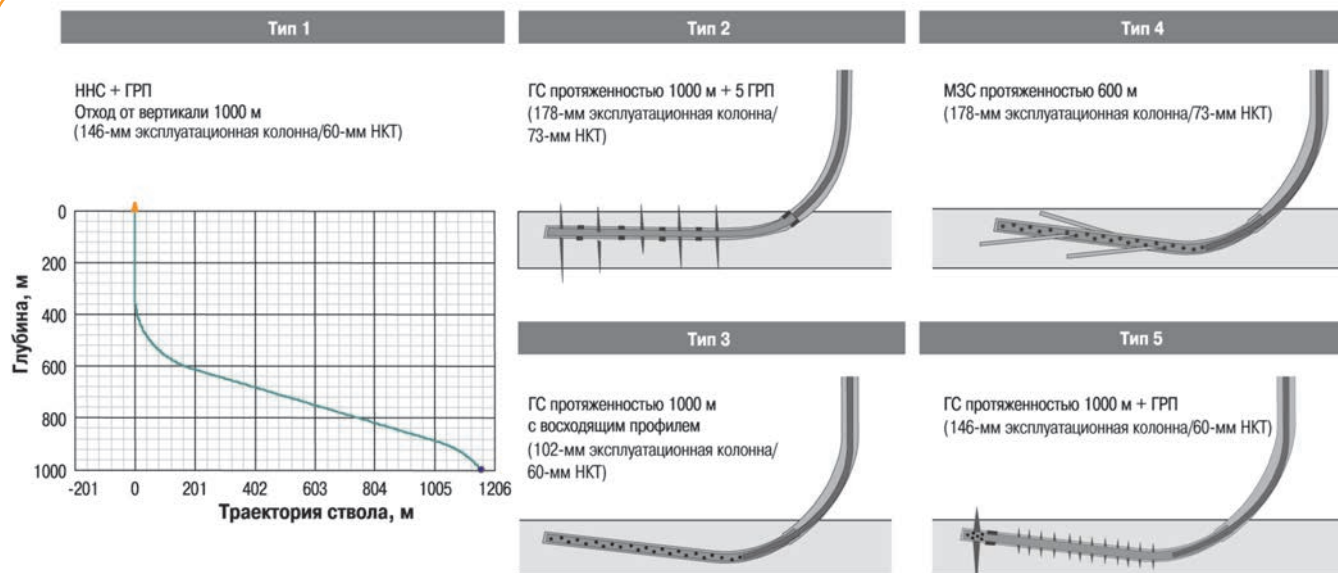


Рис. 2. Типы заканчивания скважин

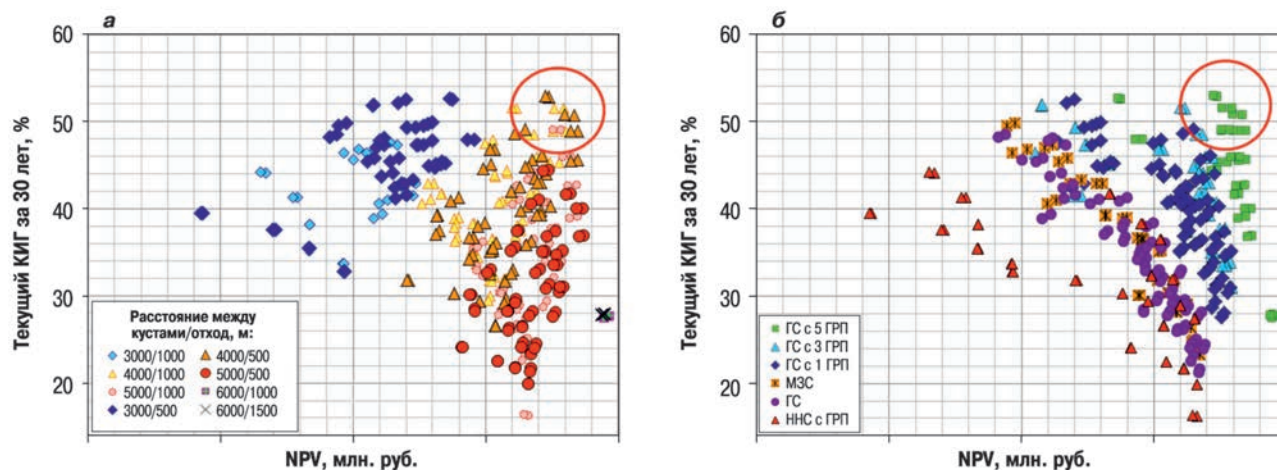


Рис. 3. Экономическая оценка вариантов ОПР:

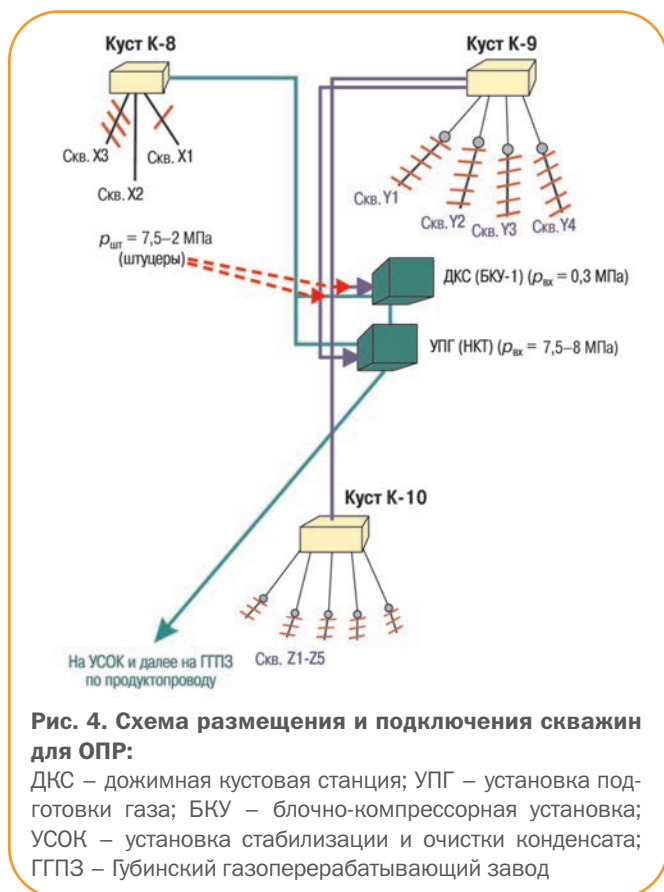
а – расстояние между кустами скважин + отход от вертикали; б – тип заканчивания скважин; КИГ – коэффициент извлечения газа; NPV – чистый дисконтированный доход

щей собой часть полномасштабной фильтрационной модели, адаптированной с учетом результатов исследований, проведенных в рамках ЦИП «Турон», путем многовариантных расчетов показателей разработки и их последующей оценки. При проведении ОПР были рассмотрено пять различных типов заканчивания скважин (рис. 2), 12 вариаций – «число кустов / число скважин на кусте», 10 вариаций – «тип заканчивания + НКТ», 2 вариации отхода от вертикали (500 и 1000 м), 2 вариации длины горизонтального участка (600 и 1000 м). После размещения сетки скважин некоторые варианты «самоустранились» (пересечение забоев скважин и др.), в результате из 480 вариантов разработки было рассмотрено 326. Для скважин с длиной горизонтального участка 1000 м принимался пятистадийный ГРП, при длине горизонтального участка 600 м – трехстадийный. Для расчета экономи-

ческой эффективности полученных вариантов использовалась экономическая модель, учитывающая дисконтированные потоки наличности, динамику операционных затрат и капитальных вложений, а также налоговые отчисления и амортизацию.

Эффективность разработки определяется соотношением между капитальными вложениями в строительство скважин и объектов наземного обустройства, операционными затратами на содержание фонда скважин и прибылью от реализации добываемого газа. На основе полученных технологических показателей разработки в экономической модели была оценена экономическая эффективность разработки (рис. 3).

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что наиболее перспективными относительно максимальной экономической эффективности разработки являются следующие варианты:



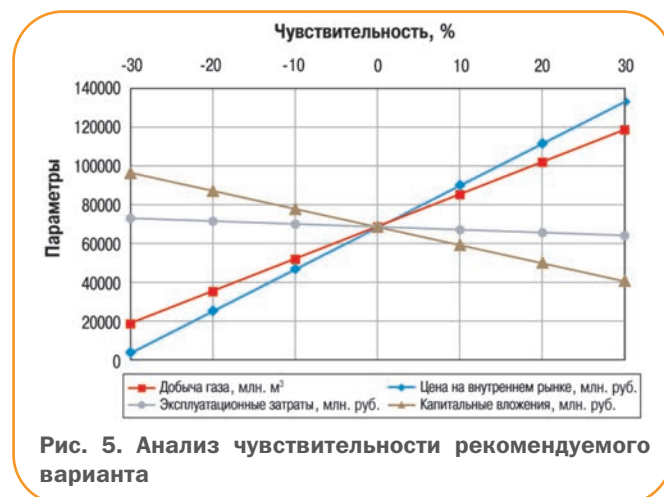
- по типу заканчивания – ГС с ГРП;
- по числу скважин на кусте – 5 или 6;
- по числу стадий ГРП для ГС – 3 или 5;
- по отходу от вертикали для ГС с ГРП – 500 или 1000 м.

Данные результаты были положены в основу программы ОПР газовой залежи пласта Т Харампурского месторождения [2], утвержденной ЦКР в 2014 г. на три года. Схема размещения и подключения скважин приведена на рис 4.

Для подтверждения экономического потенциала разработки туронской газовой залежи Харампурского месторождения на трехмерной геолого-технологической модели был рассчитан вариант разработки туронских отложений, проведена оценка технико-экономической эффективности проекта. По предварительной оценке разработка туронской залежи пласта Т Харампурского месторождения экономически рентабельна, проект устойчив к рискам (рис. 5) [2].

Закключение

Использование современных технологий и подходов к изучению и освоению низкопроницаемых коллекторов позволит существенно повысить эффективность разработки туронских газовых залежей. В ходе реализации ЦИП «Турон» получен достаточ-



ный объем информации, позволивший уверенно планировать проведение ОПР туронской газовой залежи пласта Т Харампурского месторождения. В ходе ОПР будут апробированы перспективные типы заканчивания скважин, результаты эксплуатации которых послужат основой планирования полномасштабного освоения запасов газа туронских отложений Западной Сибири.

Список литературы

1. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: Недра, 2003. – 880 с.
2. Бучинский С.В. ПТД «ТС ОПР газовых залежей пластов ПК₁, Т Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения». – Тюмень: ООО «ТННЦ», 2014. – 533 с.
3. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИ-ГАЗ». – М.: ООО «Газпром экспо», 2011. – 242 с.
4. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Технология применения горизонтальных скважин. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2006. – 712 с.

References

1. Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Aliev Z.S., *Osnovy tekhnologii dobychi gaza* (The basic technology of gas production), Moscow: Nedra Publ., 2003, 880 p.
2. Buchinskiy S.V., *Project design document "OPR gazovykh zalezhey plastov PK₁, T Kharampurskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya"* (Pilot work of gas deposits layers PC₁, T Kharampur oil and gas field), Tyumen': Publ of TNNC LLC, 2014, 533 p.
3. *Instruktsiya po kompleksnym issledovaniyam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* ООО «Nauchno-issledovatel'skiy institut prirodnnykh gazov i gazovykh tekhnologiy – Gazprom VNIIGAZ» (Instructions for Integrated research of gas and gas condensate wells of Scientific-Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies – Gazprom VNIIGAZ), Moscow: Publ. of Gazprom ekspso, 2011, 242 p.
4. Aliev Z.S., Bondarenko V.V., *Tekhnologiya primeneniya gorizontalnykh skvazhin* (Application technology of horizontal wells), Moscow: Neft' i gaz Publ., 2006, 712 p.

Оптимизация добычи газа на морских месторождениях на основе интегрированной модели

М.С. Кармазин, А.Ю. Юшков, к.т.н., С.В. Бучинский, к.т.н. (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: интегрированная модель, оптимизация, прогнозные расчеты.
Key words: integrated model, optimization, model runs.

Адрес для связи: mskarmazin@rosneft.ru

Введение

Месторождение X является крупным морским месторождением газа (глубина моря 125 м) с небольшим содержанием конденсата. Расстояние до материка составляет около 370 км. Газовая залежь находится в верхней части карбонатных отложений толщиной около 500 м и подстилается водонапорным бассейном. Месторождение Y, аналогичное месторождению X по строению, расположено от него в 25 км, содержит практически сухой газ и имеет меньшие размеры. Месторождение Y введено в разработку на несколько лет позднее месторождения X [1].

Сценарий добычи, принятый в проектном документе, предполагает совместную разработку месторождений X и Y. Предварительная подготовка газа и его компримирование для транспорта на берег осуществляются на морской платформе, установленной на месторождении X.

Особенности разработки месторождений X и Y

Разработка месторождений X и Y связана со следующими техническими ограничениями.

1. Целевой годовой отбор газа должен соответствовать контракту на его поставку.
2. Добыча воды ограничена пропускной способностью сепараторов, установленных на платформе.
3. Режим добычи газа во многом определяется газодинамической характеристикой компрессора, расположенного на морской платформе.
4. Введено ограничение максимального дебита газа.

В связи с отмеченным была поставлена задача создать инструмент для поиска оптимального соотношения добычи по двум месторождениям с одной точкой сбора продукции, учитывающий все перечисленные ограничения. Критерием оптимальности режимов работы геолого-технологической системы

водоносный горизонт – продуктивный пласт – скважины – устьевые штуцеры – система сбора продукции – установка комплексной подготовки газа (УКПГ) – дожимная компрессорная станция (ДКС) является минимизация непроизводительных потерь давления, возникающих при регулировании или ограничении добычи газа (штуцирование). При такой постановке задачи оптимальное распределение добычи достигается «саморегулированием» системы (без штуцирования).

При этом есть предпосылки к быстрому обводнению скважин на месторождении X в случае, если оба месторождения будут работать в режиме «саморегулирования». В данном случае доля добычи месторождения X в общую добычу газа будет достаточно высокой, что может привести к ее преждевременной остановке. Соответственно с точки зрения максимизации коэффициента извлечения газа варианты с искусственным ограничением добычи могут быть предпочтительны [2, 3].

Интегрированная модель разработки месторождений

Интегрированная модель предполагает объединение гидродинамических моделей пластов, модели наземной инфраструктуры, а также моделей скважин. Это позволяет оптимизировать технологические показатели разработки месторождений [4].

Интегрированная модель газовых месторождений X и Y была объединена в программном комплексе Petex (рис. 1). Весь процесс был разделен на три основных этапа:

- 1) построение моделей скважин с помощью программного обеспечения (ПО) Prosper, которое позволяет моделировать и оптимизировать работу скважин, оценивать гидравлические потери, снижение давления и температуры, изменения производительности в других условиях добычи;



Рис. 1. Структура программного комплекса Petex

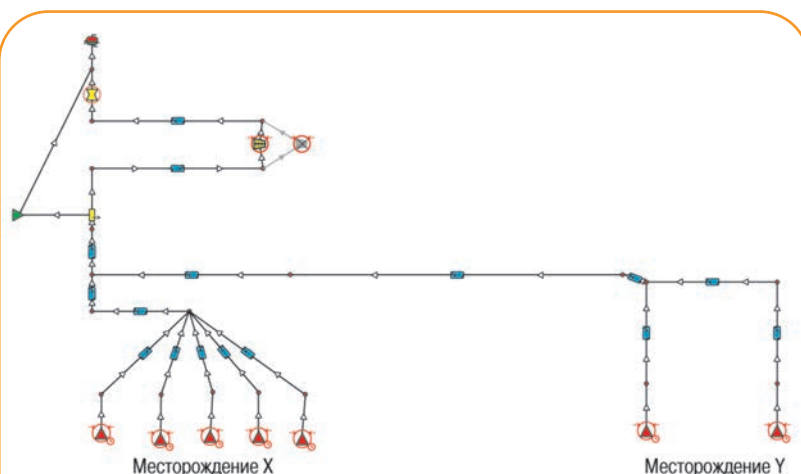


Рис. 2. Модель наземной части инфраструктуры в ПО GAP

2) моделирование наземной сети сбора (все наземные объекты, трубопроводы, компрессоры, сепараторы) в ПО GAP (рис. 2);

3) интеграция посредством специального ПО RESOLVE гидродинамических моделей залежей (в формате Eclipse 100) с моделями скважин и сети сбора (рис. 3).

Наиболее трудоемкой задачей была адаптация модели поверхностной системы сбора и подготовки газа к истории ее эксплуатации. В общей сложности адаптация модели включала пять контрольных точек по времени и была проведена по ключевым узлам с допустимой погрешностью 1–3 %. К основным настраиваемым параметрам относятся давление на платформе перед компрессором и за ним; частота вращения компрессора; дебит газа на платформе и суммарный по месторождениям X и Y.

Историческая динамика давления на выходе из компрессора и частота вращения компрессора были зафиксированы в качестве управляющих параметров. Остальные параметры были расчетными и сравнивались с фактическими. Потери давления и дебиты были настроены с помощью соотношения давления в трубах между узлами, т.е. изменением шероховатости трубопроводов.

Цель выполнения прогноза

Перед началом работы с прогнозными вариантами были формализованы следующие ограничения системы:

- 1) технологически достижимый дебит скважин – 3,5 млн. м³/сут;
- 2) давление на выходе потока газа из компрессора – 15,9 МПа;
- 3) частота вращения компрессора составляет 5903–8855 мин⁻¹.

При подготовке к прогнозу учитывалась модернизация компрессора, выполненная в 2015 г. с целью

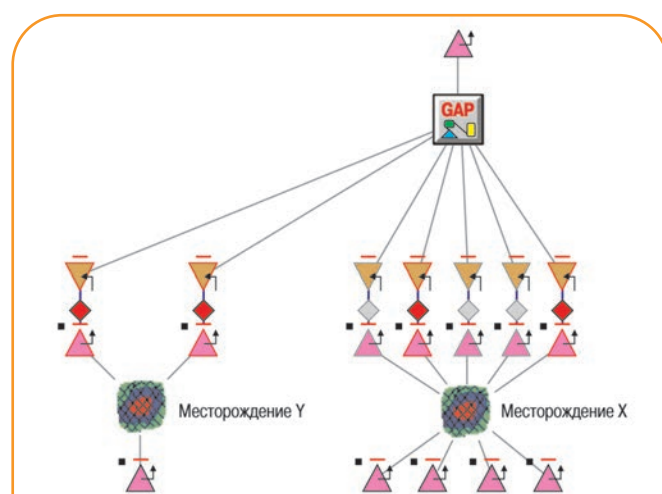


Рис. 3. Интегрированная модель в ПО Resolve

повышения эффективности работы в условиях снижения давления.

Затем были выполнены прогнозные расчеты по нескольким вариантам. Во всех вариантах принят одинаковый суммарный отбор газа по двум месторождениям на пять лет (в соответствии с контрактом на поставку газа). Соотношение добычи газа по двум месторождениям X/Y составляло: 90/10; 85/15; 80/20; 75/25; 70/30; 65/35; 60/40; 55/45.

В расчетах принято, что после окончания контрактного периода добыча газа будет продолжаться в соответствии с возможностями скважин. При этом допускается, что через пять лет «жесткое» распределение добычи между месторождениями может быть снято, а система может начать работать в режиме «саморегулирования» в соответствии с текущими потенциалом скважин и пропускной способностью наземного оборудования. Таким образом, цель проведения прогнозных расчетов – определить оптимальное распределение отборов между месторождениями на пятилетний период для максимального извлечения газа и конденсата [5].

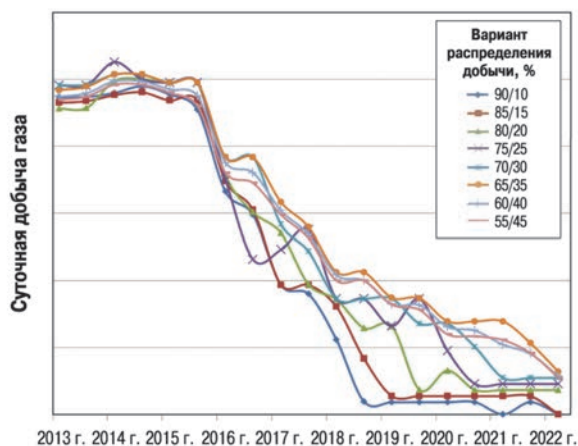


Рис. 4. Динамика суточной добычи газа

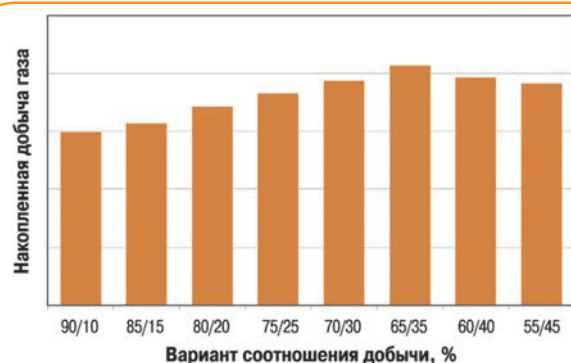


Рис. 5. Зависимость накопленной добычи газа от вариантов ее соотношения по месторождениям

На рис. 4 и 5 представлен прогноз динамики суточной и накопленной добычи газа по всем вариантам. Как видно из рис. 4, 5, варианты с наибольшей долей добычи из месторождения X не обеспечивают требуемых объемов добычи газа даже в начале расчета. Это связано с тем, что даже при минимально возможном давлении на входе в компрессор текущие потенциалы добывающих скважин месторождения X не позволяют достичь заданного отбора газа. Эти же варианты характеризуются более резким последующим снижением добычи вследствие преждевременного обводнения скважин. Максимальная газоотдача будет получена при реализации варианта 65/35 (рис. 6).

Варианты 60/40 и 55/45 менее эффективны, чем 65/35, так как месторождение Y имеет меньшие запасы и две его добывающие скважины не могут обеспечить необходимый отбор газа.

Выводы и рекомендации

1. Созданный инструмент учитывает совместную работу всех элементов системы пласты – скважины – система сбора газа – компрессор и позволяет решать оптимизационные задачи.

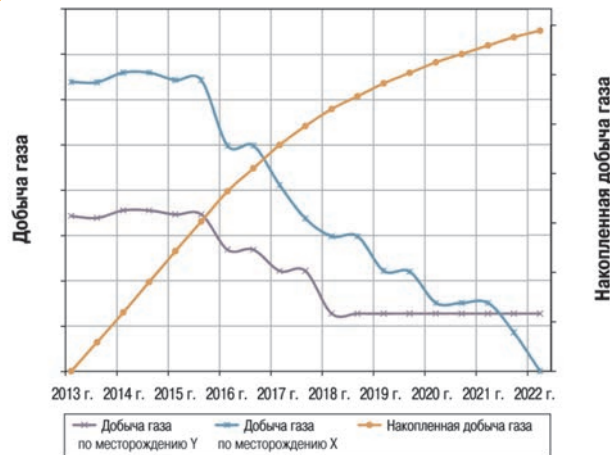


Рис. 6. Динамика добычи газа по варианту 65/35

2. Оптимальное соотношение добычи газа между двумя месторождениями составляет 65/35 и позволяет достичь максимальной суммарной газоотдачи.

3. Разработанный инструмент используется для оперативного управления разработкой. В ближайшем будущем с его помощью будут решаться такие задачи, как максимизация «плато» добычи газа и коэффициента извлечения конденсата, минимизация рисков появления конусов подошвенной воды.

Список литературы

1. *Field Development Plan*, 2008.
2. A *Fieldwide Integrated Production Model and Asset Management System for the Mumbai High Field*/ S.K. Moitra, C. Subhash, S. Barua [et al.]/SPE 18678. – 2007.
3. Bischoff R., Bejaoui R. *Integrated Modeling of the Mature Ashtart Field*. Tunisia/SPE 94007. – 2005.
4. Обзор существующих методов моделирования процессов разработки нефтяных и газовых залежей / А.Н. Харитонов, Ю.А. Архипов, М.А. Скоробогач [и др.]. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 72 с.
5. El-Khawass K.M., El-Ashry M. *Gas Field Integrated Modeling: A Practical Example of How To Optimize Production in a Mature Asset*/SPE 10552.

References

1. *Field development plan*, 2008.
2. Moitra S.K, Subhash C., Barua S., Adenusi D., Agrawal V., *A fieldwide integrated production model and asset management system for the Mumbai high field*, SPE 18678, 2007.
3. Bischoff R., Bejaoui R., *Integrated modeling of the mature Ashtart Field*. Tunisia, SPE 94007, 2005.
4. Kharitonov A.N., Arkhipov Yu.A., Skorobogach M.A., Yushmanov V.N., Nikishin A.Yu., Yushkov A.Yu., *Obzor sushchestvuyushchikh metodov modelirovaniya protsessov razrabotki neftyanykh i gazovykh zalezhey* (Review of existing methods of modeling the oil and gas deposits development), Moscow: Gazprom expo Publ., 2010, 72 p.
5. El-Khawass K.M., El-Ashry M., *Gas field integrated modeling: a practical example of how to optimize production in a mature asset*, SPE 10552.

Анализ неопределенностей и оценка рисков по технологическим показателям разработки перспективных залежей и площадей

С.А. Песоцкий, Д.А. Перовский (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: анализ неопределенностей, оценка рисков, вероятностный прогноз добычи.

Key words: uncertainty analysis, risk evaluation, probabilistic production forecasting.

Адреса для связи: sapesotskiy@rosneft.ru, daperovskiy@rosneft.ru

Введение

Оценка неопределенностей при прогнозе показателей разработки является важной задачей при планировании ввода в эксплуатацию новых месторождений и залежей. Актуальность данной работы связана с необходимостью оценки потенциала новых месторождений Уватского проекта, находящихся на стадии доразведки либо пробной эксплуатации отдельных скважин.

Влияние геологических и технологических неопределенностей на прогнозные показатели разработки в указанных условиях крайне велико. Целью работы являлась вероятностная оценка добычи нефти, жидкости и газа, закачки воды, а также объемов эксплуатационного бурения. Данные параметры являются ключевыми при планировании объектов промыслового обустройства, которое предшествует вводу новых площадей в промышленную разработку.

Особенности оценки рисков по технологическим показателям

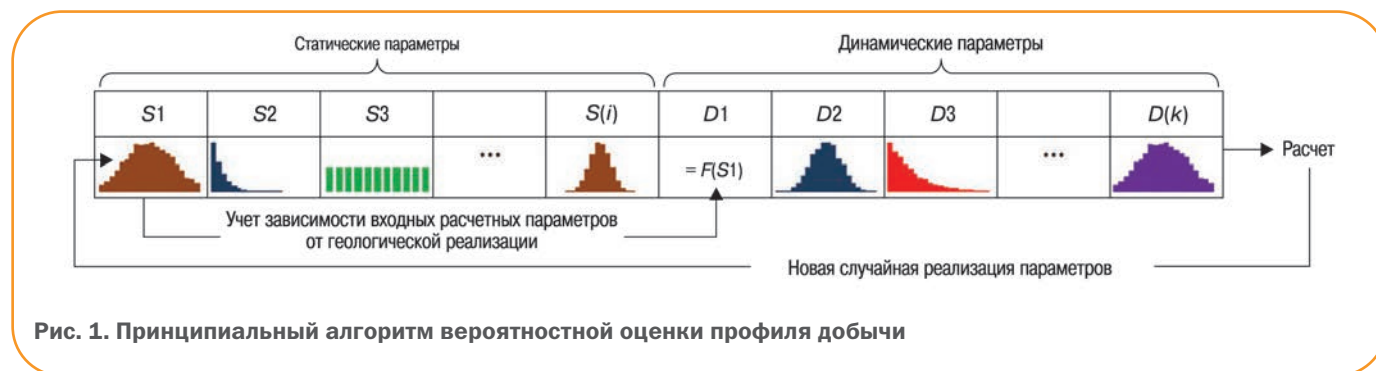
При оценке диапазона неопределенностей технологических показателей разработки учитывается большая совокупность геологических и технологических рисков [1]. Корректное со статистической точки зрения решение данной задачи осложнено рядом факторов. К таковым относятся необходи-

мость проведения многочисленных расчетов, сложность автоматизированного перехода от каждой новой геологической модели к расчету добычи с учетом изменения числа и расположения проектных скважин, корректный учет неопределенности функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Ввиду перечисленных и сопутствующих осложняющих факторов задача полноценной вероятностной оценки на практике чаще всего решается не в полной мере.

1. Выполняется оценка геологических (статических) неопределенностей. Затем по геологическим вариантами P10, P50, P90 рассчитываются профили добычи с использованием наиболее вероятных по текущему представлению динамических параметров (ОФП, абсолютной проницаемости, объема водоносного горизонта и др.). При этом игнорируется оценка динамических неопределенностей.

2. Профили добычи рассчитываются с разными входными динамическими параметрами с учетом оценки динамических неопределенностей, но без учета статических неопределенностей.

3. Профили добычи строятся по ограниченному числу сочетаний динамических и статических параметров: профиль, полученный с использованием наиболее пессимистичных наборов статических (P90) и динамических параметров (P90), обозначается как «профиль P90». Аналогичным образом



определяются наиболее вероятная (P50) и оптимистичная (P10) оценки профилей добычи.

Использование первых двух методов приводит к недооценке истинного коридора неопределенностей. Третий метод приводит к получению многократно завышенного диапазона между пессимистичным и оптимистичным сценариями: сочетание реализаций двух независимых параметров, наступающих с вероятностью 10 %, имеет вероятность 1 % и не может считаться итоговой реализацией P10. Заведомо завышенный диапазон вариации затрудняет принятие конкретных технологических решений по инфраструктуре, что снижает ценность вероятностного анализа. Предлагаемый в работе подход лишен указанных недостатков и позволяет за приемлемое время провести полноценную вероятностную оценку профилей добычи с учетом заданного распределения каждого из входных параметров, а также их взаимовлияния.

Принципиальный подход к анализу неопределенностей технологических показателей

В рамках данной работы вероятностные профили добычи определялись на основе многовариантных расчетов по результатам их статистического анализа. При этом совокупность исходных неопределенностей, влияющих на профиль добычи, была разделена на два типа:

- 1) статические, включающие геологические неопределенности, влияющие на объем геологических запасов и геометрию залежи (толщины, площадь нефтеносности, пористость, песчанистость и др.);
- 2) динамические – совокупность геологических и технологических неопределенностей, прямо не влияющих на геологические запасы, но определяющие процесс разработки (число и расположение скважин, абсолютная проницаемость, ОФП, объем водоносного горизонта и др.)

Согласно предложенной методике статические параметры определяли начальные геологические запасы, площадь нефтеносности и число добывающих скважин при выбранной системе разработки; динамические – начальные темпы отбора и темпы снижения добычи.

Для каждой расчетной итерации (рис. 1) каждый из входных неопределенных параметров задавался случайным образом с учетом заданных функций распределения и функций взаимосвязей параметров (например, площадь нефтеносности и число добывающих скважин). Вероятностные профили добычи определялись по результатам статистического анализа расчетных технологических показателей P10, P50, P90.

Оценка неопределенностей по одной из залежей Восточного Увата

Краткая характеристика объекта исследования

Рассмотрим специфику оценки статических и динамических неопределенностей, а также аналитического расчета результирующих профилей добычи на примере одной из новых залежей Восточного Увата. Данная залежь расположена севернее разрабатываемого с 2009 г. Усть-Тегусского месторождения (рис. 2). Близость новой залежи к хорошо изученному месторождению позволяет учитывать при анализе неопределенностей накопленную геолого-промысловую информацию по разновозрастным отложениям «большого соседа».

Основным объектом разработки является пласт Ю₂ тюменской свиты, характеризующийся хорошей гидродинамической связью и высокой гидропроводностью коллектора. Нефтеносность пласта подтверждена бурением трех разведочных скважин, в которых был проведен комплекс геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИС) исследований, а также выполнены исследования керн. Вся площадь залежи изучена методами 3D сейсмо-

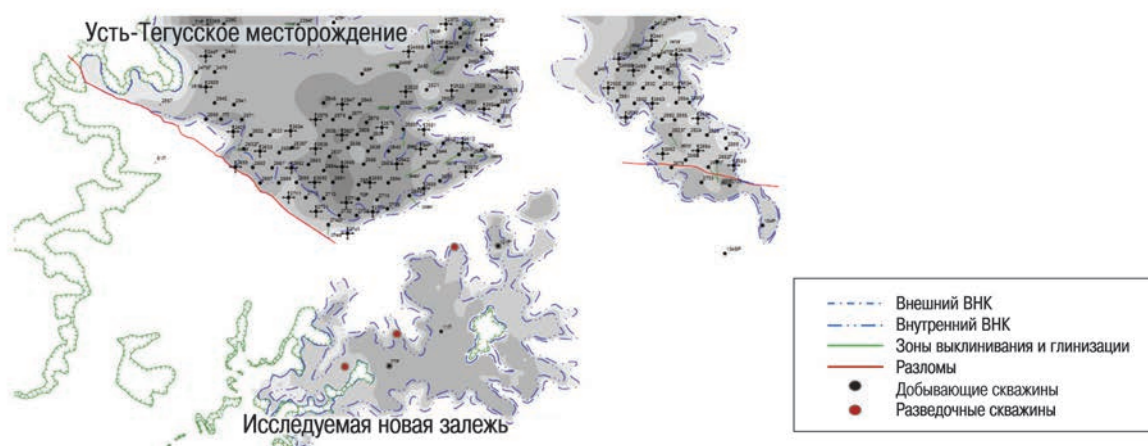


Рис. 2. Расположение объекта исследования

разведки. Важной особенностью пластовой нефти являются низкие значения газового фактора (менее 30 т/м³) и давления насыщения (7 МПа), позволяющие не учитывать влияние свободного газа на процесс разработки. Соотношение подвижностей воды и нефти по данным специальных исследований керна, ГДИС и эксплуатации близко к единице.

Указанные особенности объекта позволяют для прогноза динамики добычи использовать аналитические расчеты, основанные на методе материального баланса и модели вытеснения нефти из слоистого пласта.

Аналитический расчет технологических показателей

Аналитический расчет профиля добычи проводился на основе модели материального баланса, объединенной с моделью слоистого пласта для определения динамики обводненности добывающих скважин. Расчетные профили добычи и закачки для каждой реализации получались суммированием ежемесячных показателей работы отдельных скважин. В многовариантных расчетах использовались стандартные условия выбытия добывающих скважин: повышение обводненности до 98 % или снижение дебита нефти до 0,5 т/сут.

Общий алгоритм расчета включает следующие этапы.

1. Расчет дебитов жидкости и приемистостей для каждой скважины с использованием уравнения установившегося режима [2] и средней вязкости потока, зависящей от обводненности продукции, – для добывающих скважин [3].

2. Расчет обводненности каждой скважины с использованием модели слоистого пласта, в которой скорость обводнения каждого слоя пропорциональна его проницаемости. Использованная модель вытеснения нефти [3] основана на предположении о гамма-распределении проницаемости по слоям

$$f(k_{\text{пр}}) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} k_{\text{пр}}^{\alpha-1} e^{-\frac{k_{\text{пр}}}{\beta}},$$

где Γ – гамма-функция; $\beta = f(V)$, $\alpha = f(V)$ – коэффициенты гамма-распределения; V – коэффициент вариации проницаемости по вертикали; $k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости.

Таким образом, обводненность продукции скважины на каждом этапе рассчитывалась как функция текущего отбора скважины от приходящихся на нее в данной реализации извлекаемых запасов и коэффициента вариации проницаемости по вертикали. Использованная модель позволила с высокой точностью воспроизвести характеристики вытеснения по участкам соседнего месторождения-аналога с длительной историей обводнения.

3. Суммирование показателей добычи и закачки для оценки участка в целом.

4. Расчет пластового давления методом материального баланса. В данном случае физико-химические свойства пластовой нефти объекта позволили применить модель для «нелетучей нефти».

Важным преимуществом использованного подхода с точки зрения многовариантных расчетов является определение вида характеристик вытеснения по минимальному числу параметров.

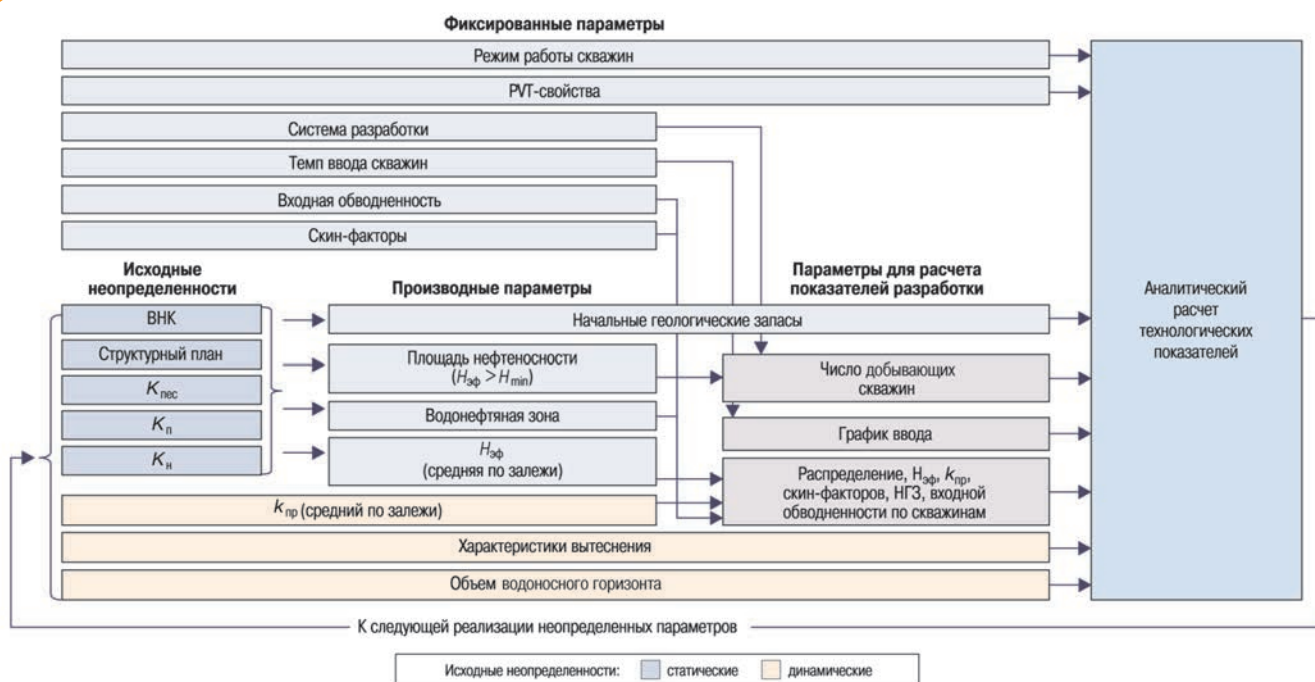


Рис. 3. Совокупность входных параметров для вероятностного расчета профилей добычи:

$K_{\text{пес}}$, $K_{\text{п}}$, $K_{\text{н}}$ – коэффициент соответственно песчаности, пористости и нефтенасыщенности; $H_{\text{эф}}$, $H_{\text{мин}}$ – толщина пласта соответственно эффективная и минимальная; НГЗ – начальные геологические запасы; ВНК – водонефтяной контакт

Несмотря на свою простоту, данная аналитическая модель позволяет воспроизвести наиболее важные закономерности разработки нефтяных пластов:

- зависимость начальных дебитов от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), ОФП, PVT-свойств и типа заканчивания скважин;
- изменение среднего пластового давления в зависимости от объема дренируемой жидкости, компенсации и активности законтурной области;
- зависимость темпов падения добычи жидкости от изменения пластового давления;
- зависимость темпов обводнения скважин от величины извлекаемых запасов, темпов их выработки и степени неоднородности пласта.

Предложенный подход был реализован на базе MS Excel с использованием VBA, что обеспечило высокую скорость вычислений и позволило основное время уделить обоснованию диапазона вариации входных параметров.

Расчет технологических показателей предложенным аналитическим методом предполагает задание совокупности неопределенных входных параметров статического и динамического типов, а также фиксированных параметров (рис. 3).

Обоснование фиксированных параметров

Принципиальная система разработки (семиточечная обращенная, расстояние между скважина-

ми 600 м) обоснована исходя из технико-экономических расчетов в рамках проектного документа на разработку Усть-Тегусского месторождения (аналога). Темпы ввода скважин определялись по фактическим темпам бурения и освоения с использованием двух свободных буровых установок, забойные давления нагнетательных скважин – по проектному линейному давлению. Скин-факторы при разных типах заканчивания скважин, а также начальная обводненность в водонефтяных (ВНЗ) и чисто нефтяных зонах (ЧНЗ) соответствовали средним показателям эксплуатации Усть-Тегусского месторождения.

В рассматриваемом случае к фиксированным параметрам относятся PVT-свойства насыщающих пласты флюидов в связи с их высокой изученностью и незначительными вариациями основных параметров (плотности, вязкости и др.), определенных по результатам экспериментов. Перевод фиксированных параметров в неопределенные не повлияет на алгоритм оценки.

Оценка статических неопределенностей и обоснование их вероятностных распределений

К исходным неопределенностям статического типа относятся геометрические параметры (отметка ВНК, структурный каркас) и емкостные свойства пласта (песчаность, пористость, нефтенасыщен-

ность). В конечном счете геологические неопределенности данного типа определяют такие входные параметры для расчетов профиля добычи, как число добывающих скважин, геологические запасы на скважину, типы заканчивания скважин и их входную обводненность.

Ввиду того, что разведочные скважины на рассматриваемой залежи пробурены в купольных частях структуры и не вскрыли ВНК, диапазон его возможной вариации по результатам бурения и опробования разведочных скважин, а также по данным соседних залежей существенен и составляет 17 м.

Структурная неопределенность оценивалась с учетом данных бурения на соседнем Усть-Тегусском месторождении. Для этого была построена карта его разбуренной части только по данным 3D сейсморазведки и результатам разведочного бурения. После вычислили невязки данной карты с результатами эксплуатационного бурения, на основе которых с использованием метода, представленного в работе [5], для каждой новой реализации геологической модели задавалась вариация структурной поверхности в межскважинном пространстве. При этом был учтен рост неопределенности при прогнозе структурного плана по мере удаления от фактически пробуренных разведочных скважин.

При создании множественных реализаций из дальнейшего рассмотрения исключались сочетания абсолютных отметок ВНК и структурных поверхностей, при которых происходило «слияние» изучаемой залежи с соседними, что не соответствует текущим геологическим представлениям.

Средние по залежи ФЕС (песчанистость, пористость и нефтенасыщенность) варьировали по единому принципу: для каждого параметра было задано треугольное статистическое распределение. Наиболее вероятное значение соответствовало среднему показателю, полученному для разведочных скважин, пробуренных в пределах залежи. Диапазон вариации был определен по данным бурения скважин на соседней площади Усть-Тегусского месторождения.

Множественные вероятностные реализации геологической модели формировались с учетом вариаций всех неопределенных статистических параметров методом многовариантного геологического моделирования с использованием инструмента Workflow в программном комплексе Petrel 2012. Результатом данного этапа работы стало формирование множественных реализаций входных параметров для расчета технологических показателей в рамках

описанной аналитической методики расчета. К входным параметрам отнесены:

- начальные геологические запасы;
- площадь нефтеносности с нефтенасыщенной толщиной более 4 м (критерий расстановки фонда);
- доля ВНЗ;
- средняя нефтенасыщенная толщина.

Оценка динамических неопределенностей

Для расчета профилей добычи предложенным аналитическим методом, помимо перечисленных параметров, необходимо использовать следующие динамические переменные:

- число добывающих скважин, тип их заканчивания и начальная обводненность;
- распределение эффективных толщин и запасов по скважинам;
- средняя проницаемость и ее распределение по скважинам;
- вид характеристик вытеснения;
- объем законтурной области.

Число добывающих скважин рассчитывалось исходя из площади нефтеносности и плотности сетки скважин. При этом была учтена возможность замены двух наклонно направленных скважин (ННС) в ВНЗ одной горизонтальной скважиной.

При распределении эффективных нефтенасыщенных толщин между скважинами в каждой конкретной реализации учитывалось их среднее значение в геологической модели, а также распределение по данным бурения на соседних площадях. Распределение начальных геологических запасов по скважинам принималось пропорциональным эффективным нефтенасыщенным толщинам. Аналогичный подход использовался при распределении по скважинам абсолютной проницаемости. Для эффективных толщин фактический вид распределения близок к теоретическому нормальному, в то время как фактическое распределение коэффициента проницаемости по результатам интерпретации данных ГИС близко к гамма-распределению.

Важнейшим параметром, определяющим темпы отбора, а следовательно, и максимальные уровни добычи и закачки, является средняя проницаемость по залежи. Данный параметр также варьировал от реализации к реализации. Наиболее вероятное его значение соответствовало средней величине ($0,1 \text{ мкм}^2$) по результатам гидродинамических исследований трех разведочных скважин при изменении от $0,08$ до $0,13 \text{ мкм}^2$. Для определения диапазо-

на возможной вариации проницаемости использовался «доверительный интервал». Согласно работе [6] истинное среднее значение проницаемости в предположении ее гамма-распределения по площади с вероятностью 90 % варьирует в пределах 0,060–0,155 мкм². В данных вычислениях учитывались число пробуренных в пределах залежи разведочных скважин и среднее значение проницаемости по результатам их испытаний. Указанный коридор и среднее значение были использованы для задания функции распределения средней проницаемости с целью проведения многовариантных расчетов.

В предложенной аналитической модели характеристики вытеснения определяются единственным параметром – коэффициентом вариации проницаемости по вертикали. Диапазон изменения данного параметра выбирался с учетом анализа показателей эксплуатации участков Усть-Тегусского месторождения, находящихся в разработке наиболее длительный срок. Верхняя граница коэффициента вариации составила 1,3, что соответствует участкам с наиболее резкой фактической динамикой обводнения, нижняя граница (0,7) позволяет воспроизвести наиболее оптимистичные характеристики вытеснения по относительно однородным участкам объекта-аналога.

Мониторинг энергетического состояния продуктивных пластов Усть-Тегусского месторождения, составление материального баланса и гидродинамическое моделирование различных участков позволили определить водонасыщенный объем (от 1 до 10 при среднем значении 3), отнесенный к связанному с ним нефтенасыщенному объему. В связи с использованием при расчете добычи модели водонасыщенного объема, основанной на упругом расширении законтурного объема (tank-model), данного параметра было достаточно для задания вариации его активности. Ограниченный объем законтурной области в условиях изучаемого района обусловлен наличием многочисленных выступов фундамента, стратиграфически ограничивающих развитие продуктивных пластов.

Результаты оценки неопределенностей

В рамках предложенного подхода на первом этапе была выполнена оценка влияния каждого из неопределенных параметров на максимальную добычу нефти и жидкости, объемы бурения, накопленную добычу нефти за весь период разработки. На рис. 4 приведена чувствительность добычи нефти к вариации одного из неопределенных параметров.



Рис. 4. Анализ чувствительности показателей максимальной добычи к входным данным

При этом параметр «объема» включал совокупную неопределенность ВНК и структурного плана, взаимозависимых при построении геологических реализаций.

Проведенный анализ подтверждает то, что наибольшие риски по добыче связаны с неопределенностями структурного плана и ВНК. Для уменьшения данных неопределенностей на месторождении в зимний период запланировано бурение дополнительной разведочной скважины в ВНК. Дополнительно из проектных добывающих скважин выделены оценочные скважины, необходимые для уточнения положения структуры и ВНК на первом этапе разбуривания залежи.

На следующем этапе были проведены многовариантные расчеты профилей добычи нефти, газа и жидкости, а также закачки воды. Всего в рамках статистического анализа профилей добычи было проведено более 1000 реализаций (рис. 5).

Представительное число реализаций позволило для каждого временного шага вычислить наиболее вероятные (P50), пессимистичные (P90) и оптимистичные (P10) значения добычи нефти, газа и жидкости, закачки воды и числа добывающих скважин. Резуль-

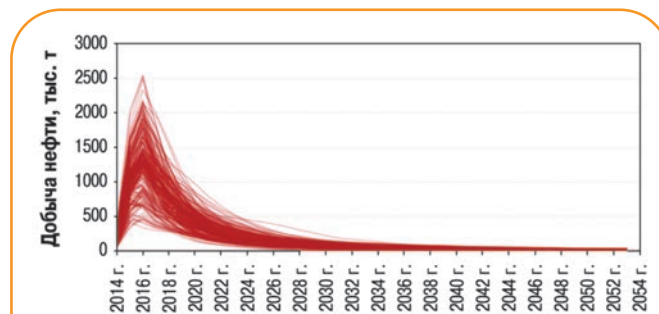


Рис. 5. Результаты многовариантных расчетов на примере оценки динамики добычи нефти

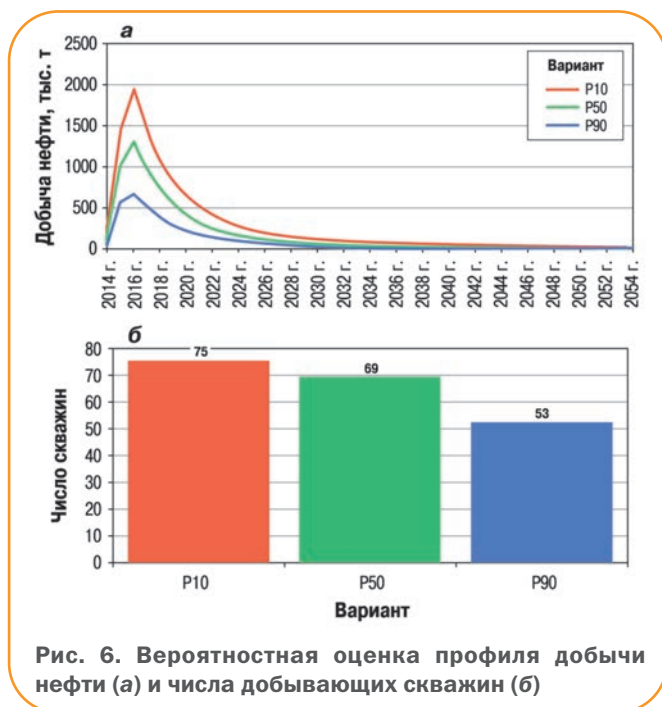


Рис. 6. Вероятностная оценка профиля добычи нефти (а) и числа добывающих скважин (б)

таты вероятностной оценки профилей добычи нефти, а также диапазон риска по эксплуатационному фонду скважин представлены на рис. 6.

Таким образом, задача статистической оценки диапазона вариации основных показателей разработки исследуемого объекта была полностью решена.

Выводы

1. Разработанный алгоритм вероятностной оценки показателей разработки новых площадей учитывает неопределенности статического и динамического характера.

2. Предложенный алгоритм реализован на примере одного из перспективных участков Восточного Увата, находящегося на стадии доразведки и пробной эксплуатации единичных скважин. Полученные результаты использованы при перспективном планировании объектов промышленного обустройства участка.

3. При минимальных модификациях рассмотренный алгоритм можно использовать для оптимизации систем разработки в условиях неопределенности. Дальнейшее развитие данного направления связано также с учетом экономических показателей разработки.

Список литературы

1. Соколов С.В. Анализ неопределенностей профилей добычи // Наука и ТЭК. – 2012. – № 6. – С. 8–10.
2. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: Шлюмберже, 2001. – 142 с.
3. <http://marla.fancymaces.ru>
4. Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering, Developments in Petroleum Science. – Elsevier, 1983.
5. Structural Uncertainty: a Necessary Step In Geosciences Risk Analysis / E. Chavanne, Rangga A. Brahmantio, A. Douillard, A. Irving// SEG Annual Meeting, 9–14 November 2008. – Las Vegas, Nevada. – P. 3564–3567.
6. Krishnamoorthy K., Mathew T., Mukherjee S. Normal-Based Methods for a Gamma Distribution: Prediction and Tolerance Intervals and Stress-Strength Reliability, Technometrics. – 2008. – Vol. 50. – Issue 1. – P. 69–78.

References

1. Sokolov S.V., *Nauka i TEK*, 2012, no. 6, pp.8–10.
2. Wolcott D., *Applied waterflood field development*, Publ. of Schlumberger, 2001, 142 p.
3. URL: <http://marla.fancymaces.ru>
4. Dake L.P., *Fundamentals of reservoir engineering, developments in petroleum science*, Elsevier, 1983.
5. Chavanne E., Brahmantio Rangga A., Douillard A., Irving A., *Structural uncertainty: a necessary step in geosciences risk analysis*, SEG Annual Meeting, 2008, 9–14 November, Las Vegas, Nevada, pp. 3564–3567.
6. Krishnamoorthy K., Mathew T., Mukherjee S., *Normal-based methods for a gamma distribution: prediction and tolerance intervals and stress-strength reliability*, Technometrics, 2008, V. 50, Issue 1, pp. 69–78.

Опыт разбуривания Усть-Тегусского месторождения в условиях высокой неопределенности геологического строения

А.П. Шильяев (ООО «ТНЦ»),
В.А. Закиркин (ООО «РН-Уватнефтегаз»)

Ключевые слова: стратегия разбуривания месторождения, геологическое сопровождение бурения, выбор заканчивания скважины.

Key words: field development strategy, geological support of drilling, well completion.

Адреса для связи: apshilyaev@rosneft.ru, vazakirkin@rosneft.ru

Введение

Усть-Тегусское месторождение открыто в 1991 г., в промышленную эксплуатацию введено в 2009 г. В настоящее время месторождение является крупнейшим активом ООО «РН-Уватнефтегаз» и обеспечивает 78 % добычи нефти всего предприятия. Нефтеносность месторождения связана с конформно залегающими пластами тюменской свиты Ю₂, Ю₃, Ю₄. Коллекторы терригенные, сцементированные глинистым, реже карбонатным цементом. Пласты имеют различный генезис образования, в связи с чем их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) сильно различаются.

Пласт Ю₂ формировался в прибрежно-морских условиях осадконакопления под действием приливно-отливных процессов, что привело к образованию выдержанных песчаных тел, достаточно однородных по площади и толщине, с высокими коэффициентами песчаности, пористости и нефтенасыщенности. Отложения пласта Ю₃ в нижней части формировались в условиях поймы и озер. Этим обусловлено присутствие в разрезе тонкослоистого мелкозернистого песчаника. Верхняя часть сложена песчаниками руслового генезиса. Характерной особенностью строения пласта является наличие распределительного канала в центральной части месторождения, отложения которого представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками. Отложения пласта Ю₄ представлены отложениями речных русел с влиянием приливно-отливных процессов. Этим обусловлены средние значения ФЕС.

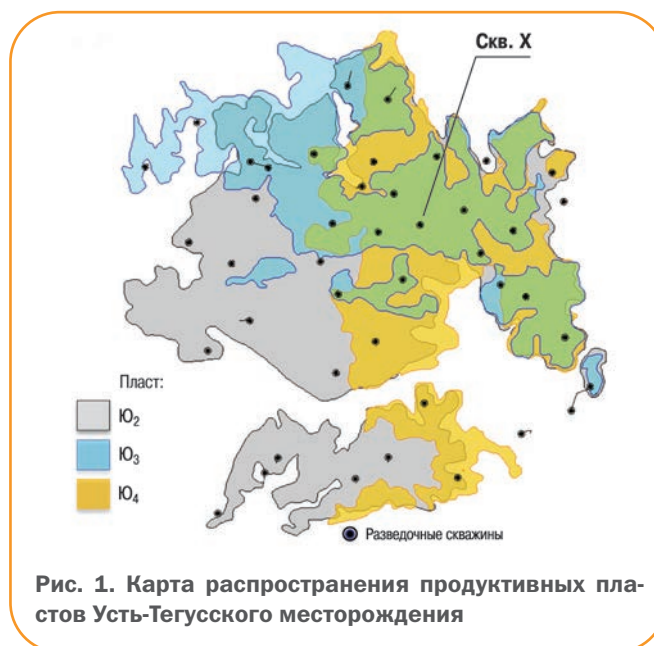


Рис. 1. Карта распространения продуктивных пластов Усть-Тегусского месторождения

Технологическая схема опытно-промышленной разработки

По площади месторождение можно условно разделить на две части, восточную и западную, разделяющиеся структурным прогибом в районе скв. X (рис. 1). Западная часть месторождения ограничена выступом фундамента и зоной глинизации.

Отложения тюменской свиты в целом характеризуются значительной сложностью строения и затрудненным прогнозом параметров продуктивных пластов: по данным пробуренных скважин коэффициент вариации нефтенасыщенной толщины на шаг сетки (600 м) составляет около 0,5.

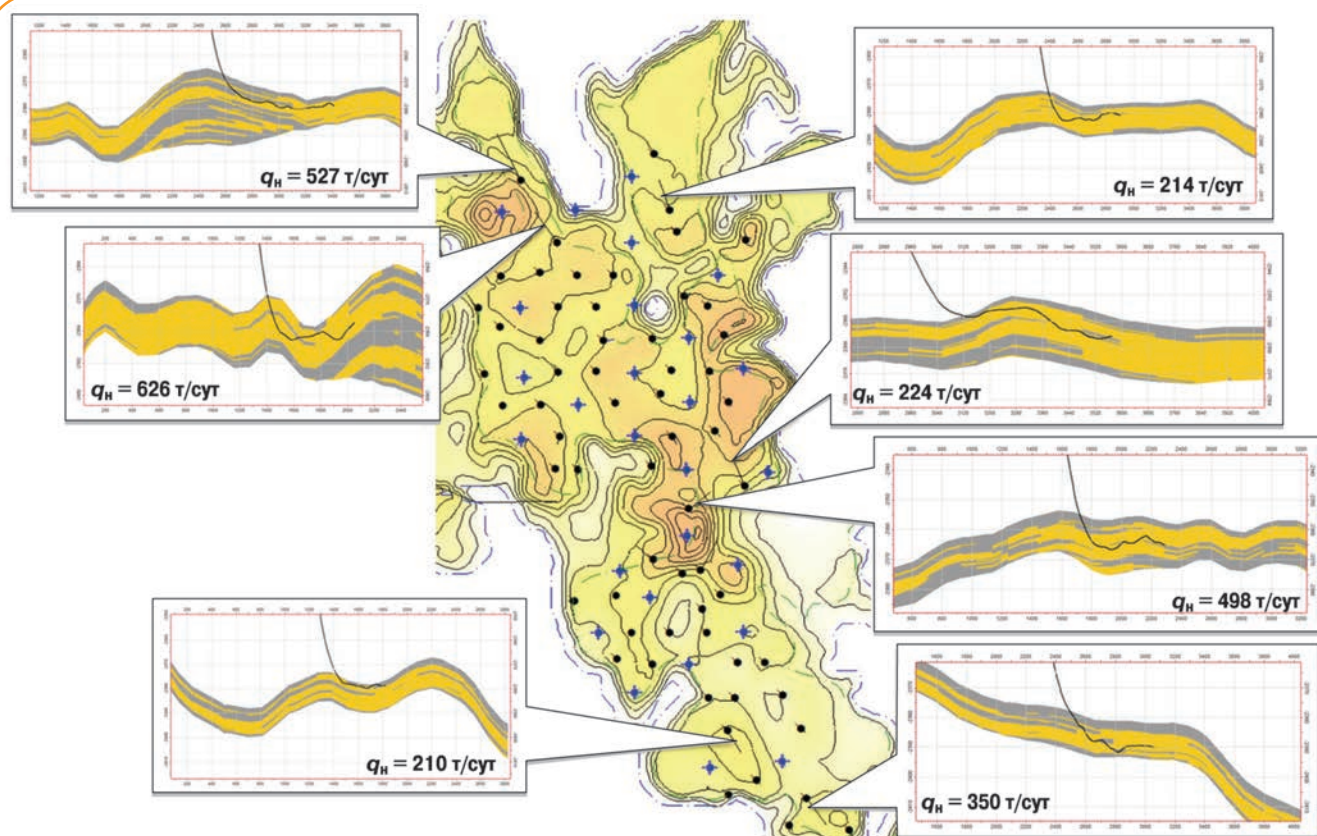


Рис. 2. Расположение, проводка и начальные дебиты нефти q_n первых ГС

В связи с отмеченным уже на первых этапах разбуривания ООО «ТННЦ» осуществляло геологическое сопровождение разработки Усть-Тегусского месторождения для постоянного мониторинга и возможности оперативной корректировки стратегии освоения месторождения.

Первым проектным документом на разработку месторождения стала «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Усть-Тегусского месторождения», выполненная в 2006 г. ООО «ТННЦ» [1]. В качестве эксплуатационных объектов были выделены пласты Ю₂₋₃ и Ю₄. Базовой системой разработки стала обращенная семиточечная система с расстоянием между скважинами 600 м.

Разбуривание месторождения начиналось с восточной части, где присутствуют все три продуктивных пласта, что обусловило выбор типа заканчивания в пользу наклонно направленных скважин (ННС). Расчеты прогнозного профиля добычи с помощью горизонтальных скважин (ГС) показывали несколько меньшую эффективность в условиях высокой прогнозной неоднородности эксплуатационных объектов.

При этом в проектном документе в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) предусматривалось бурение ГС в краевых водонефтяных зонах (ВНЗ) и зонах отсутствия нефтенасыщенных коллекторов пластов Ю₃ и Ю₄. Всего было пробурено семь ГС (рис. 2). По большей части пилотных стволов подтвердилось монолитное строение коллектора с низкой расчлененностью и высокой степенью гидродинамической связи по разрезу, что позволило дренировать горизонтальным стволом всю толщину пласта Ю₂.

Результаты промышленной эксплуатации зон с монолитным строением показали более высокую продуктивность ГС по сравнению с ННС (в среднем в 4 раза). При этом проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП) в четырех скважинах увеличило продуктивность лишь в 1,9 раза. Анализ эффективности выработки запасов в районе ВНЗ показал, что ГС обеспечивают лучшие характеристики вытеснения (рис. 3), что в перспективе позволит достичь более высокого коэффициента извлечения нефти (КИН).

Таким образом, реализация ОПР, предложенных в первом проектном документе, позволила уточ-

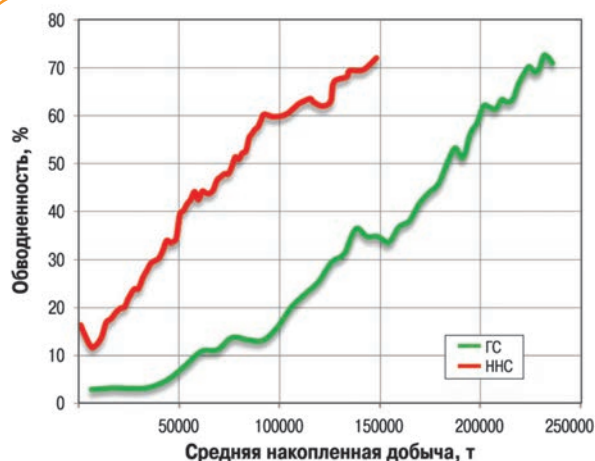


Рис. 3. Характеристики вытеснения для ГС и ННС

нить оптимальную систему разработки месторождения, что было отражено в следующем проектном документе.

Технологическая схема разработки

В 2011 г. была составлена «Технологическая схема разработки Усть-Тегусского месторождения» [2], в которой на основе уточнения фациальной природы и геологических характеристик было обосновано выделение эксплуатационных объектов Ю₂, Ю₃₋₄. Неразбуренную часть объекта Ю₂ предполагалось эксплуатировать горизонтальными скважинами с длиной ствола до 600 м. На объекте Ю₃₋₄ и в зонах совместного залегания объектов предполагалось бурение ННС.

В результате выполнения проектных решений и начала эксплуатационного бурения в западной части месторождения сформировалось следующее представление о геологическом строении новых зон:

- практически вся оставшаяся нефтеносная площадь по структурным отметкам находится выше ВНК, т.е. представлена чисто нефтяной зоной;
- продуктивные отложения пластов Ю₃₋₄ на западную часть месторождения не распространяются;
- пласт Ю₂ характеризуется увеличением расчлененности, разрез представлен достаточно выдержанной верхней пачкой и переслаиванием в нижней части.

Современное положение

В настоящее время действующим проектным технологическим документом (ПТД) является «Дополнение к технологической схеме разработки Усть-Тегусского месторождения», утвержденное в 2014 г. [3]. Достаточно высокая степень геологической изученности месторождения позволила в качестве проектных решений предложить оптимизацию типов заканчивания скважин в зависимости от геологического строения (рис. 4). Для высокорасчлененных зон объекта Ю₂ предусматривается замена ГС на ННС с гидравлическим разрывом пласта, а для неразбуренных водонефтяных зон объекта Ю₃₋₄ – применение ГС.

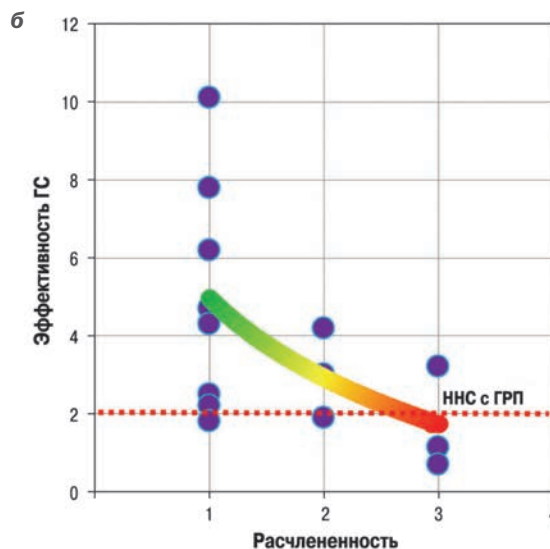
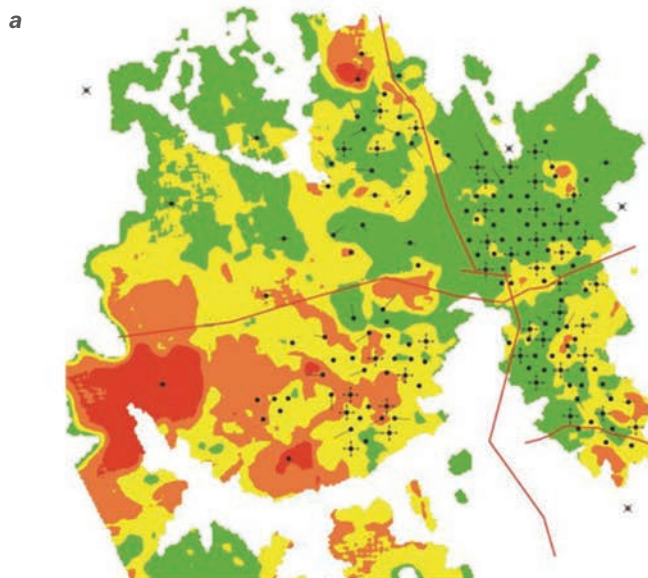


Рис. 4. Расчлененность пласта Ю₂ (а) и эффективность ГС (соотношение дебитов жидкости ГС и ННС) (б)

Перспективы вовлечения в разработку тонких подгазовых оторочек высоковязкой нефти

Н.Н. Иванцов, А.А. Гильдерман,
А.О. Гордеев (ООО «ТННЦ»),
Л.А. Гайдуков, к.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: высоковязкая нефть, газовая шапка, оторочка, конусообразование, технология разработки.
Key words: heavy oil, gas cap, oil rim, gas coning, development technology.

Адрес для связи: nnivantsov@rosneft.ru

Введение

Месторождения высоковязкой нефти с тонкой подгазовой оторочкой являются одними из наиболее сложных для разработки. Самые известные примеры таких объектов – пласты покурской свиты (ПК) на Ван-Еганском, Северо-Комсомольском, Западно-Мессояхском и других месторождениях Западной Сибири с общими запасами нефти более 1 млрд. т.

Одним из основных рисков при разработке месторождения с газовой шапкой является прорыв газа в добывающие скважины. Для месторождений высоковязкой нефти данный риск особенно существен, поскольку при прорыве газа вследствие огромной разницы в подвижностях флюидов добыча нефти может прекратиться полностью и скважина по сути станет газовой. Таким образом, наличие газовой шапки требует применения комплексного подхода к выбору местоположения, траектории и конструкции новых скважин, режимов их работы, обоснованию агента воздействия и параметров системы поддержания пластового давления (ППД). Кроме того, существуют риски прорыва газа не только в вертикальном направлении, но и по напластованию в те части разреза пласта, где газовая шапка отсутствует.

Эффективность эксплуатации скважин на указанных месторождениях во многом зависит от толщины нефтяной оторочки. Например, на Ван-Еганском месторождении в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) пробурены семь горизонтальных сква-

жин (ГС) в пластах с нефтенасыщенными толщинами около 12 м. В большинстве из них произошел прорыв газа в первые месяцы эксплуатации, в результате ОПР по разработке нефтяной оторочки признаны неуспешными. Газовая шапка покрывает практически всю площадь Ван-Еганского месторождения, при этом промысловые данные свидетельствуют о незначительной доле запасов нефти с надежной гидродинамической перемычкой.

Кроме газовой шапки и нефти вязкостью более 100 мПа·с, разработку пластов ПК осложняют наличие слабосцементированного коллектора, сложная геология (разломы, разные уровни контактов, речной тип отложений), расположение объектов в районах распространения многолетнемерзлых пород. Эти факторы являются основной причиной, по которой месторождения не введены в разработку.

В последние десятилетия технологии добычи нефти получили существенное развитие. Успешно эксплуатируются горизонтальные скважины, в том числе с применением устройств контроля притока (УКП). Применяются эффективные агенты воздействия в системе ППД. При этом очевидно, что коммерчески успешная разработка тонких подгазовых оторочек высоковязкой нефти требует комплексного и, вероятно, нетривиального решения.

Рассмотрим подробнее перспективы применения комплексного подхода к разработке подобных объектов на примере Ван-Еганского нефтегазоконденсатного месторождения.

Характеристика Ван-Еганского месторождения, результаты пробной разработки

Ван-Еганское месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа. В тектоническом отношении оно расположено в пределах Варьеганского вала и характеризуется значительным (64 пласта) этажом нефтегазоносности: от сеномана до верхней юры. По начальным извлекаемым запасам относится к категории крупных. Наибольший объем остаточных извлекаемых запасов нефти (32 %) и газа (79 %) содержится в сеноманской залежи (пласты ПК₁₋₂).

Тонкослоистый пласт представлен неконсолидированным песчаником с высокой латеральной и вертикальной неоднородностью. Сеноманская залежь содержит газовую шапку (средняя толщина – 20,5 м) и тонкую (8,6 м) нефтяную оторочку, подстилаемую водой (рис. 1). Нефть пласта тяжелая, высоковязкая, ее запасы относятся к категории трудноизвлекаемых. Геолого-физическая характеристика пластов ПК₁₋₂ приведена ниже.

Средняя глубина залегания, м	836
Тип коллектора	Терригенный
Средняя толщина, м:	
газонасыщенная	20,5
нефтенасыщенная	8,6
Пористость	0,34
Средняя начальная нефтенасыщенность	0,63
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	125
Коэффициент песчанистости	0,57
Пластовая температура, °С	33
Пластовое давление, МПа	9,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с ...	377
Плотность нефти, т/м ³ , в условиях:	
пластовых	0,894
стандартных	0,96

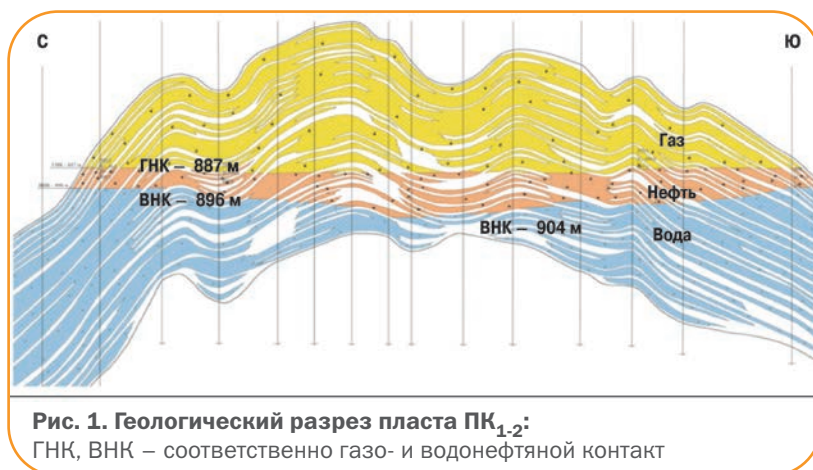


Рис. 1. Геологический разрез пласта ПК₁₋₂: ГНК, ВНК – соответственно газо- и водонефтяной контакт

Давление насыщения нефти, МПа	8,2
Газосодержание нефти, м ³ /т	21,1

В связи со сложным геологическим строением и высокой вязкостью нефти пласты ПК₁₋₂ в настоящее время в полномасштабную разработку не введены. С 2004 г. неоднократно планировались различные ОПР. В рамках этих работ в разных частях пластов пробурены семь ГС. При их эксплуатации возникли проблемы быстрого прорыва газа из газовой шапки либо подошвенной воды, а также выноса механических примесей. В результате шесть скважин были остановлены в первые месяцы работы. Исключение составила лишь одна ГС с условным номером Х1, по которой отбор составил около 63 % накопленной добычи нефти пластов ПК₁₋₂ (см. таблицу).

Для выявления причин быстрого прорыва газа или воды проанализированы геологические и технологические факторы. Пласты ПК₁₋₂ характеризуются частым переслаиванием коллектора глинистыми прослоями (расчлененность равна 26), часть из которых является гидродинамическими барьерами. Выделены два типа залегания прослоев относительно контактов: параллельно – зона 1 (сводовая часть залежи); под углом к контактам – зона 2 (склоновая часть залежи). Во всех скважинах, расположенных в

Номер скважины	Длина горизонтального ствола, м	q _н , т/сут	q _ж , т/сут	В, %	ГФ, м ³ /т	T _{раб} ¹ , мес	Q _н ¹ , тыс. т	T _{раб} ² , сут	Q _н ² , тыс. т	Q _ж ² , тыс. т
X1	151	10,9/3,8	11,0/41,2	1,2/91,0	15/457	-	-	2849	49,9	101,9
X2	480	74,7/1,0	110,8/1153,5	32,6/99,9	15/0	3	2,8	224	5,7	191,0
X3	528	13,3/5,8	13,7/8,2	2,4/29,7	8968/25238	4	2	482	4,6	5,2
X4	608	81,3/8,0	89,9/8,5	9,7/5,9	15/7394	4	4,8	673	11,5	12,3
X5	1014	32,6/5,8	32,9/6,2	1,2/5,9	12600/17658	2	1	682	7,3	7,5
X6	343	1,3/0,9	45,9/90,0	97,2/99,0	28/2292	<1	0,03	127	0,1	10,2
X7	627	1,5/1,5	2,0/2,0	25,0/25,0	-/17	-	-	4	<0,1	<0,1

Примечание. 1. Сква. Х1 находится в эксплуатации. 2. q_н, q_ж – дебит соответственно нефти и жидкости; В – обводненность, ГФ – газовый фактор; T_{раб}¹, Q_н¹ – соответственно рабочее время и дебит нефти на дату прорыва газа или воды; T_{раб}², Q_н², Q_ж² – накопленные соответственно рабочее время, добыча нефти и жидкости. 3. В числителе приведены данные за первый месяц эксплуатации скважины, в знаменателе – на дату установки.

зоне 2, зафиксирован быстрый прорыв газа из газовой шапки вдоль напластования коллектора (по латерали), поскольку в данном случае глинистые прослои не препятствуют движению газа и воды к стволу скважины.

В северной части залежи, где находятся скв. X6 и X7 (зона 1), ВНК расположен на 8 м выше, чем в центральной части (абсолютная отметка соответственно -896 и -904 м). В связи с этим нефтенасыщенная толщина данной площади меньше, чем центральная в 2 раза (соответственно 5 и 10–12 м). В зоне 1 находится единственная успешная горизонтальная скв. X1. Геологическое строение участка бурения скв. X1 характеризуется наличием глинистой перемычки между фазами газ – нефть и нефть – вода, что в свою очередь является одним из определяющих факторов успешной разработки залежей в настоящее время.

На втором этапе рассмотрены технологические факторы, повлиявшие на работу скважин: режим эксплуатации, способ заканчивания, траектория ствола.

Режим работы. При анализе режимов работы скважин отмечено, что в момент прорыва газа наблюдался резкий рост выноса твердых взвешенных частиц (ТВЧ). Установлено, что при превышении критического значения депрессии (3,6 МПа) в открытом стволе происходит резкий рост выноса ТВЧ с одновременным увеличением ГФ. Вероятнее всего, в призабойной зоне пласта происходит разрушение коллектора с формированием каналов в газовую шапку. В литературе процесс образования каналов называется формированием «червоточин» [1]. Сопоставимое значение депрессии, при котором происходит разрушение коллектора, приведено в работах [2–4].

Способ заканчивания. Большой вынос ТВЧ (до 33 г/л) наблюдался во всех скважинах, оборудованных щелевым фильтром, за исключением скв. X1, в которой установлен гравийный фильтр. В этой скважине при высоких депрессиях зафиксировано снижение продуктивности. Вероятно, заполнение пространства проппантом между фильтром и горной выработкой позволяет закрепить открытый ствол и препятствует обрушению стенок или формированию «червоточин». Поэтому для снижения риска разрушения пород в призабойной зоне рекомендуется не превышать критического значения депрессии, а также использовать при заканчивании скважин фильтр с гравийной набивкой.

Траектория ствола. В скважинах, в которых зафиксирован прорыв воды (скв. X2 и X6), траектория горизонтального ствола приближена к ВНК (рис. 2).

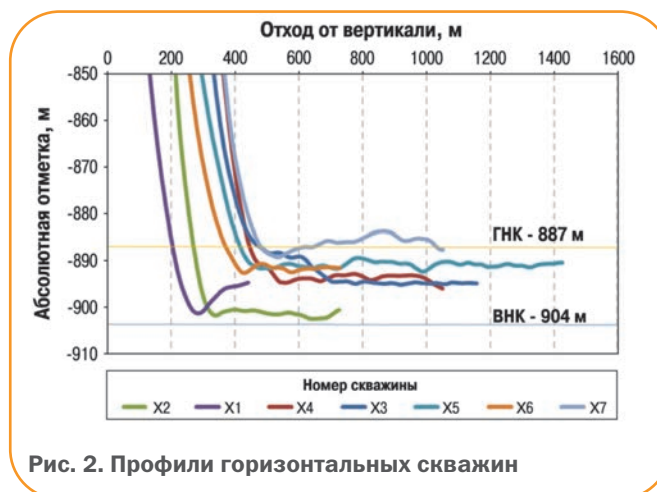


Рис. 2. Профили горизонтальных скважин

У скв. X7, не введенной в эксплуатацию из-за высокого ГФ (15200 м³/т), ствол расположен на границе с ГНК. Траектории оставшихся четырех скважин (X1, X3, X4 и X5) располагаются в середине нефтяной оторочки, равноудаленно от ВНК и ГНК. Для снижения вероятности прорыва газа или воды горизонтальный ствол рекомендуется располагать в центральной части нефтенасыщенного коллектора.

Таким образом, опыт эксплуатации ГС Ван-Еганского месторождения показывает, что успешность их работы зависит как минимум от соблюдения следующих условий:

- размещение в зоне максимальных нефтенасыщенных толщин и параллельного залегания прослоев относительно контактов;
- выбор участка бурения скважин ориентирован на наличие в разрезе глинистых перемычек, разделяющих прослои с разной насыщенностью;
- горизонтальный ствол равноудален от ГНК и ВНК, т.е. расположен в центральной части нефтяной оторочки;
- заканчивание скважины выполнено с использованием гравийного или другого фильтра, обеспечивающего геомеханическую стабильность призабойной зоны;
- скважины эксплуатируются на депрессии, не превышающей 3,6 МПа.

Комплексный подход к разработке тонкой нефтяной оторочки

Анализу проблемы прорыва газа из газовой шапки в нефтяную добывающую скважину, а также применению ГС в подгазовых оторочках посвящен ряд работ (например, [5, 6]). Точного математического решения задачи конусообразования газа из газовой шапки пока не существует, однако в настоящее время есть понимание основных принципов процесса фильтрации флюида в пластах с газовой

шапкой. Это позволяет получить решения, достаточно хорошо описывающие реальную ситуацию.

В начале эксплуатации скважины в подгазовой оторочке добывают нефть без газа. При снижении забойного давления (например, с целью увеличения дебита) поверхность ГНК продвигается к скважине. При определенном дебите градиент давления у стенки скважины становится значительным, и происходит быстрый прорыв газа в ствол скважины. В соответствии с терминологией работы М. Маскета [7] он называется критическим и определяется по формуле

$$q = \varphi \frac{k_h \Delta \rho g h^2}{\mu}, \quad (1)$$

где φ – безразмерный коэффициент, определяемый геометрией системы и соотношением проницаемостей в различных направлениях (анизотропией); k_h – горизонтальная проницаемость; $\Delta \rho$ – разность плотностей, g – ускорение свободного падения, h – толщина пласта, μ – вязкость нефти.

В работе [8] выполнена адаптация данной теории к горизонтальным скважинам. Для случая, когда площадь дренирования значительно превышает толщину пласта, безразмерный коэффициент можно определить по формуле

$$\varphi = 3,44 \frac{L^2}{A}, \quad (2)$$

где L – длина горизонтального ствола; A – площадь дренирования.

Используя данный подход, оценим критический дебит для Ван-Еганского месторождения. При толщине нефтяной оторочки 10 м и длине горизонтального ствола 1000 м критический дебит составляет 2 т/сут. В реальности он может быть чуть выше, поскольку в теоретических расчетах не учитывается влияние поверхностного натяжения, благодаря которому происходит стабилизация контакта, так как наличие поверхностного натяжения противодействует деформации контактной поверхности. Тем не менее, очевидно, что такие объемы добычи являются нерентабельными. Это переводит задачу профилактики развития конуса газа в разряд приоритетных.

Процесс разработки месторождений высоковязкой нефти заметно отличается от процесса разработки месторождения нефти обычной вязкости. В мировой практике неоднократно отмечена динамика добычи нефти скважины, при которой после прорыва воды обводненность на длительный период стабилизируется на уровне 30–70 %. На ме-

сторождениях нефти обычной вязкости такой тенденции не выявлено. Режим можно интерпретировать как результат образования внутрискважинной водонефтяной эмульсии, которая возникает естественным образом без применения специальных реагентов. Рассматривая возможные причины стабилизации водонефтяного фактора, автор работы [9] исключает влияние неоднородности пластов и теорию фракционного потока, обосновывая это тем, что данная особенность связана со свойствами высоковязкой нефти. Этим объясняется широкое географическое распространение такого режима на месторождениях высоковязкой нефти с самыми разными геологическими условиями залегания. Данная нехарактерная динамика является положительным фактором при разработке, поскольку позволяет существенно продлить период рентабельной эксплуатации скважин.

Даже процесс разработки месторождений высоковязкой нефти на режиме истощения существенно отличается от процесса разработки месторождений нефти обычной вязкости. Имеется в виду так называемый режим «пенной» нефти, когда в пластовых условиях образуется дисперсная система (пена), в которой дисперсная фаза представлена ранее растворенным газом, дисперсионная среда – нефтью, причем генерация пены происходит без применения ПАВ. В работах [10, 11] создание пен в пористой среде обсуждается с точки зрения снижения пластового давления ниже давления насыщения со ссылкой на экспериментальное опробование и лабораторные эксперименты. Согласно выводам работы [12] поведение «пенной» нефти на месторождениях высоковязкой нефти аналогично режиму растворенного газа для месторождений нефти обычной вязкости, однако главное отличие заключается в том, что в случае высокой вязкости нефти образование непрерывной газовой фазы более затруднено. Отмечается, что режим «пенной» нефти является одним из главных факторов, позволяющих увеличить нефтеотдачу при использовании технологии «холодной» добычи с песком [12], и является «ключом» для повышения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой нефти, имеющих, например, в Венесуэле и Канаде [10]. Кроме того, из оценки материального баланса, приведенного в работе [13], следует, что в системе заводнения указанных месторождений до 75 % нефти добывается благодаря режиму «пенной» нефти и лишь 25 % – за счет поддержания давления путем закачки вытесняющего агента.

Применение секционных горизонтальных скважин с устройствами контроля притока

С учетом отмеченного особый смысл приобретает применение в тонких подгазовых оторочках высоковязкой нефти длинных горизонтальных стволов. Рассмотрим преимущества их использования в подобных пластах.

1. Возможность обеспечить высокий начальный дебит при ограниченной депрессии на пласт. Наряду с длительностью его сохранения этот показатель является определяющим для экономической целесообразности бурения скважин.

2. В условиях высокой фильтрационной неоднородности пласта длинные ГС дают статистически большую вероятность встретить коллектор.

3. В слабосцементированных коллекторах для профилактики разрушения пород создают малую депрессию на пласт. Зная величину допустимой депрессии, можно рассчитать длину горизонтального ствола, которая является минимальной для обеспечения рентабельности скважины.

4. В подгазовых оторочках основным риском является прорыв газа из газовой шапки. Можно рассчитать критический дебит скважины и исходя из него определить минимальную необходимую длину ствола. Аналогичная процедура применима также в случае рисков образования конуса воды с водоносного горизонта.

5. Отдельным риском в условиях высоковязкой нефти является гидроразрыв пласта (ГРП) при закачке агента в нагнетательную скважину, что приводит к быстрому обводнению добывающих скважин. Нагнетательные ГС позволяют обеспечить необходимую компенсацию отбора закачкой без высоких забойных давлений.

6. Преимуществом длинных ГС является возможность их эксплуатации при малых депрессиях, что при добыче высоковязкой нефти является условием формирования «пенного» режима фильтрации. Если снизить пластовое давление до уровня, когда газонасыщенность начнет превышать критическую, то газ сформирует каналы преимущественной фильтрации, в том числе из газовой шапки.

7. Еще одним желательным режимом работы пласта в условиях высоковязкой нефти является формирование на фронте вытеснения эмульсионного фронта [9]. Вероятно, одной из составляющих его формирования является наличие пузырьков газа в составе «пенной» нефти, режим которой, как отмечено выше, формируется при малых депрессиях на пласт, достигаемых длинными ГС.

Длинные ГС обладают очевидными преимуществами по сравнению с вертикальными или корот-

кими ГС. С другой стороны, у длинных ГС имеются следующие недостатки:

- прирост дебита с увеличением длины ГС становится меньше из-за возрастания гидравлических потерь при движении вязкой нефти по стволу скважины;
- при бурении длинных ГС происходит повреждение пробуренной части ствола из-за воздействия бурового раствора под давлением;
- чем длиннее скважина, тем существенней последствия от прорыва газа/воды – потеря больших запасов;
- эффективность вытеснения (коэффициент охвата) при закачке агента с целью ППД снижается при увеличении длины горизонтального ствола;
- с увеличением длины горизонтального ствола возрастают риски бурения (отходы и углы искривления ствола).

Очевидно, что существует экономически оптимальная длина ГС, характеризующаяся допустимыми рисками при бурении и средним дебитом, обеспечивающим максимальную экономическую отдачу с учетом необходимой инфраструктуры.

Наиболее существенным недостатком длинных ГС является риск потери дорогостоящей скважины (и соответствующих запасов пласта) в результате прорыва газа или воды с контактов или кинжального прорыва агента закачки. Однако эта проблема может успешно решаться с помощью устройств контроля притока (УКП). Для этого ствол горизонтальной скважины разделяется на несколько секций (например, с использованием заколонных пакеров), в каждой из которых устанавливаются УКП. «Пассивные» УКП могут использоваться для выравнивания фронта и задержки прорыва воды и газа. Однако эффективность их применения значительно зависит от правильности представлений о параметрах пласта, которые могут обладать высокой степенью неопределенности, особенно на первых стадиях разработки. В последние годы появились автономные устройства, которые могут не только выравнивать фронт, но и ограничить приток нежелательной фазы после прорыва. Испытания на ряде месторождений показали их преимущества перед «пассивными» УКП, особенно на месторождениях высоковязкой нефти [14, 15].

Методы заводнения

Уникальные геологические условия тонких подгазовых оторочек являются ограничивающим фактором для многих методов увеличения нефтеотдачи, применяемых для добычи высоковязкой нефти, в том числе холодной добычи с песком (так называе-

мый метод CHOPS) или, например, методов, основанных на закачке пара или газа [16]. При этом не следует отказываться от обычного заводнения, которое получило распространение на месторождениях высоковязкой нефти. Этот метод достаточно хорошо изучен и описан во многих зарубежных источниках (например, [17]). В отечественной промышленной практике имеются положительные примеры добычи высоковязкой нефти (вязкостью более 350 мПа·с) без реализации затратных мероприятий, влияющих на повышение себестоимости добычи (ряд месторождений Самарской области, Республики Татарстан).

Ценный опыт получен на Русском месторождении, где испытывается закачка холодной и горячей воды [18]. Выявлены основные преимущества горячей воды по сравнению с холодной: геомеханически щадящий режим закачки (низкая репрессия), снижение вязкости нефти на фронте вытеснения и вдоль канала прорыва, благоприятные условия для формирования эмульсионного фронта вытеснения. Для использования данных преимуществ не требуется сверхвысокая температура воды. По оценке, выполненной для Ван-Еганского месторождения, эффективные репрессию при закачке и кратность снижения вязкости нефти можно получить уже при температуре воды на забое от 40 °С. Кроме того, существенным потенциалом для условий пластов ПК обладают полимеры и ПАВ.

Однако при применении методов увеличения нефтеотдачи главным риском остается прорыв газа, поэтому рассмотрим один из способов профилактики развития конусообразования.

Применение способа одновременной добычи нефти и газа

В случае высоких рисков конусообразования актуально рассмотреть технологию разработки оторочек нефти, нацеленную на профилактику развития конуса [19, 20]. В данном методе конструкция и траектория ГС позволяют осуществлять одновременную контролируемую добычу нефти из нефтенасыщенной части и газа из газовой шапки, что дает следующие преимущества.

1. Замедление процесса конусообразования. Добыча газа из газовой шапки в районе добычи нефти из нефтяной части уменьшает развитие градиента давления в вертикальном направлении.

2. Синергия с системой ППД. Управление режимом работы скважины с целью минимизации конусообразования совместно с управлением режимом работы нагнетательных скважин может существен-

но влиять на распределение градиентов давления в прискважинной зоне, что позволяет контролировать развитие конуса газа.

3. Добыча газа в необходимых объемах. Покрытие собственных нужд в газе, в том числе для энергоемких методов воздействия на пласты (в частности, для нагрева воды).

4. Истощение газовой шапки. Интенсивная добыча газа из газовой шапки в течение длительного времени может существенно снизить давление в газовой шапке, тем самым уменьшив склонность нефтяных скважин к конусообразованию газа.

5. Эффект газлифта. Если добыча газа из газовой шапки и нефти из оторочки осуществляется одной скважиной (варианты реализации метода представлены в работах [19, 20]), то повышенное содержание свободного газа в добываемой продукции сокращает затраты на добычу жидкости.

6. Открытие опции газового проекта. Возможность одновременной реализации нефтяного и газового проектов при сравнительно незначительном увеличении капитальных вложений в строительство скважин.

Главным положительным эффектом способа является локальное снижение давления в газовой шапке в районе добычи нефти с целью противодействия развитию конусообразования. В качестве примера можно привести успешный эксперимент по созданию гидродинамического экрана на одном из месторождений высоковязкой нефти в Узбекистане [21]: с помощью форсированного отбора жидкости (преимущественно воды) из приконтактных скважин вблизи ВНК удалось существенно уменьшить прорывы воды в добывающие скважины. Очевидно, что при определенных параметрах пласта и технологических режимах работы скважин можно получить подобный результат и для минимизации прорывов газа из газовой шапки.

Анализ результатов численного моделирования

Выполнено гидродинамическое моделирование предложенного способа. К модели предъявляются следующие минимальные требования [22]: неизотермическая фильтрация, локальное измельчение ячеек в районах скважины и формирования конуса газа, малые размеры ячеек. Подготовлена синтетическая модель участка Ван-Еганского месторождения. В ней работают две добывающие скважины в одном ряду, «пятки» горизонтальных стволов разведены в противоположные направления. Реализована неоднородность по проницаемости (рис. 3). В расчетной модели принято, что добыча

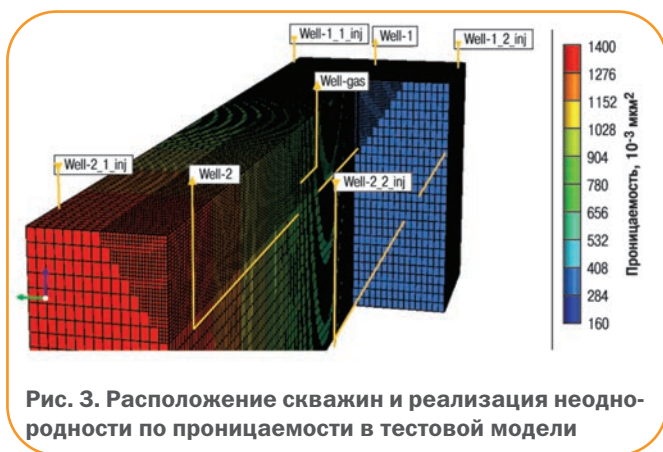


Рис. 3. Расположение скважин и реализация неоднородности по проницаемости в тестовой модели

газа осуществляется из отдельной газовой скважины. Однако в реальности добыча газа может быть реализована как из отдельной скважины, так и одновременно с добычей нефти в одной скважине: либо отдельной НКТ, либо общим потоком с контролем притока газа. При анализе влияния системы ППД (для закачки используется вода пластовой температуры) исследовались различные варианты компенсации отбора закачкой. При прорыве газа из газовой шапки установлен автоматический контроль работы скважин по забойному давлению, при этом, чем интенсивнее прорыв, тем дальше скважина находится в «накоплении».

Профилактика конусообразования осуществляется путем добычи газа из газовой шапки в районе добывающей скважины. Подбирается такой режим добычи газа, чтобы над нефтяной добывающей скважиной создавалась область сниженного давления, сопоставимого с депрессией в нефтяной части. В данном случае в районе ГНК наблюдается граница с нулевым градиентом давления, в результате чего не происходит перемещение ГНК и конусообразование газа. Это идеальный случай, в реальной ситуации ввиду несовершенства геометрии сетки, неоднородности свойств пласта и нестабильности режима работы скважин прорыв газа обычно происходит, но с задержкой по сравнению с вариантом без добычи газа.

Рассмотрим варианты расчетов с ППД методом заводнения, а также заводнения с одновременной добычей нефти и газа. Не будем менять (останавливать) добычу газа с течением времени, чтобы выявить основные закономерности (рис. 4). Добыча газа вместе с заводнением существенно снижает конусообразование – накопленная добыча нефти уже через 1–2 года на 25 % превышает вариант с заводнением без добычи газа. Добыча газа сдерживает конусообразование в начальный период работы добывающих скважин, т.е. в то время, когда эффект ППД не ощущается. После того, как вода от нагнетательных сква-

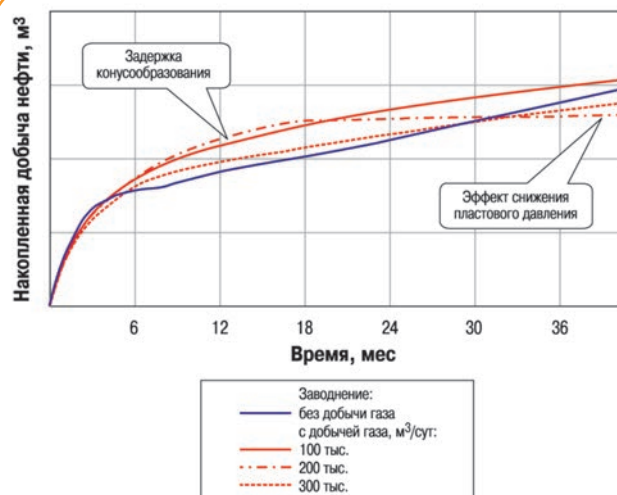


Рис. 4. Влияние добычи газа при действующей системе ППД

жин достигает добывающих (в пласте с высоковязкой нефтью это происходит быстро), влияние добычи газа снижается. Это можно использовать как показатель переориентации депрессии в нефтяной части пласта и уменьшать или прекращать добычу газа из газовой шапки. Следует отметить, что эффективность закачки воды в данных случаях идеализирована. Симулятор не учитывает вероятное образование «червоточин», а также развитие кинжальных прорывов воды в условиях высоковязкой нефти и слабосцементированного коллектора, т.е. расчеты могут завышать эффективность закачки, и в реальности положительное влияние добычи газа может оказаться еще более существенным.

Очевидно, что есть существенный потенциал в оптимизации данного способа. Например, можно добывать разные объемы газа в различные периоды времени или применять неодинаковые степени компенсации закачкой. Целесообразно также осуществлять комплексирование способа с секционной конструкцией скважины, что позволит продлить период стабильной эксплуатации скважины.

Выполнена оценка общей добычи газа из газовой шапки при полномасштабном внедрении технологии на месторождении, а также определено возможное влияние на потери нефти в газовой шапке в результате перемещения ГНК. Для Ван-Еганского месторождения общая добыча газа составит не более 10 % его запасов в газовой шапке. Следует отметить, что, например, расчеты на полномасштабной модели Русского газонефтяного месторождения показали, что добыча газа в пределах 5 % запасов газовой шапки не приводит к потерям нефти, а добыча больших объемов газа без потерь нефти возможна при

компенсации закачки в газовую шапку. Подобное исследование выполнялось для одного из месторождений тяжелой нефти в провинции Саскачеван (Канада), где получен схожий результат: даже существенное истощение газовой шапки не снижает нефтеотдачу [23]. Следовательно, потери нефти в результате даже полномасштабного внедрения технологии несущественны и не являются препятствием для ее внедрения.

Закключение

Таким образом, представлен комплексный подход к разработке тонких подгазовых оторочек высоковязкой нефти, основными составляющими которого являются горизонтальные скважины с секционным заканчиванием и автоматическим контролем притока; режимы эксплуатации, учитывающие геомеханические особенности пласта; методы заводнения, учитывающие особенности высоковязкой нефти; применение нестандартных способов разработки, таких как одновременная добыча нефти и газа. Одновременное применение всех составляющих технологии значительно повышает перспективы коммерчески успешной эксплуатации данных объектов, в том числе в условиях пластов ПК, характеризующихся высокой геологической неоднородностью.

В настоящее время осуществляется детальная проработка предложенных решений для условий пластов ПК₁₋₂ с целью последующего испытания на опытно-промышленном участке Ван-Еганского месторождения.

Список литературы

1. Tremblay B., Sedgwick G., Forshner K. Simulation of Cold Production in Heavy-Oil Reservoirs: Wormhole Dynamics // SPE Reservoir Engineering. – SPE 35387-PA. – 1997.
2. Иванцов Н.Н., Степанов С.В. Изучение причин резкого снижения дебита на горизонтальных скважинах, пробуренных в слабоцементированном коллекторе месторождения вязкой нефти // SPE 157869. – 2012.
3. Влияние на нефтеотдачу форсированных отборов и перспективы их применения / В.П. Сонич, Н.А. Черемисин, А.А. Климов, В.А. Афанасьев // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 31–33.
4. Степанов С.В., Иванцов Н.Н. Обоснование предела прочности слабоконсолидированных коллекторов на основе анализа промысловой информации // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №11. – С. 60–64.
5. Chaperon I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates // SPE 15377. – 1986.

6. Dikken B.J. Pressure Drop in Horizontal Wells and its Effect on Production Performance // Journal of Petroleum Technology. – 1990. – November. – P. 1426–1433.
7. Muskat M., Wyckoff R.D. An Approximate Theory of Water Coning in Oil Production // Transcripts AIME. – 1935. – Vol. 114. – P. 114.
8. Butler R.M. Gravity Drainage to Horizontal Wells // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1992. – Vol. 31. – P. 31–37.
9. Vittoratos E. Optimal heavy oil waterflood management may differ from that of light oils // SPE 129545. – 2010.
10. Joseph D.D., Kamp A.M., Bai R. Modeling foamy oil flow in porous media // Int. J. Multiphase Flow. – 2001. – Vol. 29. – P. 1489–1502.
11. Maini B. Foamy oil flow in primary production of heavy oil under solution gas drive // SPE 56541. – 1999.
12. Istchenko C.M., Gates I.D. The Well-Wormhole Model of Cold Production of Heavy Oil Reservoirs // SPE 150633 – 2011.
13. Smith G.E. Waterflooding Heavy Oils // SPE 24367. – 1992.
14. Inflow Control Devices Improve Production in Heavy Oil Wells / B. Least, S. Greci, M. Konopczynski, K. Thornton // SPE-167414-MS. – 2013.
15. Negrescu M., Landim I., Leitao F. Jr. ICD/AICD for Heavy Oil – Technology Qualification at the Peregrino Field // Offshore Technology Conference. – OTC-24503-MS, 2013.
16. Подходы к разработке месторождений высоковязкой нефти в арктических условиях на примере Русского месторождения / И. Эдельман, Н. Иванцов, А. Шандрыгин, Е. Макаров, И. Закиров // SPE 149917. – 2011.
17. Brice B.W., Renouf G. Increasing Heavy Oil Recovery from Heavy Oil Waterfloods // SPE 117327. – 2008.
18. Особенности планирования, проведения и интерпретации результатов пилотных работ на Русском месторождении высоковязкой нефти / С. Туленков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С. 70–73.
19. Тимчук А.С., Иванцов Н.Н. Повышение эффективности разработки нефтяных оторочек с использованием энергии газовой шапки // EAGE, 2013.
20. Тимчук А.С., Иванцов Н.Н. Повышение нефтеотдачи подгазовых оторочек высоковязкой нефти посредством контроля за перемещением газонефтяного контакта // IV Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». – М., 2013.
21. Ирматов Э.К., Шахназаров Г.А., Хамшиев П.А. Опыт разработки месторождений высоковязких нефтей Сурхандарьинского нефтегазоносного региона. В сб. Высоковязкие нефти и природные битумы // Международная научно-практическая конференция. – Казань: ФЭН, 2012. – 380 с.
22. Иванцов Н.Н., Стрекалов А.В. Особенности численного моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №5. – С. 64–65.
23. Stephen C.M. Waterflood Optimization of the Buffalo Coulee Heavy Oil Pool of Southwestern Saskatchewan // SPE 30285. – 1995.

References

1. Tremblay B., Sedgwick G., Forshner K., *Simulation of cold production in heavy-oil reservoirs: Wormhole dynamics*, SPE Reservoir Engineering, SPE 35387-PA, 1997.
2. Ivantsov N.N., Stepanov S.V., *Study of sharp drop in production rates of horizontal wells in unconsolidated rock of heavy oil reservoir*, SPE 157869, 2012.
3. Sonich V.P., Cheremisin N.A., Klimov A.A., Afanas'ev V.A., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2002, no. 8, pp. 31–33.
4. Stepanov S.V., Ivantsov N.N., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2011, no. 11, pp. 60–64.
5. Chaperon I., *Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates*, SPE 15377, 1986.
6. Dikken B.J., *Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance*, Journal of Petroleum Technology, 1990, pp.1426–1433.
7. Muskat, M., Wyckoff R.D., *An approximate theory of water coning in oil production*, Transcripts AIME, 1935, P. 114.
8. Butler R.M., *Gravity drainage to horizontal wells*, Journal of Canadian Petroleum Technology, 1992, V. 31.
9. Vittoratos E., *Optimal heavy oil waterflood management may differ from that of light oils*, SPE 129545, 2010.
10. Joseph D.D., Kamp A.M., Bai R., *Modeling foamy oil flow in porous media*, Int. J. Multiphase Flow, 2001.
11. Maini B., *Foamy oil flow in primary production of heavy oil under solution gas drive*, SPE 56541, 1999.
12. Istchenko C.M., Gates I.D., *The well-wormhole model of cold production of heavy oil reservoirs*, SPE 150633, 2011.
13. Smith G.E., *Waterflooding heavy oils*, SPE 24367, 1992.
14. Least B., Greci S., Konopczynski M., Thornton K., *Inflow control devices improve production in heavy oil wells*, SPE-167414-MS, 2013.
15. Negrescu M., Landim I., Leitao F. Jr., *ICD/AICD for heavy oil – technology qualification at the Peregrino Field*, Offshore Technology Conference, OTC-24503-MS, 2013.
16. Edel'man I., Ivantsov N., Shandrygin A., Makarov E., Zakirov I., *Approaches to development of high-viscosity oil fields in Arctic conditions using the example of the Russkoe Field* (In Russ.), SPE 149917, 2011.
17. Brice B.W., Renouf G., *Increasing heavy oil recovery from heavy oil waterfloods*, SPE 117327, 2008.
18. Tulenkov S.V., Machekhin D.S., Vologodskiy K.V., Gaydukov L.A., Rodionov A.E., Severinov E.V., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 10, pp. 70–73.
19. Timchuk A.S., Ivantsov N.N., *Povyshenie effektivnosti razrabotki neftnyanykh otorochek s ispol'zovaniem energii gazovoy shapki* (Improving the efficiency of oil rims development using the energy of the gas cap), EAGE, 2013.
20. Timchuk A.S., Ivantsov N.N., *Povyshenie nefteotdachi podgazovykh otorochek vysokovyazkoy nefti posredstvom kontrolya za peremeshcheniem gazoneftyanogo kontakta* (Enhanced oil recovery of heavy oil rims below the gas cap by controlling the movement of the gas-oil contact), Proceedings IV International scientific symposium “Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov” (Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods), Moscow, 2013.
21. Irmatov E.K., Shakhnazarov G.A., Khamishov P.A., *Opyt razrabotki mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey Surkhandar'inskogo neftegazonosnogo regiona* (Experience in high-viscosity oil deposits development in Surkhandarya oil-and-gas bearing region), Collected papers “Vysokovyazkie nefti i prirodnye bitumy” (Heavy oil and natural bitumen), Proceedings of International scientific and practical conference, Kazan', 2012.
22. Ivantsov N.N., Strekalov A.V., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 5, pp. 64–65.
23. Stephen C.M., *Waterflood optimization of the Buffalo Coulee heavy oil pool of Southwestern Saskatchewan*, SPE 30285, 1995.

Организация дистанционного обучения медицинского персонала здравпунктов стандартам экстренной медицинской помощи на догоспитальном этапе

**Е.Ю. Мамонова, к.м.н., О.А. Косолапов, к.м.н. (ОАО «НК «Роснефть»),
В.М. Леванов, д.м.н. (ГБОУ ВПО «Нижегородская государственная
медицинская академия» Минздрава России)**

Ключевые слова: дистанционное обучение, телемедицина, тренинги, медицинский персонал, здравпункт, экстренная медицинская помощь, сердечно-легочная реанимация (СЛР), травматология.

Key words: remote training, telemedicine, trainings, the medical personnel, a health center, emergency medical aid, cardio pulmonary resuscitation, traumatology.

Адрес для связи: EYMamonova@rosneft.ru

Введение

Внедрение и применение единых современных стандартов оказания медицинской помощи является неперенным условием повышения качества медицинской помощи обществ группы (ОГ) ОАО «НК «Роснефть». Помимо требований современного законодательства в области здравоохранения и общемедицинской практики, это обусловлено нормами международного сотрудничества и особенностями четырехуровневой структуры медицинского обеспечения ОАО «НК «Роснефть».

В то же время существуют следующие объективные факторы, вносящие специфику в решение этой задачи:

- значительная территориальная децентрализация медицинской инфраструктуры, обусловленная спецификой производственной деятельности;
- преобладание здравпунктов с небольшим числом медицинских работников как врачебных, так и фельдшерских;
- формирование медицинской службы по принципу аутсорсинга и связанная с этим ротация медицинских кадров, различающихся по уровню квалификации и опыту работы и относящихся к различным медицинским школам.

Около 35 % медицинских работников здравпунктов не обучены современным методам оказания эк-

стренной медицинской помощи на догоспитальном этапе. Действующая система сертификации медработников не гарантирует соответствия их квалификации в области решения задач по оказанию помощи работникам нефтегазовой отрасли на удаленных объектах. В связи с этим актуальной является организация работы здравпунктов и их оборудования в соответствии с Положением «Организация на объектах Обществ Группы экстренной медицинской помощи» [1].

Наряду с созданием единой технологической базы здравпунктов важным направлением промышленной медицины является обучение медицинских работников современным стандартам оказания медицинской помощи прежде всего в ургентных ситуациях. Грамотная медицинская помощь, оказанная в пределах так называемого «золотого часа» (времени, когда организм сопротивляется острому заболеванию или внешнему травматическому воздействию за счет внутренних ресурсов), позволяет значительно улучшить результат, сократить длительность и стоимость лечения, избежать осложнений и сохранить жизнь пациенту [2]. В условиях значительной автономности функционирования производственных объектов из-за их удаленности от транспортной и медицинской инфраструктуры эти задачи во многом решает медицинский персонал здравпунктов.

Одним из современных способов обучения медицинского персонала является применение телемедицинских и дистанционных образовательных технологий [3]. Этот подход был выбран Управлением личного страхования и охраны здоровья Департамента социального развития и корпоративной культуры ОАО «НК «Роснефть» при планировании проекта.

Методология и организация проведения телемедицинских тренингов

Для повышения компетенций и обеспечения соответствия знаний и навыков медицинского персонала здравпунктов современным стандартам оказания экстренной медицинской помощи на догоспитальном этапе в 2015 г. был разработан проект телемедицинских тренингов по экстренной помощи.

Первый этап проекта включал два тренинга: «Базовое поддержание жизнедеятельности и сердечно-легочная реанимация» и «Базовые алгоритмы при оказании медицинской помощи при травмах на догоспитальном этапе». Продолжительность каждого тренинга составляла 6 ак. ч.

Технически тренинги были реализованы с использованием многоточечной видеоконференцсвязи между головным офисом Компании и удаленными предприятиями, реализованной на основе корпоративной системы связи ОАО «НК «Роснефть» [4]. Медицинские работники здравпунктов приглашались в аудитории предприятий, оснащенные системами видеоконференцсвязи (рис. 1).



Рис. 1. Снимок с экрана основной аудитории во время проведения тренинга

До начала тренингов был проведен комплекс подготовительных организационно-методических мероприятий, в которых участвовали специалисты и ученые ФГБОУ ВО «Московский государственный

университет имени М.В. Ломоносова», ФГБУН ГНЦ РФ «Институт медико-биологических проблем» РАН, ГБОУ ВПО «Нижегородская государственная медицинская академия» Минздрава России, ФГБНУ «Научно-исследовательский институт медицины труда».

После определения целей и задач тренингов, подбора команды исполнителей были составлены и обсуждены программы и циклограммы тренингов, сформирована блок-модульная инфраструктура тренингов. Следующим этапом стали создание презентаций, видеоматериалов, подготовка демонстраций.

Затем на расширенном совещании специалистов социальных служб по вопросам промышленной медицины ОАО «НК «Роснефть» была проведена презентация тренингов и принят регламент их организации. При этом некоторые будущие участники присутствовали на совещании по видеосвязи, что позволило отработать технические вопросы сетевой организации тренингов. Перед проведением первого тренинга была выполнена полномасштабная репетиция. Во время первых тренингов был организован пункт дистанционного методического контроля на базе Нижегородской медицинской академии, что позволило в режиме реального времени контролировать и при необходимости корректировать громкость, переключение режимов демонстрации, точек видеовещания и др. Благодаря этим подготовительным работам все шесть тренингов были проведены на высоком техническом уровне.

В тренингах по сердечно-легочной реанимации (СЛР) участвовали более 100 медицинских работников, оказывающих медицинскую помощь на производственных объектах 48 обществ группы ОАО «НК «Роснефть» (табл. 1), при этом медицинский персонал 14 предприятий участвовал также в тренингах по травматологии.

На тренингах были представлены алгоритм базовых и расширенных реанимационных мероприятий, в том числе в особых ситуациях (электротравма, утопление и др.); методика и алгоритм использования автоматических наружных дефибрилляторов. Тренинги включали как теоретические компоненты, реализованные в виде видеолекции, так и демонстрационную часть (табл. 2).

Программа тренинга по СЛР содержала четыре модуля, включавших 10 блоков (табл. 3), программа тренинга по травматологии состояла из четырех модулей (17 блоков) (табл. 4).

Лекционную составляющую представлял профессор, д.м.н., зав. кафедрой общей и специализирован-

Таблица 1

Здравпункты-участники тренингов по СЛР			
I тренинг	II тренинг	III тренинг	IV тренинг
1. ООО «РН-Находканефте-продукт» 2. ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» 3. ООО «РН-Комсомольский НПЗ» 4. ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» 5. ОАО «АЗП» 6. ПАО «ВЧНГ» 7. ОАО «АНХК» 8. ЧУ «МСЧ №36»	1. ЗАО «Ульяновскнефтепродукт» 2. ЗАО «Нижевартонск-бурнефть» 3. ООО «НПРС» 4. ОАО «ВНГ» 5. ОАО «ННП» 6. ОАО «СНГ» 7. ЗАО «Ванкорнефть»; 8. ООО «РН-Уватнефтегаз» 9. ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» 10. ООО «РН-Няганьнефтегаз» 11. ООО «Красноленинский НПЗ» 12. ООО «РН-ТуапсеНП»	1. ОАО «Оренбургнефть» 2. ЗАО «Пензанефтепродукт» 3. ЗАО «Новокуйбышевская НХК» 4. АО «Самаранефтегаз» 5. ЗАО «Отраденский ГПЗ» 6. ОАО «Куйбышевский НПЗ» 7. ОАО «Новокуйбышевский НПЗ» 8. ОАО «Сызранский НПЗ» 9. ОАО «Самаранефтехимпроект» 10. ООО «Самара-Терминал» 11. ОАО «Самаранефтепродукт» 12. ЧАО «ЛИНИК» 13. ЗАО «РОСПАН-Инт.» 14. ООО «РН-Туапсинский НПЗ» 15. ОАО «Саратовский НПЗ»	1. ОАО «Томскнефть» 2. ОАО «Грознефтегаз» 3. АО «Самаранефтегаз» 4. ОАО «Удмуртнефть» 5. ООО «РН-Пурнефтегаз» 6. ООО «РН-Северная нефть» 7. ООО «РН-Юганскнефтегаз» 8. ЗАО «Рязанская НПК» 9. ОАО «Ачинский НПЗ» 10. ЗАО «Удмуртнефть-Бурение» 11. ООО «РН-Сервис» 12. ООО «РН-Бурение»

Таблица 2

Методическая часть	Содержание	Режим общения
Теоретическая	Видеолекция, слайды	Однонаправленный
Практическая	Демонстрация видеофрагментов	Однонаправленный
	Демонстрация приемов оказания медицинской помощи	Однонаправленный
Интерактивная	Ответы на вопросы	Интерактивный
Контрольная	Тестирование	Интерактивный

Таблица 3

Структура тренинга по СЛР	Продолжительность, мин
Цели, задачи, обеспечение и порядок проведения занятия	10
Тестирование базовых знаний	20
Модуль 1. Теоретические вопросы СЛР	30
Модуль 2. Алгоритмы СЛР	180
Модуль 3. Частные вопросы реанимации	60
Модуль 4. Проведение и разбор тестовых заданий и ситуационных задач	45
Всего с учетом перерывов	360

Таблица 4

Структура тренинга по травматологии	Продолжительность, мин
Цели, задачи, обеспечение, порядок проведения занятия	10
Тестирование базовых знаний	20
Модуль 1. Общие подходы к диагностике и базовым действиям медицинского персонала при травмах	100
Модуль 2. Неотложная помощь при травмах различной локализации	120
Модуль 3. Частные вопросы неотложной травматологии	70
Модуль 4. Тестирование, ответы на вопросы, подведение итогов тренинга	40
Всего	360

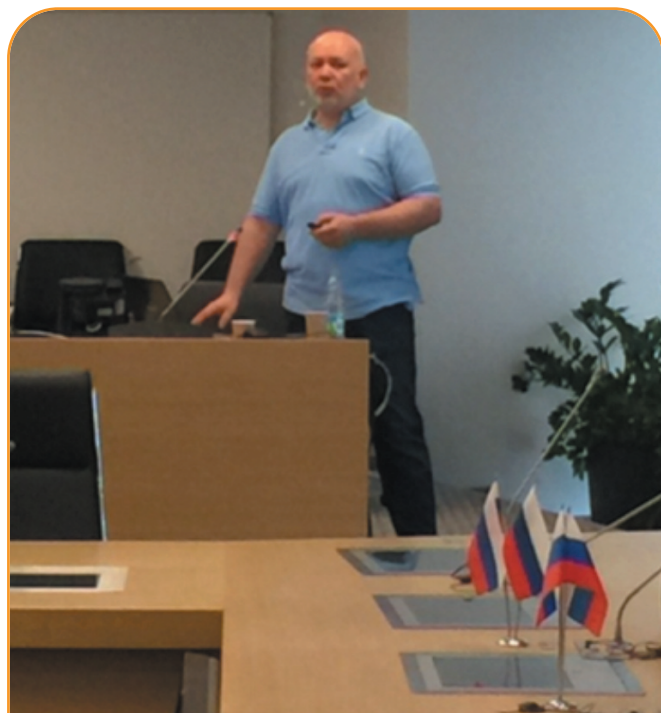


Рис. 2. Тренинг по травматологии проводит профессор В.Э. Дубров

ной хирургии факультета фундаментальной медицины МГУ имени М.В. Ломоносова, главный травматолог департамента здравоохранения г. Москвы В.Э. Дубров (рис. 2).

Презентационный материал включал слайды и видеоролики, демонстрирующие алгоритмы оказания экстренной медицинской помощи, навыки манипуляций и использования медицинского оборудования (рис. 3).

В практической демонстрации основных блоков и алгоритмов оказания медицинской помощи с использованием базового медицинского оборудования на догоспитальном этапе участвовали аспиранты, клинические ординаторы, врачи анестезиологи-реаниматологи, травматологи клиник Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова (рис. 4).



Рис. 3. Слайд с тренинга по неотложной травматологии, демонстрирующий приемы транспортировки пострадавшего



Рис. 4. Демонстрация приемов первой помощи (снимок с экрана компьютера удаленного пункта технического контроля)

Таким образом, уже на первом этапе реализации проекта дистанционных тренингов современным стандартам оказания экстренной медицинской помощи на догоспитальном этапе были обучены более 300 врачей и фельдшеров здравпунктов 48 ОГ. При этом дистанционная аудитория охватывала регионы Сибири, Дальнего Востока, Крайнего Севера, Центральной России.

Организация сеансов многоточечной видеоконференцсвязи с использованием типового оборудования позволила обеспечить подключение к видеосерверу до 15 удаленных абонентов.

Программа тренингов была построена на современных стандартах оказания неотложной медицинской помощи. Для разработки программы

тренингов, создания контента (текста, презентаций, видеофрагментов, демонстраций) и преподавания были привлечены профессорско-преподавательские кадры высшей квалификации ряда научных и образовательных организаций.

Были отработаны технические приемы организации многоточечных сеансов для проведения медицинских тренингов, методика администрирования проекта, включая проведение рабочих совещаний с группой разработчиков, поэтапное обсуждение программы, презентацию проекта на совещании специалистов социальных служб по вопросам промышленной медицины ОАО «НК «Роснефть», назначение ответственных менеджеров по зонам проведения, отработку технического регламента и циклограмм тренингов, в том числе проведение тренировочных сеансов и дистанционного технического контроля.

Важной составляющей тренингов является интерактивное общение с удаленными аудиториями, возможность задать вопросы и получить разъяснения непосредственно в ходе тренинга и по его окончании. Как показал опрос обучаемых, в будущем целесообразно расширить возможности практического повторения приемов оказания экстренной медицинской помощи, в том числе на фантомах непосредственно в аудиториях здравпунктов. При этом можно сочетать дистанционную форму обучения с приглашением определенного числа медицинских работников в основную учебную аудиторию, что позволит организовать общение в процессе обучения не только между тьюторами и медицинскими работниками, но и между разными группами обучаемых и в результате закрепить полученные знания и навыки.

Тестирование качества усвоения полученных знаний и навыков обеспечивает обратную связь с обучаемыми, причем предусматривается проведение предварительной оценки базового уровня знаний и заключительного контроля по завершении тренинга.

В будущем мы планируем как расширение тематики тренингов, так и проведение регулярных тренингов для поддержания и обновления знаний и навыков, овладения практическими навыками новых медицинских работников в связи с ротацией медицинских кадров в условиях аутсорсинга и в соответствии с эволюцией стандартов оказания неотложной медицинской помощи.

Выводы

1. Обучение медицинских работников современным стандартам оказания экстренной медицинской помощи является актуальной задачей в системе медицинского обеспечения ОАО «НК «Роснефть».

2. В условиях значительного удаления отдельных здравпунктов от центрального офиса и учебных баз использование телемедицинских и дистанционных образовательных технологий является высокоэффективной формой организации обучения медицинского персонала первичного звена.

3. Разработанная и апробированная модель проведения дистанционных тренингов позволила провести обучение медицинского персонала удаленных здравпунктов без отрыва от трудовой деятельности, привлечь высококвалифицированные преподавательские кадры, снизить затраты, связанные с командировочными расходами, обеспечить методологическую базу для внедрения единых современных стандартов экстренной медицинской помощи.

Список литературы

1. Положение компании ОАО «НК «Роснефть» «Организация на объектах Обществ Группы экстренной медицинской помощи» № ПЗ-09 Р-0127. – М.: ЛНД ОАО «НК «Роснефть», 2014. – 47 с.

2. Сердечно-легочная и церебральная реанимация /В.В. Мороз, И.Г. Бобринская, В.Ю. Васильев [и др.]. – М.: НИИ ОР РАМН, ГОУ ВПО МГМСУ, 2011, 48 с.

3. Камаев И.А., Леванов В.М., Сергеев Д.В. Телемедицина: клинические, организационные, правовые, технологические, экономические аспекты: Учебно-методическое пособие. – Н. Новгород: изд-во НижГМА, 2001. – 98 с.

4. Актуальные вопросы развития корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть» / И.И. Лазаренко, Л.С. Шварцман, Д.Р. Канзафаров, М.Я. Талмуд // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 4. – С. 65–71.

References

1. Regulation of Rosneft Oil Company OJSC no. P3-09 R-0127 “Organizatsiya na ob’ekтах Obshchestv Gruppy ekstreynnoy meditsinskoy pomoshchi” (Organization of the Company’s facilities in the Group of emergency medical aid), Moscow: Rosneft, 2014, 47 p.

2. Moroz V.V., Bobrinskaya I.G., Vasil’ev V.Yu., Kuzovlev A.N., Spiridonova E.A., Tishkov E.A., Serdechno-legochnaya i tserebral’naya reanimatsiya (Cardiopulmonary and cerebral resuscitation), Moscow: Publ. of NII OR RAMN, GOU VPO MGMSU, 2011, 48 p.

3. Kamaev I.A., Levanov V.M., Sergeev D.V., Telemeditsina: klinicheskie, organizatsionnye, pravovye, tekhnologicheskie, ekonomicheskie aspekty (Telemedicine: clinical, organizational, legal, technological and economic aspects). – Nizhniy Novgorod, 2001, 98 p.

4. Lazarenko I.I., Shvartsman L.S., Kanzaфарov D.R., Talmud M.Ya., Nauchno-tekhnicheskij vestnik ОАО “NK “Rosneft”, 2014, no. 4, pp. 65-71.

Оптимизация состава сооружений как элемент управления затратами при обустройстве нефтяных месторождений

Г.Г. Гилаев, д.т.н., О.В. Гладунов (АО «Самаранефтегаз»),
А.Ф. Исмагилов, к.э.н., А.В. Гришагин, А.Н. Гуров (ООО «СамараНИПИнефть»),
А.А. Каверин, к.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: альбом типовых (эталонных) сооружений, памятка проектировщика, экономия материалов.
Key words: album of the standard (reference) facilities, memo designer, material savings.

Адрес для связи: GrishaginAV@samnipineft.ru

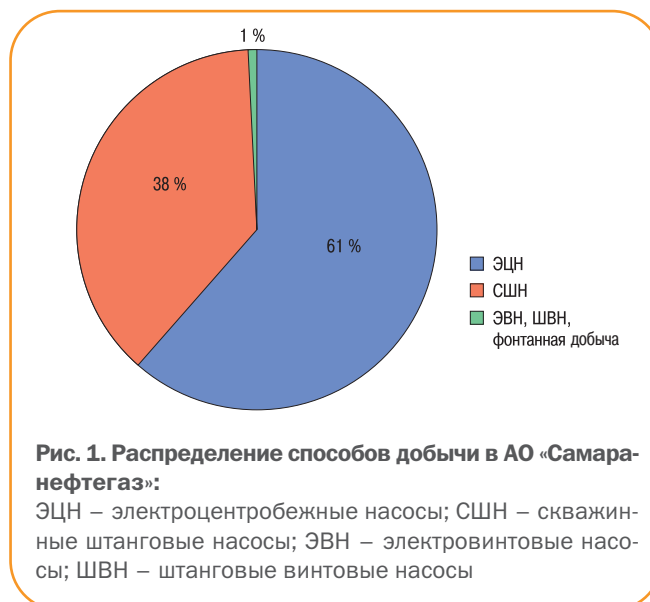
Введение

Основной объем добычи нефти в России приходится на установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). С их применением эксплуатируется до 70 % скважин в Западной Сибири и более 50 % по всей России [1]. Доля УЭЦН в фонде добывающих скважин АО «Самаранефтегаз» к настоящему времени превысила 60 % (рис. 1).

В последние годы в ООО «СамараНИПИнефть» разрабатываются проекты обустройства площадок нефтяных скважин, оснащаемых только УЭЦН [1, 2].

В связи с этим в рамках программы развития типового проектирования в ОАО «НК «Роснефть» в качестве набора требований нефтегазодобывающего общества к оптимизации состава сооружений при обустройстве объектов системы сбора были разработаны «Альбом типовых (эталонных) сооружений по объектам обустройства нефтяных скважин АО «Самаранефтегаз» (далее Альбом) и «Памятка проектировщика». Их введение обеспечит достижение следующих целей:

- сокращение затрат и сроков строительства (за счет выбора экономичного оборудования, уменьшения количества используемых материалов и объемов работ);
- снижение эксплуатационных расходов, связанных с упрощением оборудования, уменьшением арендуемых площадей;
- обучение молодых специалистов и использование типовых (эталонных) сооружений для проверки собственных решений и решений субподрядных организаций.



Альбом типовых (эталонных) сооружений

Альбом – одна из форм представления типовых проектных решений (ТПР) на сооружения, площадки и узлы [3] – содержит наглядный материал, включающий листы общих данных, опросные и каталожные листы, спецификации, рабочие чертежи, что делает его доступным для понимания. Проработанные решения данного альбома согласованы с техническими требованиями и условиями для проектирования объектов обустройства заказчика. Документ разработан для повторного использования и привязки типовых проектных решений при обустройстве нефтяных месторождений, подведомственных АО «Самаранефтегаз» месторождений (см. таблицу).

Характеристики выкидного трубопровода		Технологические характеристики варианта		
Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Ввод реагента	Обогрев	Теплоизоляция
80	5	Без ввода	Без обогрева	Без теплоизоляции
		С вводом в трубопровод		С теплоизоляцией
		С вводом в трубопровод и затрубное пространство		
	6	Без ввода		
		С вводом в трубопровод		
		С вводом в трубопровод и затрубное пространство		
	7	Без ввода		
		С вводом в трубопровод		
		С вводом в трубопровод и затрубное пространство		
100	6	Без ввода	С обогревом	
		С вводом в трубопровод		
		С вводом в трубопровод и затрубное пространство		
	7	Без ввода		
		С вводом в трубопровод		
		С вводом в трубопровод и затрубное пространство		
		С вводом в затрубное пространство		

Примечание. Материал выкидного трубопровода – 13ХФА.

В Альбоме рассмотрены следующие типовые сооружения и узлы обустройства скважин:

- площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН);
- площадка под ремонтный агрегат;
- площадка под передвижные мостки;
- площадка лубрикаторная;
- емкость дренажная объемом 1,5 м³;
- узел пуска системы очистки и диагностики (СОД);
- узел приема СОД;
- установка дозировочная электронасосная (УДЭ);
- узел отбора проб;
- индивидуальное замерное устройство (ИЗУ);
- концевая опора линии электроснабжения мощностью 10 (6) кВ;
- станция управления (СУ);

Площадки под передвижные мостки и лубрикаторная в продолжение оптимизации далее были исключены из состава сооружений.

При разработке Альбома были выполнены следующие операции по оптимизации конструкций и сооружений:

- задвижка на приустьевой площадке установлена вертикально;
- из дренажных емкостей исключена успокоительная труба;
- узел отбора проб совмещен с приустьевой площадкой;
- внедрен узел установки образцов-свидетелей коррозии специальной разработки, позволяющий совмещать его с другими площадками (отказ от отдельной площадки узла);
- совмещены комплектная трансформаторная подстанция типа КТПК и СУ, что позволило исключить бетонирование площадок и отсыпки по периметру.

«Памятка проектировщика»

Дополнительно ООО «СамараНИПИнефть» совместно с АО «Самаранефтегаз» разработаны основные требования к оптимизации состава сооружений и объектов обустройства нефтяных скважин с учетом норм и правил проектирования, строительства, реконструкции, эксплуатации объектов сбора и транспорта добываемой продукции.

Для этого проанализированы условия установки замерных модулей, блоков дозирования реагента на скважинах, возможность оснащения промысловых трубопроводов средствами очистки и внутритрубной диагностики, устройствами контроля скорости коррозии и отключающей арматурой.

Предпочтение отдано использованию малогабаритных измерительных устройств; устройств дозирования реагента (для обеспечения транспорта вязкой и парафинистой нефти, защиты от коррозии); камер пуска и приема СОД с ручными задвижками при длине трубопровода более 800 м. Оптимизирован состав сооружений, в том числе за счет проведения следующих мероприятий:

- отказа от установки СОД на трубопроводы протяженностью менее 800 м;
- уменьшения объема применяемых дренажных емкостей или совмещения функции дренажа и сбора производственно-дождевых стоков в одной емкости;
- применения электроприводной запорной арматуры только при организации водных переходов и автономного энергообеспечения электроприводов;
- использования при проектировании и строительстве объектов обустройства скважин и промысловых трубопроводов запорной арматуры отечественного производства.

Требования утверждены в ООО «СамараНИПИ-нефть» и согласованы в АО «Самаранефтегаз» в виде «Памятки проектировщика».

Достигнутые результаты

В 2013 г. за счет уменьшения металлоемкости строящихся объектов АО «Самаранефтегаз» с учетом основных требований «Памятки проектировщика» к оптимизации состава сооружений и рассмотренных в Альбоме инженерных решений по типизации и унификации конструктивных элементов сооружений капитальные расходы (CAPEX) на обустройство объектов сбора продукции нефтяных скважин были сокращены на 25 % (рис. 2).

Для оценки текущей ситуации и перспектив затрат построен график изменения стоимостных показателей за последние четыре года на примере типизации обустройства приустьевой площадки (рис. 3).

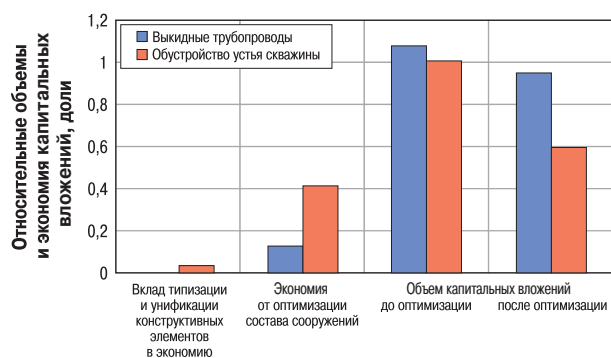


Рис. 2. Снижение объемов капитальных вложений в 2013 г. по разработанной проектно-сметной документации за счет оптимизации состава сооружений по объектам сбора продукции нефтяных скважин АО «Самаранефтегаз» относительно стоимости обустройства устья скважины до оптимизации

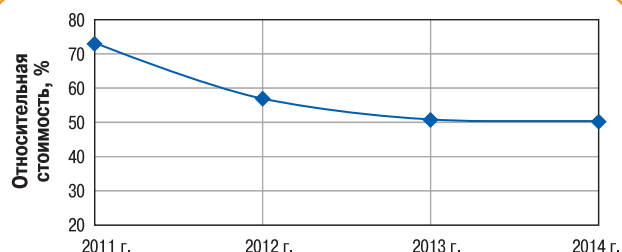


Рис. 3. Изменение сметной стоимости обустройства приустьевой площадки скважины относительно максимальной стоимости

Выводы

1. В связи с тенденцией ежегодного удорожания закупаемого для обустройства промыслов оборудования и материалов применение типовых и унифицированных решений с учетом оптимизации сооружений по оговоренным с заказчиком сценарным техническим условиям позволит замедлить темпы роста стоимости, стабилизировать или даже снизить стоимостные показатели обустройства промысла.

2. При типизации других сооружений объектов нефтегазодобычи в масштабах компании может возрасти совокупный экономический эффект за счет снижения затрат на эксплуатацию типовых сооружений и оборудования, а также ускорения сроков ввода типовых объектов в эксплуатацию.

Список литературы

1. Типизация проектных решений по обустройству одиночных добывающих скважин с УЭЦН/ А.В. Гришагин, И.И. Аврах, А.В. Смирнов [и др.]. В сб. Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений // Тр. ин-та /СамараНИПИ-нефть. – 2010. – № 1. – С. 217-223.
2. Гришагин А.В., Немцева Т.В. Вариантность обустройства одиночных скважин УЭЦН по электроснабжению и электрооборудованию. В сб. Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений // Тр. ин-та / СамараНИПИнефть. – 2010. – № 1. – С. 210-216.
3. Типовое проектирование в обустройстве месторождений ОАО «НК «Роснефть» / И.Е. Глазунов, С.А. Иванов, А.Ф. Исмагилов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 71-73.

References

1. Grishagin A.V., Avrakh I.I., Smirnov A.V., Sabitov I.A., Ralyk N.G., Typification of design decisions on individual ESP wells infrastructure development (In Russ.), Collected papers "Razrabotka, ekspluatatsiya i obustroystvo neftyanykh mestorozhdeniy" (Development, operation and development of oil fields), Proceedings of SamaraNIPIneft', 2010, no. 1, pp. 217–223.
2. Grishagin A.V., Nemtseva T.V., Variability of individual ESP wells infrastructure development on power supply and electrical equipment (In Russ.), Collected papers "Razrabotka, ekspluatatsiya i obustroystvo neftyanykh mestorozhdeniy" (Development, operation and development of oil fields), Proceedings of SamaraNIPIneft', 2010, no. 1, pp. 210–216.
3. Glazunov I.E., Ivanov S.A., Ismagilov A.F., Grishagin A.V., Denisenko A.A., Rosneft Oil Company OJSC standardized design in oilfield development (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2009, no. 11, pp. 71–73.

Разработка алгоритмов повышения эффективности добычи нефти электроцентробежными насосами в условиях ограничения потребляемой электроэнергии

В.Г. Михайлов, д.т.н., М.Г. Волков, к.т.н.,
А.В. Жонин (ООО «РН-Уфанипинефть»)

Ключевые слова: методика, добыча, нефть, скважина, насос, мощность, энергоэффективность, алгоритм.
Key words: method of production, oil, well, pump, ESP, power, energy efficiency, algorithm.

Адрес для связи: m_volkov@ufanipi.ru

Введение

Большинство месторождений России в настоящее время вступило в заключительную стадию разработки, в связи с чем все большее внимание уделяется методам интенсификации добычи, не требующим дополнительных инвестиций в строительство объектов наземной инфраструктуры. В статье рассмотрен вопрос интенсификации добычи нефти, сдерживаемой ограниченной мощностью объектов энергоснабжения.

Модернизация существующих и строительство новых объектов энергоснабжения требуют существенных материальных затрат, что на завершающей стадии разработки месторождений и с учетом неустойчивых мировых цен на нефть экономически не целесообразно. В связи с этим практический интерес представляют решения, которые дают возможность оперативно и с минимальными затратами повысить эффективность добычи нефти за счет перераспределения потребляемой скважинами электроэнергии.

Разработаны алгоритмы, позволяющие для скважин, объединенных одной подсистемой энергопотребления, определить оптимальные режимы работы установок электроцентробежных насосов

(УЭЦН), обеспечивающие минимизацию дебитов скважин, без увеличения затрат электроэнергии.

Методика энергосбережения для однофазного течения жидкости в стволе добывающей скважины

Подсистема энергопотребления куста состоит из следующей цепочки компонентов: комплектной трансформаторной подстанции для погружных насосов (КТППН); фильтра сетевого активного (ФСА); станции управления (СУ) и частотного преобразователя (ЧП); фильтра выходного (ФВ); трансформатора масляного для погружных насосов (ТМПН). На рис. 1 приведена расчетная схема скважины, оборудованной УЭЦН. В работе [1] была предложена методика оптимизации энергозатрат УЭЦН, использованная при разработке интегрированного проекта эксплуатации Мамонтовского месторождения. При составлении уравнений приняты следующие допущения:

- течение жидкости в скважине однофазное, двухкомпонентное (вода – нефть);
- на участке от интервала перфорации скважин до приема ЭЦН и внутри НКТ плотность жидкой фазы принималась равной плотности добываемой водонефтяной смеси.

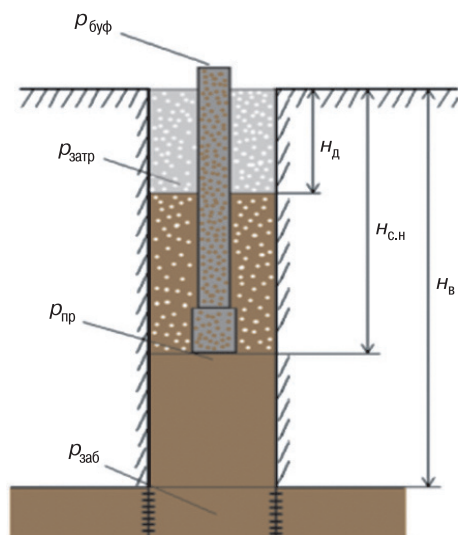


Рис. 2. Расчетная схема добывающей скважины:

$p_{буф}$, $p_{затр}$, $p_{пр}$, $p_{заб}$ – давление соответственно буферное, затрубное, на приеме насоса и забойное; $H_д$ – динамический уровень; $H_{с.н}$, $H_в$ – глубина соответственно спуска насоса и скважины по вертикали до интервала перфорации

В этом случае полезная мощность скважинного оборудования рассчитывалась по формуле

$$N_{под} = \frac{q_n}{\rho_n(1-B)} \left(p_{буф} + \rho_{ж} g H_в + \frac{q_n}{K_{пр} \rho_n(1-B)} - p_{пл} \right), \quad (1)$$

где q_n – дебит нефти; ρ_n , $\rho_{ж}$ – плотность соответственно нефти и водонефтяной смеси; B – обводненность добываемой продукции; $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважин.

Подводимая к скважине электроэнергия определялась следующим образом:

$$\mathcal{E}_{подв} = \frac{q_n}{\eta_{уэцн} \rho_n(1-B)} \left(p_{буф} + \rho_{ж} g H_в + \frac{q_n}{K_{пр} \rho_n(1-B)} - p_{пл} \right), \quad (2)$$

где $\eta_{уэцн} = N_{пол} / \mathcal{E}_{подв}$ – к.п.д. насосной установки.

Из уравнения (2) следует, что подводимая к УЭЦН электроэнергия пропорциональна квадрату дебита нефти. В данном случае производная $d\mathcal{E}_{под} / dq_n \approx \tan \theta = \Delta \mathcal{E}_{под} / \Delta q_n$. При увеличении угла θ отношение $\Delta \mathcal{E}_{под} / \Delta q_n$ повышается, следовательно $\Delta \mathcal{E}_{подв}$ возрастает, а Δq_n уменьшается, и наоборот. Поэтому для оптимизации энергозатрат в условиях ограниченной суммарной потребляемой мощности целесообразнее форсировать отбор продукции скважин, для

которых кривая $\mathcal{E}_{под} = f(q_n^2)$ имеет более пологий характер, и ограничивать отбор из скважин с более «крутой» кривой.

В работе [2] предложены усовершенствованная модификация изложенной методики, в частности, введение границ оптимизации по изменению дебита скважин, а также учет изменения к.п.д. УЭЦН в зависимости от режима эксплуатации УЭЦН, в то время как в работе [1] к.п.д. принимался постоянным.

В новой постановке задачи оптимизации энергозатрат УЭЦН необходимо было определить максимальный дебит нефти при заданной электроэнергии, потребляемой группой скважин

$$\mathcal{E}_{факт} = \sum_i^m \mathcal{E}_i(q_n^i) = \text{const}, \quad (3)$$

где $i = 1, \dots, m$ – число скважин в расчетной группе; $\mathcal{E}_i(q_n^i)$ – потребляемая i -й скважиной электроэнергия; q_n^i – дебит нефти i -й скважины.

В общем виде выражение (2) представляет собой квадратичную функцию, которую можно записать как уравнение

$$\mathcal{E}_i(q_n^i) = a_i q_n^i (b_i + c_i q_n^i), \quad (4)$$

где $a_i = \frac{1}{\eta_i \rho_n^i (1-B_i)}$; η_i – к.п.д. насосной установки

в i -й скважине; $b_i = p_{буф} + \rho_{ж} g H_в^i - p_{пл}^i$; $c_i = \frac{1}{K_{пр}^i \rho_n^i (1-B_i)}$.

Задача определения условного максимума дебита решалась по методу Лагранжа для $m-k$ скважин (k – число скважин с дебитом выше потенциального)

$$q_{н.опт}^i = \frac{\sqrt{\mathcal{E}_{факт} + \sum_{k=1}^m \frac{a_k b_k^2}{4c_k}} - \frac{b_i}{2c_i}}{a_i c_i \sqrt{\sum_{k=1}^m \frac{1}{a_k c_k}}}. \quad (5)$$

Границы ее решения определялись следующим образом. Вначале определялись скважины, дебиты которых превысили потенциальные значения. Если такие имелись, то для них в качестве оптимальных устанавливались потенциальные значения дебитов, в дальнейшем в процессе оптимизации эти скважины не учитывали.

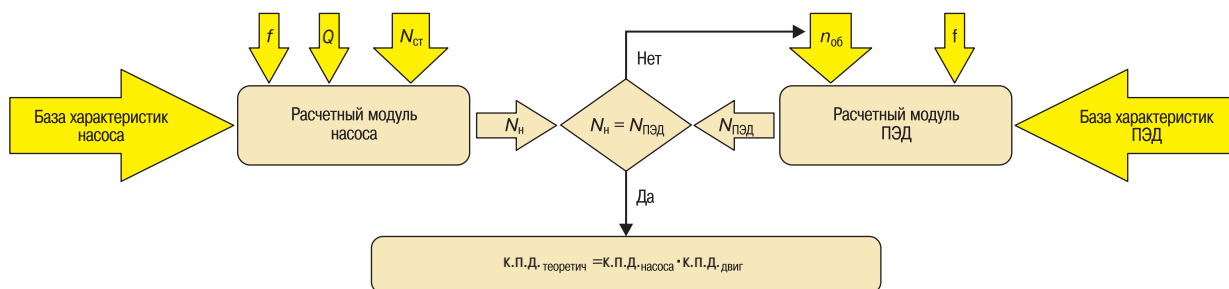


Рис. 2. Алгоритм расчета теоретического к.п.д. насосной установки:

f – частота питающего напряжения; Q – подача насоса; $N_{ст}$ – число ступеней насоса; n – число оборотов (частота вращения)

При решении оптимизационной задачи вводились следующие ограничения по дебиту скважин.

1. Для системы пласт – скважина максимальный дебит добываемой жидкости не должен превышать потенциальный, а минимальный – быть меньше либо больше нуля ($b_i > 0$), либо $-b_i/c_i$ (при $b_i < 0$ скважина фонтанирует)

$$\max\left(0, -\frac{b_i}{c_i}\right) \leq q_{н}^i < q_{н.пот}^i, \quad (6)$$

где $q_{н.пот}^i$ – потенциальный дебит нефти i -й скважины, определенный по специальной методике.

2. Глубиннонасосное оборудование не может работать, если потребляемая мощность насоса в результате изменения режима эксплуатации скважины (изменения частоты питающего напряжения) превышает полезную мощность погружного электродвигателя (ограничение сверху) и если напор насоса становится меньше необходимого для подъема жидкости на поверхность (ограничение снизу).

Расчет к.п.д. насосной установки

Теоретический к.п.д. асинхронного электродвигателя рассчитывался путем итерационного изменения числа оборотов (частоты вращения) математической модели погружного электродвигателя (ПЭД) до выполнения условия равенства мощностей насоса N_n и двигателя $N_{ПЭД}$ (рис. 2). На рис. 3 представлен алгоритм расчета к.п.д. насосной установки с учетом поправочного коэффициента.

Фактический к.п.д. насосной установки являлся функцией к.п.д. следующих конструктивных элементов: центробежного насоса η_n ; погружного асинхронного электродвигателя $\eta_{ПЭД}$; кабеля питания $\eta_{каб}$; газосепаратора $\eta_{ГС}$; гидрозащиты $\eta_{ГЗ}$; трансформатора масляного для погружных насосов (ТМПН) $\eta_{ТМПН}$; станций управления (СУ) $\eta_{СУ}$; частотных преобразователей (ЧП) $\eta_{ЧП}$; фильтров сете-

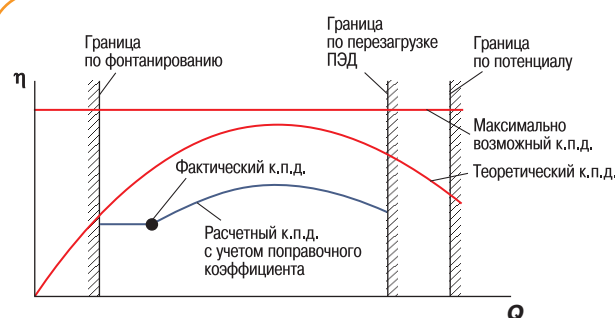


Рис. 3. Расчет к.п.д. насосной установки с учетом поправочного коэффициента

вых активных (ФСА) $\eta_{ФСА}$, фильтров выходных (ФВ) $\eta_{ФВ}$.

В разработанной методике теоретический к.п.д. рассчитывался как произведение паспортных значений к.п.д. насоса и электродвигателя (см. рис. 3). Предполагалось, что при изменении дебита скважины фактический к.п.д. насосной установки будет отличаться от теоретического на величину поправочного коэффициента

$$\eta_{уэцн} = \eta_{теор}(Q) \cdot K_{попр}, \quad (7)$$

$$\text{где } K_{попр} = \frac{\eta_{факт}(Q_{факт})}{\eta_{теор}(Q_{факт})}. \quad (8)$$

Поправочный коэффициент рассчитывался для рабочего режима эксплуатации УЭЦН и согласно данным мониторинга учитывал к.п.д. кабеля питания, станции управления, трансформатора, газосепаратора, гидрозащиты, а также изменение характеристик насоса и электродвигателя и считался постоянным в оптимизационном диапазоне дебитов нефти.

Пример решения оптимизационной однофазной задачи

В качестве примера рассмотрим 28 скважин, электрооборудование которых получает питание от одной КТПН. Для данных скважин были рассчита-

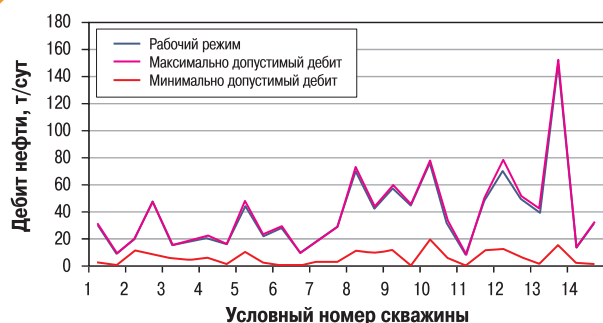


Рис. 4. Рабочий дебит нефти скважин, минимальный и максимальный пределы оптимизации дебита нефти

ны минимальный и максимальный допустимые уровни добычи нефти. Нижняя граница оптимизационного диапазона дебитов нефти определялась либо отсутствием подачи, либо началом фонтанирования скважины. Верхняя граница диапазона определялась по потенциальному дебиту, ограничению максимальной частоты питающей сети (60 Гц) и максимальной загрузки ПЭД (0,9).

На рис. 4 приведены рабочие дебиты скважин, а также верхняя и нижняя расчетные границы оптимизационного диапазона дебитов нефти. Так как многие скважины работают вблизи верхнего предельного уровня, существенный прирост дебита нефти после проведения работ по оптимизации невозможен.

До оптимизации общее потребление электроэнергии составляло 1921,86 кВт при дебите нефти 1062,4 т/сут, после нее – 1914,41 кВт при 1075 т/сут. Оптимизация дебита осуществлялась за счет изменения частоты питающей сети. Для скважин, потребление электроэнергии которых уменьшалось, рекомендовано снижение частоты тока, и наоборот. Изменение прироста дебита нефти после оптимизации приведено на рис. 5.



Рис. 5. Изменение прироста дебита нефти после оптимизации

Выводы

1. Разработанная методика для однофазной продукции позволила перераспределить добычу нефти в группе скважин, оснащенных УЭЦН, при ограничении потребления электроэнергии за счет изменения режима их эксплуатации (частоты питающего тока), отключения скважин с высоким энергопотреблением и интенсификации добычи нефти в отдельных скважинах.

2. Рекомендовано для 11 скважин повысить частоту питающего напряжения до расчетной величины, для 17 – снизить. В результате реализации предлагаемых мероприятий удельное энергопотребление 28 скважин с УЭЦН снизится на 7,45 кВт, а дебит возрастет на 12,6 т/сут при ограничении подводимой электроэнергии.

Список литературы

1. Интегрированный подход к разработке Мамонтовского месторождения / И.Р. Мукминов, А.В. Свешников, В.С. Комаров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 28 – 31.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2013616236. Модуль «Энергоэффективность» информационной системы Rosneft-WellView / А.А. Пашали, В.А. Еlichev, М.Г. Волков и др. – Зарегистрировано 02.07.13.
3. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores/ A.M. Ansari, N.D. Sylvester, C. Sarica, O. Shoham [et al.] // SPE-20630. – 1994.

References

1. Mukminov I.R., Sveshnikov A.V., Komarov V.S. et al., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2009, no. 11, pp. 28 – 31.
2. Certificate of state registration of computer program no. 2013616236 “Modul” “Energoeffektivnost” informatsionnoy sistemy Rosneft-WellView” (Module “Energy Efficiency” of Rosneft-WellView information system), Authors: Pashali A.A., Elichev V.A., M.G. Volkov et al.
3. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P., A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores, SPE-20630 Prod. & Fac., 1994, May, pp. 143 – 151.

О возможностях оптимизации классов износоустойчивости электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Оренбургнефть» (в порядке обсуждения)

С.Б. Якимов (ОАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: механизированная добыча нефти, электроцентробежные насосы (ЭЦН), эксплуатация ЭЦН в осложненных условиях, подбор ЭЦН, механические примеси, пескопроявления, пескоуловители (десандеры).

Key words: artificial oil lift, electric submersible pump (ESP), ESP operation under abnormal conditions, ESP selection, mechanical admixtures, sand related problems, desanders.

Адрес для связи: s_yakimov@rosneft.ru

Введение

Поиск научно-обоснованных путей снижения операционных затрат на подъем жидкости из скважин – одна из наиболее актуальных задач, стоящих перед инженерами-нефтяниками. В последние годы технологии повышения энергоэффективности механизированной добычи нефти получили большое распространение, их массовое применение позволяет снизить затраты. При этом важным направлением снижения затрат остается сокращение числа отказов скважинного оборудования.

В 2003–2013 гг. значительная экономия была получена при переходе на новые конструкции и материалы изготовления рабочих органов электроцентробежных насосов (ЭЦН). В работе [1] описан опыт реализации стратегии повышения наработки на отказ ЭЦН за счет перехода от насосов одноопорной конструкции с рабочими колесами (РК) и направляющими аппаратами (НА) из серого чугуна на насосы с РК и НА двухопорной конструкции из нирезиста типа 1 с радиальными промежуточными подшипниками на валу.

Применение ЭЦН повышенной износо-коррозионной устойчивости долгие годы было главным направлением развития нефтегазовой отрасли и способом снижения операционных затрат при механизированной добыче нефти. Для сокращения складских запасов и оптимизации логистических затрат на доставку оборудования и запасных частей многие нефтегазодобывающие компании практиче-

ски полностью перешли на использование ЭЦН с рабочими органами из нирезиста типа 1. В этом российской промышленность несколько приблизилась к зарубежной, в которой из нирезиста изготовлено около 95 % насосных агрегатов [2].

В последние годы появились новые виды материалов, однако дальнейшее снижение затрат на механизированную добычу нефти невозможно без адресного подбора оптимальных по конструкции ЭЦН к конкретным группам скважин. Очевидно, что переход от нирезиста типа 1 на новые материалы будет постепенным.

Задачу подбора оптимальных материала рабочих органов и конструктивного исполнения ЭЦН нефтедобывающие компании и производители оборудования должны решать совместно. Основной задачей нефтедобывающей компании являются разработка технических требований к оборудованию на основе детальной информации об агрессивности добываемой жидкости и условиях эксплуатации, а также разработка экономически обоснованных критериев его ресурса. Задачей производителей оборудования является подбор оптимальной конструкции ЭЦН и материалов для их изготовления с целью оптимизации их стоимости для конкретных скважинных условий.

В данной статье на основе анализа агрессивности добываемой жидкости и условий эксплуатации скважин на месторождениях ПАО «Оренбургнефть» рассмотрены возможные пути оптимизации конструкции ЭЦН с целью снижения затрат на их закупку.

Изучение качественного и количественного состава частиц в добываемой жидкости

Широко используемый метод мониторинга содержания механических примесей в добываемой жидкости, основанный на определении концентрации взвешенных частиц (КВЧ) и выполняемый согласно отраслевому стандарту [3], малоинформативен для инженеров, занимающихся подбором скважинного оборудования [4]. КВЧ по этому методу определяется путем экстрагирования нефтепродуктов хлороформом, фильтрации пробы через бумажный фильтр, промывки его дистиллированной водой, последующего высушивания фильтра и взвешивания осадка. В работе [4] приведены результаты количественного и качественного анализа частиц, выносимых из терригенных пород нефтяных месторождений Западной Сибири, на основании которых сделан вывод о большой вариации состава проб.

Без информации о количестве выносимых твердых частиц, их гранулометрическом составе и степени окатанности твердых минералов сложно определить целесообразность использования технологий защиты скважинного оборудования и выбора класса износоустойчивости применяемых насосов. Сведения о предельном содержании твердых частиц в составе добываемой жидкости имеются в опросных листах всех компаний, выпускающих ЭЦН и скважинные штанговые насосы (СШН). В технических условиях заводов-изготовителей и технических требованиях нефтегазодобывающих компаний всегда указаны критерии обеспечения продолжительной работы оборудования при определенных максимально допустимых содержаниях твердых частиц и коррозионной активности добываемой жидкости. Как правило, регламентируется максимальное содержание частиц с определенной твердостью по шкале Мооса, а также содержание H_2S и CO_2 .

Из-за большого числа объектов разработки на 115 месторождениях, эксплуатируемых ПАО «Оренбургнефть», проведение исследований по изучению состава выносимых частиц требует длительного времени и значительных финансовых средств. В связи с этим и с учетом того, что инженеру по подбору скважинного оборудования достаточно иметь усредненные данные о количестве и составе выносимых частиц, были проведены исследования по 44 скважинам, эксплуатирующим карбонатные и терригенные коллекторы 21 месторождения. Для изучения состава частиц использовалась методика, описанная в работе [4]: из скважины отбиралась проба добываемой жидкости объемом 2 л и далее

получали фильтрат по методике [3]. Качественный состав фильтрата определялся микроскопным методом инженером-петрофизиком из ОАО «НижневартовскНИПИнефть».

Анализ проб показал, что частицы, выносимые из карбонатных коллекторов, состоят преимущественно из кристаллов солей и гидроксидов железа. Кристаллы солей (в основном карбонат и сульфат кальция) образуют зерна неправильной формы с неровными или извилистыми краями размером от 0,02 до 0,05 мм. Гидроксиды железа выделяются бесформенными скоплениями на поверхности кристаллов солей или других присутствующих частиц. На рис. 1, а представлена фотография фильтрата добываемой из карбонатных коллекторов жидкости с 50-кратным увеличением. Довольно часто в составе выносимых частиц присутствует углистое вещество, представленное в виде примазок размером до 0,05 мм.

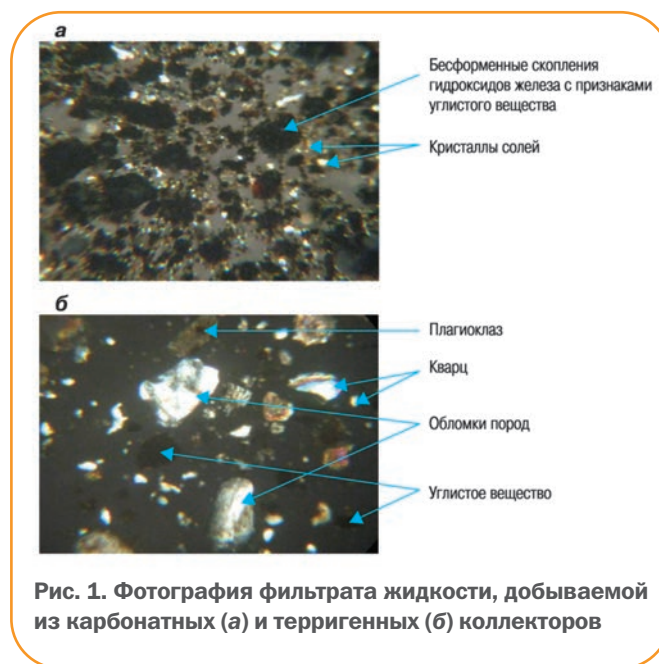
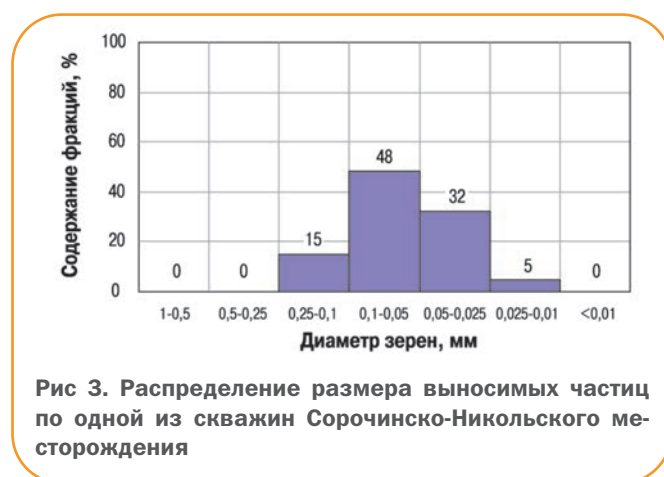


Рис. 1. Фотография фильтрата жидкости, добываемой из карбонатных (а) и терригенных (б) коллекторов

Присутствие в составе карбонатного коллектора кристаллов кварца на различных месторождениях России подтверждается в работе [5]. Проведенные исследования по изучению минералогического состава выносимых частиц подтвердили наличие кварца в добываемой жидкости, содержание которого в среднем составило 2,5 %. Состав выносимых частиц в жидкости из карбонатных коллекторов представлен на рис. 2, а. Помимо гидроксидов железа и кристаллов солей, в карбонатных коллекторах присутствуют углистые вещества и смолоасфальтеновые образования в виде примазок к кристаллам солей или бесформенных скоплений размером до 0,05 мм. Исследования 22 проб показали, что выносимые из карбонат-



Изучение коррозионной активности вод и их склонности к солеобразованию

ных коллекторов частицы со средней концентрацией 106 мг/л, на 97,5 % мягкие, неабразивные.

Состав частиц, содержащихся в добываемой из терригенных коллекторов жидкости месторождений Оренбургского региона (см. рис. 1, б), отличается значительно большим количеством твердых абразивных минералов и включает кварц, плагинклас и незначительное количество обломков горных пород. Доля мягких неабразивных частиц, составила 57,9 %.

Компанией «Лайсан», осуществляющей сервисные услуги по защите скважин ПАО «Оренбургнефть» с применением химических методов, с использованием инфракрасной спектроскопии был изучен состав отложений на рабочих органах ЭЦН одной из скважин Родниковского месторождения, эксплуатирующей терригенный коллектор. Анализ показал, что в состав пробы входят кварц – 23 %, соли (карбонат и сульфат кальция) – 11 %, глина – 19 %, оксиды и сульфид железа – 44 %.

Гранулометрический состав выносимых из терригенных коллекторов частиц изменяется по исследованным пробам скважин разных месторождений. При выборе средств защиты от песка можно считать, что выносятся в основном крупно- и среднезернистые алевритовые фракции, доля частиц размером 0,05-0,1 мм составляет около 50 % (рис. 3).

Таким образом, исследования 22 проб выносимых из терригенных коллекторов частиц показали, что их средняя концентрация составляет 124 мг/л, на 42,3 % они состоят из твердых абразивных частиц. Средняя концентрация выноса твердых абразивных частиц составила 52 мг/л, что соответствует данному показателю по большинству хорошо сцементированных юрских пластов Западной Сибири.

С целью выбора оборудования для механизированной добычи нефти необходимо иметь четкое представление не только о составе частиц в добываемой жидкости, но и о возможных осложнениях в виде коррозии и отложения солей. Автором были изучены свойства воды по объектам разработки путем определения среднего показателя, полученного по результатам исследования трех скважин по каждому объекту разработки: малообводненной (обводненность 0–20 %); среднеобводненной (20–70 %); высокообводненной (70–95 %). Концентрация растворенных CO_2 и H_2S устанавливалась в свежееотобранных пробах жидкости соответственно по методике измерений №6106-11 ФГУП «ВНИИР» и ОСТ 39-234-89.

Склонность попутно добываемой воды к осаждению карбоната кальция определялась по методике Г.А. Стиффа и Л.Е. Девиса по индексам насыщения при пластовой температуре. Индекс насыщения позволяет лишь качественно оценить способность воды к образованию или растворению карбоната кальция: при индексе 0,2–2 возможно выпадение осадка, при более 2 вероятны сильные солеотложения [6].

Склонность попутно добываемой воды к осаждению сульфатных осадков определялась по методу Дж.Е. Одда и М.В. Томпсона. Если индекс насыщения воды сульфатами кальция (гипсом или ангидритом) или сульфатом бария (баритом) более нуля, то сульфат кальция или бария выпадает, при индексе насыщения менее нуля выпадения солей не происходит.

В табл. 1 приведены данные о концентрации растворенных агрессивных газов и склонности вод к осложнениям на некоторых месторождениях

Таблица 1

Месторождение	Температура пласта, °С	Концентрация, мг/дм ³ , растворенного		Индекс насыщения	
		СО ₂	Н ₂ S	по СаСО ₃	по СаSO ₄
Бобровское	55	154	46	1,5	0,7
Долговское	50	148	61	1,7	0,5
Курманаевское	50	130	121	1,8	0,4
Покровское	40	183	112	1,2	0,5
Герасимовское	56	222	93	1,7	0,4
Пронькинское	38	351	6	1,1	0,5
Сорочинско-Никольское	42	98	93	1,6	0,6
Кодяковское	44	164	77	1,1	0,7
Родинское	41	92	55	1,3	0,3
Горное	42	136	114	1,5	0,3
Вахитовское	69	86	44	2	0
Пономаревское	37	241	109	1,0	0,5
Загорское	86	98	30	3,2	0,8
Тарханское	36	254	215	1,5	0,6
Сул-Загладинское	38	320	258	1,7	0,7
Красноярское	34	64	103	1,1	0,7

Примечание. 1. Для всех скважин характерны углекислотный и сероводородный типы коррозии. 2. Для скважин Вахитовского и Загорского месторождений отмечается сильное солеотложение; для остальных скважин характерно образование солей.

ПАО «Оренбургнефть», из которых видно, что коррозия скважинного оборудования возможна в большинстве скважин. Воды почти всех месторождений имеют склонность к выпадению карбоната и сульфата кальция при пластовой температуре. Специалисты ПАО «Оренбургнефть» на всем фонде скважин организовали ингибиторную защиту от коррозии скважинного оборудования и наземных трубопроводов. В результате доля отказов НКТ из-за коррозионных разрушений составляет всего 5 %. Ингибиторная защита от солеотложения применяется гораздо реже и только в скважинах, где фиксировались отказы ЭЦН из-за отложения солей, число которых составляет всего 5 %; на засорение ЭЦН механическими примесями приходится 6 % отказов.

Области эксплуатации ЭЦН с вероятным абразивным износом

К сожалению, ни в России, ни за рубежом нет методики выбора класса износостойчивости ЭЦН для различных условий эксплуатации, одновременно учитывающей концентрацию абразивных частиц и наличие коррозионных компонентов в добываемой жидкости. Обычно заводы-производители в каталогах выпускаемой продукции приводят рекомендации для подбора классов ЭЦН по устойчивости к коррозии и абразивному износу. Например, крупнейший в стране производитель ЭЦН – компания «Борец» – рекомендует при выносе частиц с микротвердостью до 7 по шкале Мооса с концентрацией до 200 мг/л использовать насосы в обычном исполнении (из серого чугуна), 200-500 мг/л – насосы в из-

носоустойчивом исполнении из нирезиста типа 1 с промежуточными подшипниками, 500-1000 мг/л – насосы повышенной износостойчивости компрессионной или пакетной сборки [7]. При этом указанные материалы применимы для добываемых вод с рН = 5–8,5. Предельно допускаемая концентрация Н₂S для насосов обычного и износостойчивого исполнения составляет 10 мг/л, коррозионностойкого – 1250 мг/л.

Автор не вполне согласен с данными рекомендациями по допустимым концентрациям абразивных частиц и Н₂S. В качестве примера можно привести негативный опыт эксплуатации ЭЦН с РК и НА из серого чугуна в скважинах Самотлорского месторождения с массовыми отказами оборудования. При этом согласно проведенным исследованиям фактическая концентрация абразивных частиц в продукции скважин Самотлорского месторождения не превышала 200 мг/л [4]. Другой пример – успешная эксплуатация многих скважин, оборудованных ЭЦН в стандартном исполнении, в Урало-Поволжском регионе, где содержание Н₂S в продукции превышает 10 мг/л.

В некоторых зарубежных компаниях-производителях ЭЦН, таких как Baker Hughes и Wood Group ESP (куплена компанией General Electric), для подбора оборудования используется «индекс агрессивности» (AI) выносимых частиц [8, 9]. Рассмотрим возможность применения данной методики для месторождений ПАО «Оренбургнефть». На рис 4 представлена зависимость расчетных значений AI от концентрации абразивных частиц (кварца, плагиоклаза и обломков пород) в исследованных пробах.

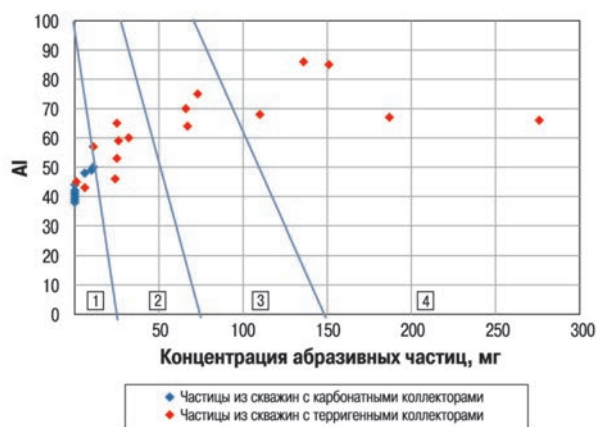


Рис. 4. Зависимость расчетных значений AI от концентрации абразивных частиц по исследованным пробам:
1, 2, 3, 4 – область соответственно слабого, умеренного, повышенного и высокого абразивного износа

Так как абразивные частицы в добываемой жидкости месторождений ПАО «Оренбургнефть» в основном представлены кварцем, их твердость можно принять равной 7 по шкале Мооса. С учетом рекомендаций, изложенных в работе [9], можно выделить четыре зоны с потенциальными рисками возникновения абразивного износа рабочих органов ЭЦН: слабого, умеренного, повышенного и высокого.

Как видно из рис. 4, все ЭЦН, работающие в скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы, находятся в области слабого абразивного износа. AI частиц, присутствующих в добываемой из терригенных коллекторах жидкости, и их количество намного выше, что вызывает риск повышенного износа рабочих органов ЭЦН.

Таким образом, необходим дифференцированный подход к выбору классов износостойчивости ЭЦН. Для оптимизации затрат на закупку оборудования целесообразно ограничиться тремя классами износостойчивости ЭЦН:

- 1) для эксплуатации скважин с карбонатными коллекторами (см. рис. 4, область 1);
- 2) для эксплуатации скважин с карбонатно-терригенными и терригенными коллекторами с умеренным (до 100 мг/л) выносом абразивных частиц (см. рис. 4, области 2 и 3);
- 3) для терригенных коллекторов с повышенным (более 100 мг/л) выносом кварца (см. рис. 4, область 4).

При подборе конструкции РК и НА следует учитывать и условия эксплуатации. Для интенсификации притока в скважинах часто проводят гидравлический разрыв пласта (ГРП) или солянокислотную обработку (СКО), и после постепенного снижения эффекта многие ЭЦН довольно длительное время ра-

ботают за левой границей допустимой рабочей зоны напорной характеристики. Такие особенности эксплуатации являются основной причиной повышенного осевого износа, для уменьшения которого целесообразно использовать РК и НА двухпорной конструкции.

Содержание агрессивных элементов в добываемых водах согласно рекомендациям заводов-производителей ЭЦН также должно учитываться. Большая часть месторождений Оренбургского региона осложнена присутствием в добываемых водах H_2O или CO_2 (см. табл. 1). Благодаря постоянной ингибиторной защите, а также относительно низким пластовым температурам коррозия корпусов ЭЦН и ПЭД встречается довольно редко, значительных коррозионных разрушений рабочих органов ЭЦН не наблюдается.

В ПАО «Оренбургнефть» при эксплуатации скважин в карбонатных и терригенных коллекторах в основном применяются ЭЦН одной группы повышенной износостойчивости: с РК и НА из нирезиста типа 1 с промежуточными подшипниками, установленными через 50 см; списание рабочих органов отработавших ЭЦН находится в пределах 20–30 %. В табл. 2 приведены данные о среднем межремонтном периоде (МРП) работы скважин в зависимости от типа коллектора.

Таблица 2

Тип коллектора	Число скважин с ЭЦН	Средний МРП, сут
Карбонатный (известняк или доломит)	1251	658
Карбонатно-терригенный	536	627
Терригенный	395	564

Учет влияния смолоасфальтеновых частиц на износостойчивость ЭЦН

Влияние смолоасфальтеновых образований, присутствующих в добываемой жидкости в виде отдельных частиц и примазок к кристаллам солей и твердых минералов, на работу скважинного оборудования требует детального изучения. Данный фактор необходимо учитывать во многих случаях при выборе конструкции скважинного оборудования. Например, при планировании применения противопесочных устройств необходимо учитывать количество смолоасфальтеновых частиц в жидкости, которые могут быстро забить рабочие элементы фильтра [10]. В работе [11] сделан вывод, что присутствие в добываемой жидкости асфальтенов значительно ускоряет процесс кольматации частицами рабочей поверхности проволочных фильтров, что уменьшает ресурс их работы.

Проведенное автором исследования показали значительное присутствие смолоасфальтеновых частиц в добываемой жидкости по большинству месторождений ПАО «Оренбургнефть». В работе [12] также отмечено присутствие этих веществ в нефтях Покровского и Пронькинского месторождений в количестве от 13,6 до 21,28 %. При планировании применения устройств противопесочной защиты в скважинах с подобным сочетанием осложняющих факторов целесообразно использовать гидроциклонные сепараторы (десандеры) или в случае применения фильтров предусмотреть ингибиторную защиту от парафиноотложения и использование растворителей смолоасфальтеновых отложений.

Способы оптимизации конструкции ЭЦН

С учетом изложенного общие требования к ЭЦН, применяемым в скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы месторождений ПАО «Оренбургнефть», должны быть следующими.

1. ЭЦН должны иметь достаточную осевую износоустойчивость для обеспечения длительной работы за пределами допустимой левой зоны напорной характеристики в скважинах со снижающимся притоком.
2. РК и НА должны характеризоваться достаточной износоустойчивостью для освоения скважин после ГРП.
3. РК и НА, по возможности, должны препятствовать отложениям на них смолоасфальтеновых частиц и солей.
4. РК и НА должны обладать достаточной коррозионной стойкостью для обеспечения длительной работы ЭЦН в условиях присутствия в добываемой жидкости H_2S и CO_2 , а также для освоения скважин после проведения СКО.

Подбор материалов для изготовления ЭЦН, применяемых в скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы

Рассмотрим некоторые материалы, используемые для изготовления РК и НА, потенциально соответствующие предложенным требованиям к эксплуатации скважин в условиях карбонатных коллекторов.

Серый чугун

Применение РК из серого чугуна является наиболее простым и дешевым вариантом. Многие нефтегазодобывающие предприятия (АО «Самаранефтегаз», ОАО «Удмуртнефть», ПАО АНК «Башнефть»),

разрабатывающие месторождения, в добываемой жидкости которых присутствует H_2S , успешно применяют ЭЦН с колесами из серого чугуна.

К основным рискам при переходе от использования ЭЦН с РК и НА из нирезиста типа 1 на серый чугун следует отнести вероятность увеличения процента списания оборудования при ремонте. Таким образом сокращение затрат на первичную закупку оборудования приведет к росту затрат на его поддержание в рабочем состоянии, и эффект от экономии совокупных затрат может быть минимальным. Кроме того, РК из серого чугуна не уменьшают адгезию смолопарафиновых частиц и интенсивность солеотложения.

С учетом технических требований ОАО «НК «Роснефть», регламентирующих обязательное применение радиальных подшипников в ЭЦН с РК и НА из серого чугуна, радиальная износоустойчивость данного оборудования вполне достаточна для скважин, эксплуатирующих карбонатные коллекторы.

Порошковые материалы

Существует мнение, что коррозионная стойкость РК и НА, изготовленных методом спекания порошкового материала, ниже, чем у нирезиста типа 1, однако достоверного подтверждения этому нет. К преимуществам данной технологии относится возможность использования РК с покрытием, снижающим вероятность отложения смолопарафиновых частиц и солей. Результаты внедрения ЭЦН с рабочими органами, изготовленными методом спекания порошкового материала (покрытие «Нефть Антисоль»), производства компании «Новомет-Пермь» на месторождениях нефтегазодобывающих обществ группы ОАО «НК «Роснефть» положительны. Тип порошка для изготовления ступеней насоса, удовлетворяющих осложненным условиям эксплуатации, описанным в статье и позволяющим добиться снижения стоимости ЭЦН, должны подобрать конструкторы и инженеры заводов-производителей.

Полимерные композиционные низкоадгезионные материалы

В последнее время все чаще стали появляться публикации об успешном использовании ЭЦН с рабочими органами из полимеров. Например, в работе [13] описан опыт решения проблемы сильного коррозионного износа РК и НА, изготовленных из нирезиста типа 1, путем перехода на ЭЦН с РК из полимерного материала Ryton (сульфид полифенилена). В России подобное оборудование многие годы выпускает ОАО «Ижнефтепласт» [14], позиционируя его как низкоадгезионные ЭЦН. Хотя

сильной коррозии РК и НА из нирезиста типа 1 на месторождениях ПАО «Оренбургнефть» не наблюдается, применение низкоадгезионных ЭЦН в условиях высокого содержания в добываемой жидкости смолоасфальтеновых образований и вероятности отложения солей будет востребовано. Так как средняя пластовая температура большинства карбонатных коллекторов составляет 46 °С, технических сложностей для использования РК из полимеров не должно возникнуть.

Подбор материалов для изготовления ЭЦН, применяемых в скважинах, эксплуатирующих терригенные коллекторы

Для эксплуатации скважин в терригенных коллекторах можно применять ЭЦН, изготовленные из следующих материалов.

Нирезист типа 1

Этот отлично зарекомендовавший себя материал остается основным для изготовления РК и НА при эксплуатации пластов с терригенными и карбонатно-терригенными коллекторами. Отсутствие большого числа случаев радиального износа указывает на то, что применение нирезиста типа 4 в рассматриваемых условиях при текущем МРП нецелесообразно. В скважинах с выносом абразивных частиц, превышающим 100 мг/л, по мнению автора, следует использовать ЭЦН с РК и НА из нирезиста типа 1 компрессионной или пакетной сборки.

Нержавеющая сталь

Применение данного материала потенциально может сократить процент отбраковки РК и НА, тем самым уменьшив стоимость обслуживания ЭЦН. Однако снизить первоначальную стоимость оборудования при переходе от ЭЦН с РК и НА из нирезиста типа 1 скорее всего не получится.

Выводы

1. Для эксплуатации скважин в условиях карбонатных коллекторов с целью оптимизации затрат на закупку оборудования рекомендуется использовать ЭЦН более низкого класса износоустойчивости и коррозионной стойкости. Целесообразно провести испытания ЭЦН с РК и НА, изготовленными из серого чугуна и порошкового материала. С учетом склонности добываемой жидкости к солеобразованию, наличия в ней смолоасфальтовых частиц и невысокой температуры большинства продуктивных пластов целесообразно использо-

вание РК, изготовленных из тепло-кислотостойких полимерных композиционных материалов. Использование ЭЦН с колесами из порошкового материала с полимерным защитным покрытием также может быть перспективным. С учетом проведения в большинстве скважин ГТМ предпочтительно применять РК двухпорной конструкции.

2. Для определения оптимальных материалов и конструкций ЭЦН необходимо провести опытно-промышленные испытания оборудования разных производителей из описанных материалов. При этом критерием эффективности должно стать не только обеспечение как минимум текущего уровня наработки на отказ, но и снижение затрат на эксплуатацию скважин в течение всего периода работы ЭЦН, которые складываются из первичной стоимости оборудования и затрат на его последующий ремонт.

3. Для скважин, эксплуатирующих карбонатно-терригенные и терригенные коллекторы, целесообразно продолжить использование ЭЦН с РК и НА из нирезиста типа 1 двухпорной конструкции с промежуточными радиальными подшипниками. Для определения возможного сокращения затрат на ремонт ЭЦН целесообразно испытать РК и НА из нержавеющей стали.

4. Для эксплуатации скважин с повышенным выносом абразивных частиц целесообразно использовать ЭЦН с высокой износоустойчивостью. Для поиска оптимальных по цене конструкций, способных минимизировать осевой износ, необходимо провести сравнительные испытания ЭЦН компрессионной, пакетной сборки или других конструкций, предлагаемых производителями. Применение нирезиста типа 4 из-за его высокой стоимости и отсутствия фактов очень высокой скорости абразивного износа нирезиста 1 нецелесообразно.

5. С учетом того, что средний диаметр выносимых частиц кварца составляет 0,1 мм, а также отсутствия в составе выносимых частиц смолоасфальтеновых образований при планировании применения пескозащитных устройств предпочтение следует отдать инерционным сепараторам песка (десендерам). При использовании фильтров вероятность быстрого их засорения смолоасфальтовыми частицами увеличивается. В этом случае необходимо предусмотреть дополнительные мероприятия по защите оборудования с использованием химических методов.

Список литературы

1. Борлинг Д.С., Свицерский С.В., Горланов С.Ф. Наилучшие практики и инновации для увеличения наработки УЭЦН на примере зрелых месторождений Компании ТНК-ВР// SPE 136407. – 2010.
2. Saveth K. New stage material combined with permanent magnet motor technology widens ESP application window// SPE-171348-MS. – 2014.
3. ОСТ 39-231-89. Вода для заводнения нефтяных пластов, определение содержания механических примесей в речных и промышленных водах.
4. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири //Нефтепромысловое дело. – 2008. – №9. – С. 33–38.
5. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Л: Недра, 1981. – С. 36, 45.
6. Кашавцев В.Е., Гатенберг Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 113 с.
7. Каталог электроцентробежных насосов ПК Борец.
8. Adams D.L. Parameters to analyze when determining abrasive wear in an electrical submersible pump system//SPE-173882-MS. – 2015.
9. Takacs G. Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations and Maintenance. 2009,
10. Анализ промышленной эксплуатации фильтра – входного модуля ФВПР5(А)-12 на фильтроэлементах из ППМ/ И.С. Пятков, В.В. Николаев, С.В. Сибирев [и др.] // Oil&Gas Eurasia. – 2011. – Апрель. – С. 48–49.
11. Пятков И.С., Кирпичев Ю.В. Фильтры ООО «РЕАМ-РТИ» для защиты оборудования от песка и проппанта//Инженерная практика. – 2014. – №2. – С. 36–38.
12. Пономарева Г.А., Понкратьев П.В., Хальзов А.А. Микроэлементный состав нефти Оренбургских месторождений //Вестник Оренбургского государственного университета. – 2012. – №1. – С. 164–171.
13. Shimokata N., Yamada Y. Troubles, problems and improvements of ESP//SPE 137337. – 2010.
14. Маркушев Ю.М. Низкоадгезионные ЭЦН. Эксплуатационная и экономическая эффективность применения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – №12. – С. 76–78.

References

1. Borling D.S. Sviderskiy. S.V, Gorlanov S.F., *Best practices and innovations to increase the MTBF of ESP as an example of mature fields of TNK-BP* (In Russ.), SPE 136407, 2010.
2. Saveth K. *New stage material combined with permanent magnet motor technology widens ESP application window*, SPE-171348-MS, 2014.
3. OST 39-231-89. *Voda dlya zavodneniya neftyanykh plastov, opredelenie sodержaniya mekhanicheskikh primesey v rechnykh i promyslovyykh vodakh* (Water for waterflooding of oil reservoirs, determining the content of mechanical impurities in the river and field waters).
4. Yakimov S.B., *Neftepromyslovoe delo*, 2008, no. 9, pp. 33–38.
5. Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M., *Karbonatnye porody – kollektory nefti i gaza* (Carbonate rocks – reservoirs of oil and gas), Leningrad: Nedra Publ., 1981, p. 36, p. 45
6. Kashavtsev V.E., Gatenberg Yu.P., Lyushin S.F., *Preduprezhdenie soleobrazovaniya pri dobyche nefti* (Prevention salt formation in oil production), Moscow: Nedra Publ., 1985, 113 p.
7. *Katalog elektrotsentrobezhnykh nasosov PK Borets* (PK Borets catalog of electric pumps).
8. Adams D.L., *Parameters to analyze when determining abrasive wear in an electrical submersible pump system*, SPE-173882-MS, 2015, April.
9. Takacs G., *Electrical submersible pumps manual*. Design, operations and maintenance. 2009,
10. Pyatov I.S., Nikolaev V.V., Sibirev S.V. et al., *Oil&Gas Eurasia*, 2011, April, pp. 48–49.
11. Pyatov I.S., Kirpichev Yu.V., *Inzhenernaya praktika*, 2014, no. 2, pp. 36–38.
12. Ponomareva G.A., Ponkrat'ev P.V., Khal'zov A.A., *Vestnik Orenburgskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2012, no. 1, pp. 164–171.
13. Shimokata N., Yamada Y., *Troubles, problems and improvements of ESP*, SPE 137337, 2010.
14. Markushev Yu.M., *Neftegazovaya vertikal' = Oil & Gas Vertical*, 2011, no. 12, pp. 76–78.

Подходы к оценке затрат на вывоз нефти танкерами ледового класса с месторождений арктического шельфа

П.А. Тарасов, В.А. Павлов, А.Е. Кравченко (ОАО «НК «Роснефть»),
Т.Э. Мамедов, Б.Р. Лившиц (ООО «АНЦ»),
В.С. Зильбер (ООО «РН-Эксплорейшн»)

Ключевые слова: арктический шельф, танкеры, ледовый класс, транспортный тариф, операционные расходы.
Key words: Offshore Arctic, tankers, ice-class, transportation rate, OPEX.

Адрес для связи: p_tarasov@rosneft.ru

Введение

Затраты на транспортировку продукции – один из основных показателей в технико-экономических оценках проектов обустройства месторождений арктического шельфа. К особенностям освоения месторождений Арктики относятся ледовые условия, низкие температуры, удаленность от инфраструктуры, отсутствие для некоторых участков технических средств круглогодичного вывоза продукции. Поэтому танкерный способ транспорта продукции может оказаться оптимальным либо единственно возможным.

Основным инструментом оценки транспортного тарифа на данный момент является мировая фрахтовая шкала Worldscale, которая представляет собой справочник тарифов по основным мировым направлениям транспортировки углеводородного (УВ) сырья. В ней приводятся данные по перевозке нефти и нефтепродуктов для гипотетического танкера с заданными параметрами: дедвейт (грузоподъемность) 75 тыс. т, скорость хода — 14,5 узла, потребление топлива на ходу — 55 т/сут, на стоянке – 5 т/сут и др. Арктический шельф РФ является беспрецедентным по тяжести условий и требованиям, предъявляемым к танкерам. Тарифы Worldscale нельзя просто перенести на данный регион как по причине отсутствия данных, так и из-за отличий в нормативах затрат по составляющим статьям для региона от среднемировых.

Это вызывает необходимость концептуального подхода к расчету тарифов транспортировки углеводородов с арктического шельфа и сравнения путей вывоза продукции через Северный морской путь (СМП) (рис. 1) [1-3]. Применяемые в таких случаях методики и удельные показатели требуют физически содержательного обоснования и анализа в целом.

Целью данной работы являются анализ укрупненной структуры затрат на транспортировку углеводородов танкерами ледового класса в условиях арктического шельфа и определение основных параметров, влияющих на стоимость транспортировки, обоснование подходов, позволяющих оценить эти параметры в условиях минимума дополнительной информации. Подход также применим к оценке стоимости вывоза продукции с неарктических участков.

Подходы к оценке транспортных затрат

В случае отсутствия необходимого маршрута в Worldscale при разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) можно рассчитать требуемый тариф двумя способами.

Первый, сметный подход требует детального описания свойств танкера и трассы и применим только для конкретного проекта танкера, в то время как на этапе концептуальных оценок может быть известен очень ограниченный набор характеристик танкеров, подходящих не для всех участков



Рис. 1. Карта возможных маршрутов транспортировки нефти танкерами

Арктики. В расчете при этом используются около 15 параметров танкера и более 10 параметров трассы. Для Арктики сложность усугубляется постоянно меняющейся ледовой обстановкой, определяющей условия и маршрут транспортировки.

Второй подход состоит в укрупнении статей затрат и установлении взаимосвязей, моделировании свойств танкера и размера затрат по каждой статье. Этот подход позволяет масштабировать сценарии на различные параметры танкера, выполнять оценку в отсутствии информации по действующим на данном маршруте судам.

В научной литературе описан ряд подходов, связывающих параметры судов, в том числе неледовых танкеров, с использованием упрощенных моделей и корреляций [4-7]. Основными параметрами грузового судна являются его основная эксплуатационная характеристика – дедвейт Dw и линейные размеры, которые в свою очередь с хорошей точностью можно принять коррелирующими с кубическим корнем из дедвейта [7].

Технические возможности современных танкеров

Для формирования базы танкеров использовалась информация из открытых источников, в том числе опубликованные в журнале The Marine World корреляционные зависимости и характеристики неледовых танкеров, параметры судов и описания перспективных проектов «Совкомфлота» для ледовых танкеров.

На рис. 2 представлены основные технические характеристики танкеров, построенных в 2008–2011 гг.,

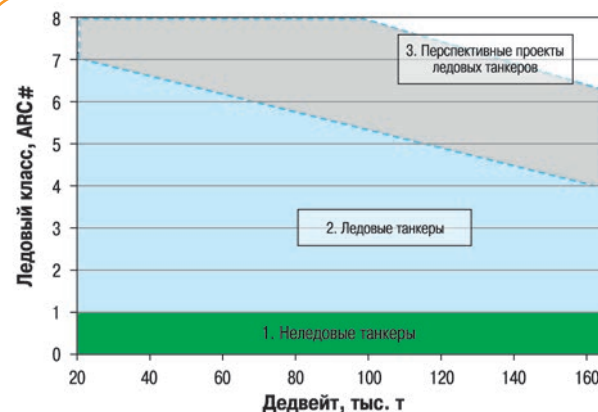


Рис. 2. Основные технические характеристики танкеров

из базы, используемой авторами. В нижней области рис. 2 показаны танкеры неледового класса, пригодные для эксплуатации в незамерзающих морях. В этом сегменте существует очень большое число аналогов с дедвейтами до 400 тыс. т. Следующая область – технически реализованные проекты танкеров ледового класса с ограниченным числом аналогов. С увеличением ледового класса и дедвейта ужесточаются требования к мощности двигательных (пропульсивных) установок и увеличивается стоимость постройки судна в целом, также существует ограничение по осадке. Так как часть рассматриваемых реализованных проектов танкеров предназначена для работы в прибрежной зоне, с повышением ледового класса диапазон дедвейтов сужается. Третья область – перспективные проекты танкеров, которые могут быть реализованы в ближайшие годы.

Затраты на транспортировку углеводородного сырья

Пример оценочной структуры транспортных затрат при перевозке углеводородного сырья челночным танкером ледового класса по маршруту Карское море – Мурманск представлена на рис. 3.



Переменные расходы

Переменные расходы зависят от организации маршрута и интенсивности перевозок. Их структура практически полностью прозрачна и подконтрольна фрахтователю. Например, обеспечение фрахтователем снабжения судна топливом является обычной практикой тайм-чартерных договоров.

Расчет расходов на топливо

Эти расходы – основная статья переменных расходов, зависящая от цен на используемое топливо. По оценкам различных авторов при стоимости топлива более 500 долл США/т ее доля в структуре затрат может превышать 50 % и нередко определяет доходность отрасли танкерных перевозок [8, 9].

Удельный расход топлива в пути для танкеров можно рассчитать, исходя из мощности задействованных энергетических установок [7]

$$V \approx A \cdot P^{0,9}, \quad (1)$$

где A – удельный коэффициент потребления топлива; P – мощность энергетических установок, МВт.

Для оценки удельного коэффициента потребления (specific oil fuel consumption (SOFC)) судна арктического класса также иногда закладывается повышающий коэффициент около 10 % с результирующим значением $SOFC \approx 185 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}$ [1].

В оценках используемое топливо подразделяется на тяжелое (мазут Ф-5, ИФО-380) $\approx 85\text{--}90\%$ расхо-

дов на топливо и судовое маловязкое – около 10–15 %, расход которого можно привести к расходу тяжелого топлива с повышающим коэффициентом.

По данным агентства Bunkerworld цены на бункеровочное топливо в основных международных портах колеблются в пределах 10 %, при этом среднемировая цена зависит от стоимости нефти и других факторов. На момент подготовки статьи цена бункеровочного топлива ИФО-380 на мировых рынках составляла не более 300 долл/т (в зависимости от региона).

В последние десятилетия в связи с ростом стоимости топлива возникла тенденция перехода танкеров на более тяжелые (и более дешевые) виды топлив. В то же время с 2015 г. в акватории стран Балтийского и Северного морей, а также вокруг Северной Америки (так называемой зоне ЕСА) введены ограничения по выбросу серы, а Европарламентом периодически выносятся предложения о запрете на использование мазута для судов, заходящих в воды Арктики, по аналогии с запретом в Антарктике, действующим с 2011 г. Из-за вводимых стандартов, ограничивающих выбросы, на новых судах все чаще предусматривается использование сжиженного газа, а также внедряются двигатели, способные работать на нескольких видах топлива.

Расход топлива зависит от тяжести ледовых условий на маршруте. Например, для арктических дизельных ледоколов при движении во льдах в зависимости от тяжести ледовых условий расход топлива увеличивается пропорционально подключенным двигателям: в 2 раза для средних условий и в 3 раза – для тяжелых. Кроме того, расход зависит от скорости движения судна. Разработчики моделей оценки эффективности СМП отмечают, что при характерном времени грузооборота через СМП, сопоставимом со временем прохождения более протяженных южных маршрутов, экономический эффект достигается за счет снижения расходов на топливо вследствие уменьшения скорости движения судна.

На стадии ТЭО в качестве первого приближения можно рекомендовать принимать расход топлива постоянным во времени с изменением коэффициента реализации скорости на участках маршрута, покрытых льдом. При движении по разводьям, как и при движении по чистой воде, расход топлива рассчитывается для задействованных мощностей, большую часть маршрута сопоставимых с мощностью эквивалентного по вместимости танкера ледового класса.

Эмпирически наличие льда учитывается через эффективную скорость на участке по требованиям Регистра [10, т. 1, ч. II, п. 2.2.3.4] и опыту проводки судов:

1) ледокольная проводка в дрейфующих льдах в период максимального развития ледяного покрова: эффективная скорость 6–7 узлов с линейным возрастанием эффективной скорости до средней в период открытой воды;

2) самостоятельное движение в дрейфующих льдах в период максимального развития ледяного покрова: а) при минимальной мощности двигателей установок, соответствующей требованиям Регистра – снижение эффективной скорости до 2 узлов; б) при повышенных мощностях двигателей установок (например, выше минимальных требований на 1 ледовый класс) – аналогично пункту 1);

3) скорость самостоятельного движения в сплошном льду (при достаточной мощности пропульсивных установок, при этом на участке используется повышенная мощность) – 5–8 узлов в зависимости от толщины льда;

4) скорость при ледокольной проводке в канале – 4–5 узлов;

5) прокладка канала в сплошном, например, припайном льду, как правило, с ледокольной проводкой – 1–2 узла.

Расход топлива на стоянке в пунктах погрузки/выгрузки составляет 5–10 % расхода в пути. Продолжительность стоянки может быть задана постоянной, около 3 сут.

Ледокольная проводка

Приказом Федеральной службы по тарифам №46-т/1 и 46-т/2 от 04.03.14 г. определены только максимальные затраты, так называемый предельный тариф, на ледокольную проводку судов, оказываемую ФГУП «Атомфлот» в акватории Северного морского пути. Тарифы, исчисляемые в рублях на единицу валовой вместимости судна, могут применяться на уровне или ниже предельного тарифа. Принципы формирования величины предельного тарифа следующие:

– предельный тариф одинаков (± 1 %) для судов арктического класса (Arc4 и выше);

– для судов с валовой вместимостью от 40 001 до 100 000 предельный тариф для проводки в период зимне-весенней навигации в пределах одной зоны составляет около 540 руб.;

– предельный тариф растет линейно до 2 раз при проводке в пределах шести зон акватории СМП;

– в летне-осенний период навигации предельный тариф снижен в 2,5 раза;

– для судов валовой вместимостью более 100 000 предельный тариф снижен на 40 %.

Альтернативным способом оценки затрат на ледокольную проводку является прямой подсчет затрат исходя из стоимости фрахта задействованных ледоколов и интенсивности грузопотока.

В настоящее время появляются примеры самостоятельного круглогодичного движения по отдельным участкам СМП. Так, относительно малотоннажные танкеры «Енисей» ледового класса Arc 7, построенные для вывоза продукции без оплаты ледокольной проводки, уже несколько лет справляются с этой задачей. Для проекта «Ямал СПГ» также планируется построить танкеры класса Arc 7, позволяющие осуществлять круглогодичную навигацию без ледокольной проводки в западном направлении, а в течение лета – в восточном направлении СМП.

Портовые сборы

Портовые сборы на территории России определяются в соответствии с Приказом Минтранса РФ № 387 от 31. 10.12 г. «Об утверждении перечня портовых сборов, взимаемых в морских портах Российской Федерации», необходимая информация доступна на сайте ФГУП «Росморпорт». Величина сборов, как правило, зависит от валовой вместимости судна или объема перевозимой продукции (нефти).

Часто для оценок используется ставка 0,5 долл. США за единицу валовой вместимости [1]. Согласно правилам порта Роттердам [11] в 2015 г. тариф составляет около 1 евро/т нефти, при этом предусмотрены понижающие коэффициенты до 25 % за регулярность посещения порта, а также другие скидки.

Постоянные эксплуатационные расходы

Данные статьи затрат можно принять независимыми напрямую от объема перевозок, выполняемых судном. В сумме с прибылью компании-оператора танкера статьи постоянных эксплуатационных расходов формируют ставку фрахта.

Ежегодная амортизация

Основной статьей постоянных расходов являются амортизационные отчисления, рассчитываемые по

линейной зависимости. Продолжительность срока службы танкеров принимается равной 20 годам, тогда ежегодные отчисления составляют 5 % первоначальной стоимости танкера. Существуют и другие схемы учета стоимости постройки судна [1] (например, равномерные выплаты 10,9 % стоимости судна в течение 15 лет). Стоимость постройки танкера можно оценить из его ледового класса и дедвейта.

Расходы на содержание судна и экипажа

Данная статья расходов включает затраты на содержание судна (ремонт и обслуживание судна, включая периодическую постанковку в док и освидетельствование классификационным обществом; материалы и снабжение; административные расходы) и экипажа.

При оценках ежегодные расходы на содержание экипажа считаются постоянными и составляют порядка 1–1,5 млн. долл./год [1, 2].

Часто при выполнении оценок для танкеров статью «содержание судна» не детализируют и принимают как долю стоимости его постройки (порядка 1 %) [2], иногда для учета условий эксплуатации в Арктике эту величину эмпирически увеличивают в 2 раза [2].

Страхование

Наибольшее влияние на размер страховой премии имеют история компании-оператора, маршрут плавания, тип груза, размер убытков, покрываемых полисом. Как следствие, страховые ставки значительно варьируют у идентичных типов судов.

Согласно данным страховых компаний при навигации в Арктике существуют следующие риски:

- недостаточно развитая инфраструктура, удаленность и разреженность маршрутов – сложные условия спасения имущества, отсутствие судоремонтных мощностей;
- сложные навигационные условия: ледовая обстановка, туманы, низкая температура, полярная ночь, ограничения по осадке, сильная зависимость от опыта ледовой навигации у экипажа;
- нехватка ледоколов;
- сам процесс ледовой проводки: караванное плавание крупнотоннажных судов.

Существует два основных вида страхования:

- 1) Каско для корпуса и механизмов (H&M, Hull and Machinery), привязанное к стоимости судна;
- 2) страхование ответственности перед третьими лицами (P&I, Protection and Indemnity), когда страховая премия может быть рассчитана от валовой вместимости судна.

Вследствие специфики рынка информация о величинах премий морских страховщиков является закрытой. Суммарную стоимость страховки можно принять как долю от стоимости судна или привести к единице дедвейта. Годовую сумму обоих видов страховых премий оценивают как долю от стоимости судна (0,15–0,34 %). Обсуждается также принятие повышающих коэффициентов для страхования судов, следующих по СМП, например, в виде дополнительной ставки 5–10 долл./год за единицу валовой вместимости судна [2, 3]. Вместе с тем в случае применения хорошо отработанных технологий управления ледовой обстановкой, безопасных судов высокого ледового класса страховщики допускают использование среднемировых величин страховых премий на маршрутах, проходящих через СМП.

Мощность пропульсивной установки

Для танкеров неледового класса мощность коррелирует с дедвейтом, при этом для описания статистических данных можно использовать степенную зависимость для мощности [5, 6]

$$P \approx 1,1 \cdot Dw^{0,53}. \quad (2)$$

где Dw – дедвейт танкера, тыс. т.

Для оценки мощности двигательных установок танкеров ледового класса сделаем несколько допущений.

Во-первых, будем считать, что ледовый класс можно связать с толщиной льда, в котором не исключается движение судна. Например, по правилам Российского морского регистра судоходства для арктических судов ледового класса можно сопоставить толщины преодолеваемого ледяного поля при самостоятельном плавании, движении в разводьях между льдинами и преодолении стыков ледяных полей [10, т. 1, ч. II, п.2.2.3.4], (рис. 4).

Во-вторых, предположим, что мощность является функцией габаритов судна и потенциально преодолеваемой толщины льда. Введем упрощающее предположение, что габариты танкера коррелируют с его дедвейтом. При данных предположениях формула для оценки ледопроеходимости в зависимости от характерных габаритов судна и толщины льда выглядит следующим образом [12]:

$$P \propto Dw^A \cdot h^B, \quad (3)$$

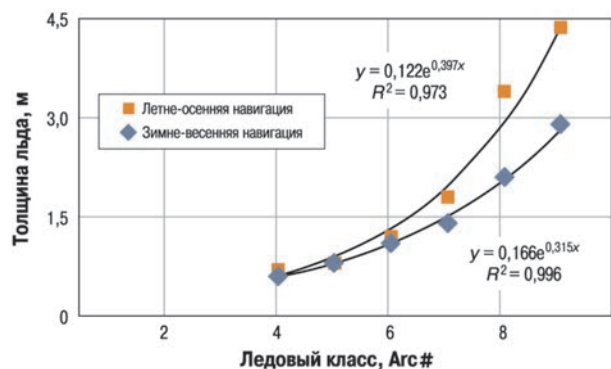


Рис. 4. Соответствие толщины льда арктической категории судна по данным Российского морского регистра судоходства

где h – толщина льда, м; A, B – коэффициенты, которые в данном случае могут быть оценены как $A \propto 0,33, B \propto 1,5$.

Мощность двигательных установок танкеров ледового класса представим как, например, сумму двух составляющих: мощности танкера соответствующего дедвейта неледового класса и мощности, необходимой для преодоления льдов заданной толщины h

$$P \approx 1,1Dw^{0,53} + 2h^{1,5} \cdot Dw^{0,33}. \quad (4)$$

На рис. 5 сопоставлены модельные зависимости и характеристики проектных и построенных танкеров. Для наглядности танкеры сгруппированы по классам: неледовые, Arc 4-5, Arc 6-7. Для сравнения приведены характеристики нескольких полярных дизельных и атомных ледоколов (эквивалент «дедвейта» пересчи-

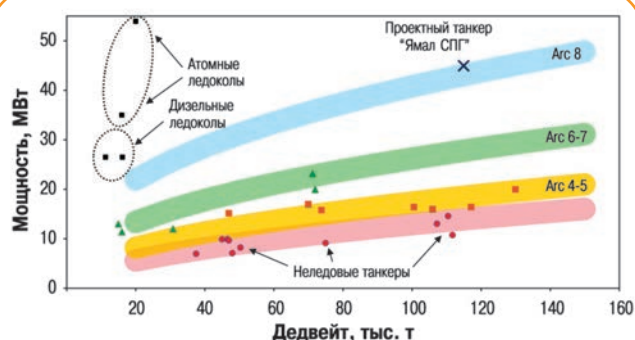


Рис. 5. Модельные зависимости мощности двигательной установки от дедвейта и ледового класса для основных групп танкеров, фактические параметры судов

тан из водоизмещения с коэффициентом 0,8). Проектируемые танкеры для «Ямал СПГ» будут классифицированы Регистром как Arc 7, при этом заложенные в проект пропульсивные установки соответствуют ледопроеходимости 2,1 м и фактически требованиям по мощности, предъявляемым ледовому классу Arc 8.

Стоимость постройки танкера

Согласно анализу базы параметров танкеров неледового класса наибольшую корреляцию со стоимостью судна имеет дедвейт танкера. Ценовая модель постройки танкера имеет степенной вид

$$Cost \approx 3,2Dw^{0,6}, \quad (5)$$

где $Cost$ – стоимость постройки танкера, млн. долл. США.

Для танкеров ледового класса анализ имеющейся базы показывает, что мощность двигательной установки имеет значимую корреляцию со стоимостью. В данном случае дедвейт танкера и ледовый класс судна входят в стоимость опосредованно, через увеличение мощности. Имеющаяся база танкеров описывается как степенной, так и линейной зависимостью. Для простоты можно принять линейную зависимость вида

$$Cost \approx 6,5P. \quad (6)$$

На рис. 6 представлена оценка точности полученных стоимостных моделей ледовых и неледовых танкеров.

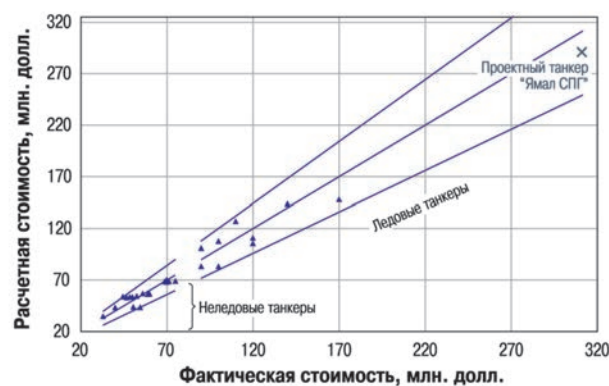


Рис. 6. Стоимостные модели ледовых и неледовых танкеров, выделен 20%-ный коридор погрешности

Заключение

Предложенный подход к оценке стоимости перевозки углеводородов танкерами с использованием укрупненных статей затрат предполагает физически обоснованную взаимосвязь основных параметров судна и статей затрат с возможностью их верификации и выполнения оценок при минимуме входных данных.

Основную неопределенность в оценке стоимости вывоза танкерами углеводородов с арктического шельфа вносят вид, стоимость и фактический расход используемого топлива; скорость движения во льдах; необходимость и стоимость ледакольной проводки.

Данные вопросы следует прорабатывать на этапе концептуальных оценок. Вопрос организации движения во льдах также заслуживает дополнительного изучения. Вероятно, в ближайшем будущем с планируемой постройкой ледаколов нового поколения и общим развитием СМП стоимость и схемы ледакольной проводки значительно изменятся, а затраты на обеспечение движения во льдах снизятся.

Результаты работы можно использовать для определения технических и экономических показателей при выполнении концептуальных оценок на этапе обоснования инвестиций или в период разработки ТЭО.

Список литературы

1. Verny J., Grigentin C. Container shipping on the Northern Sea Route // International Journal Production Economics. – 2009. – Vol. 122. – P. 107–117.
2. Furuichi M., Otsuka N. Economic feasibility of container, finished vehicle and LNG transport by Arctic shipping. -PIANC World Congress San Francisco, USA, 2014.
3. Oil tanker transportation in the Russian Arctic/ A. Konygin, S. Nekhaev, D. Dmitruk [et al.] // IJSTR. – 2015. – Vol. 4:3. – P. 27–33.
4. Parsons M.G. Ship design and construction: edited by Lamb I.T. – Parametric Design., New York: Society of Naval Architects and Marine Engineers, 2003.
5. Piko G.P. Regression analysis of ship characteristics, Canberra, 1980.

6. *Propulsion trends in tankers*. – MAN Diesel, Denmark, 2009.
7. Knight K., Mathis I. NED Procedures manual – Deep draft navigation, Appendix H: Vessel Operating Cost Guide, 2010.
8. Ronen D. The effect of oil price on containership speed and fleet size // Journal of the Operational Research Society. – 2011. – Vol. 62. – P. 211–216.
9. Stopford M. Maritime Economics, 2009.
10. Правила классификации и постройки морских судов / Российский Морской Регистр Судоходства. – СПб, 2015. – 505 с.
11. General terms and conditions including port tariffs, Port of Rotterdam, 2015.
12. Титов И.А., Климашевский С.Н., Симонов Ю.А. Приближенное определение основных характеристик ледаколов и судов ледового плавания // Судостроение. – 1996. – № 4. – С. 3.

References

1. Verny J., Grigentin C., *Container shipping on the Northern Sea Route*, International Journal Production Economics, 2009, V. 122, pp. 107–117.
2. Furuichi M., Otsuka N., *Economic feasibility of container, finished vehicle and LNG transport by Arctic shipping*, PIANC World Congress San Francisco, USA, 2014.
3. Konygin A., Nekhaev S., Dmitruk D., Sevastyanova K., Kovalev D., Cherenkov V., *Oil tanker transportation in the Russian Arctic*, IJSTR, 2015, V. 4:3, pp. 27–33.
4. Parsons M.G., *Ship design and construction*: edited by Lamb I.T., Parametric Design., New York: Society of Naval Architects and Marine Engineers, 2003.
5. Piko G.P., *Regression analysis of ship characteristics*, Canberra, 1980.
6. *Propulsion trends in tankers*, MAN Diesel, Denmark, 2009.
7. Knight K., Mathis I., *NED Procedures manual – Deep draft navigation*, Appendix H: Vessel Operating Cost Guide, 2010.
8. Ronen D., *The effect of oil price on containership speed and fleet size*, Journal of the Operational Research Society, 2011, V. 62, pp. 211–216.
9. Stopford M., *Maritime Economics*, 2009.
10. *Pravila klassifikatsii i postroyki morskikh sudov* (Terms of classification and construction of sea vessels) in Rossiyskiy Morskoy Registr Sudokhodstva (Russian Maritime Register of Shipping), St. Peterburg, 2015, 505 p.
11. *General terms and conditions including port tariffs*, Port of Rotterdam, 2015.
12. Titov I.A., Klimashevskiy S.N., Simonov Yu.A., *Sudostroenie*, 1996, no. 4, p. 3.

Оптимизация состава сооружений как элемент управления затратами при обустройстве нефтяных месторождений

**Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов (АО «Самаранефтегаз»),
А.Ф. Исмаилов, А.В. Гришагин, А.Н. Гуров
(ООО «СамарНИПИнефть»),
А.А. Каверин, к.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»)**

Рассмотрены вопросы снижения затрат на строительство за счет обоснованного сокращения количества материалов и соответственного уменьшения объемов работ с учетом оптимизации состава сооружений объектов наземного обустройства в части сбора продукции нефтяных скважин.

Facilities optimization as an element of cost management in the oil & gas field development

**G.G. Gilaev, O.V. Gladunov (Samaraneftegaz JSC, RF, Samara),
A.F. Ismagilov, A.V. Grishagin, A.N. Gurov
(SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara),
A.A. Kaverin (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)**

The article describes measures for cutting construction costs focusing on reasonable material savings. It leads to a reduction in the scope of work taking into account optimized surface facilities for collection of oil well products.

Перспективы вовлечения в разработку тонких подгазовых оторочек высоковязкой нефти

**Н.Н. Иванцов, А.А. Гильдерман, А.О. Гордеев (ООО «ТННЦ»),
Л.А. Гайдуков (ОАО «НК «Роснефть»)**

Рассмотрены основные проблемы и особенности разработки тонких подгазовых оторочек высоковязкой нефти на примере Ван-Еганского месторождения. Предложен комплексный подход к их разработке, который значительно повышает вероятность коммерчески успешной эксплуатации данных объектов.

Prospects of under-gas-cap heavy oil rim development

**N.N. Ivantsov, A.A. Gilderman, A.O. Gordeev
(TNNC LLC, RF, Tyumen),
L.A. Gaydukov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)**

The main problems and specifics of under-gas-cap heavy oil rim development are considered on the example of Van-Egan field. Complex approach to their development is proposed which significantly increases probability of successful commercial exploitation of these objects.

Опыт интерпретации сейсмических данных Верхнечонского месторождения как основа постоянно действующей модели

В.В. Иванюк, М.В. Лебедев, М.Ю. Шаповалов (ООО «ТННЦ»)

Сейсморазведка 3D, проведенная на месторождении в 2008–2011 гг., дала возможность проследить геологические особенности разреза, принципиально не выявляемые по данным 2D наблюдений. Рассмотрены особенности тектоники и магматизма; кольцевые аномалии и их вещественный состав в верхах фундамента; особенности строения осинского пласта. Разработана инновационная методика сейсмической инверсии для акустически контрастного слоя, частным случаем которого является вендский терригенный комплекс Сибирской платформы. Выполнен прогноз фильтрационно-емкостных свойств целевых терригенных пластов. Создана качественно новая геологическая модель месторождения, ставшая основой для планирования эффективной разработки и принятия управленческих решений.

Case study: seismic data interpretation on the Verkhnechonsky field as basis of constantly working geological model

V.V. Ivanyuk, M.V. Lebedev, M.Yu. Shapovalov (TNNC LLC, RF, Tyumen)

3D seismic surveys carried out in the field in 2008–2011 made it possible to trace the geological features of the cross-section which could not be seen from 2D materials. This paper describes the tectonics and magmatic features; circle anomalies and their material composition at the upper parts of the basement; as well as structural features of Osinsky Formation. An innovative seismic inversion method was developed for the acoustically contrast layer a special case of which being the Vendian terrigenous complex of the Siberian platform. This allowed predicting porosity and permeability properties of the target terrigenous reservoirs, which, in turn resulted in a qualitatively new geological model of the field, which became the basis for planning efficient development and making management decisions.

Оптимизация добычи газа с двух месторождений на основе интегрированной модели

М.С. Кармазин, А.Ю. Юшков, С.В. Бучинский (ООО «ТННЦ»)

Рассмотрено создание интегрированной модели двух месторождений для оптимизации добычи газа. Представлены основные принципы поиска оптимального соотношения добычи газа между двумя месторождениями, работающими в одну точку сбора, а также основные аспекты и ограничения системы для проведения данной работы. Результатом является инструмент, позволяющий решать оптимизационные задачи.

Gas production optimization for two fields based on integrated model

**M.S. Karmazin, A.Yu. Yushkov, S.V. Buchinskiy
(TNNC LCC, RF, Tyumen)**

This article describes how to build an integrated model of two fields in order to optimize gas production. It also describes how to find an optimal gas production ratio between the two fields producing into a single collection point, and the basic details and system limitations in carrying out this type of work. The result will be a tool that allows to solve optimization tasks.

Опытно-промышленная разработка туронской газовой залежи Харампурского месторождения

**А.Н. Киселев, С.В. Бучинский, А.Ю. Юшков, И.И. Белов (ООО «ТННЦ»),
Ф.Н. Нигматуллин, Р.М. Муртазин, Р.Р. Исламов (ООО «РН-Уфанипнефть»),
В.Н. Суртаев, О.А. Лознюк (ОАО «НК «Роснефть»)**

В настоящее время большинство разрабатываемых крупных месторождений газа Западной Сибири вошло в стадию падающей добычи. В таких условиях все большую актуальность приобретает задача освоения газового потенциала трудноизвлекаемых запасов туронских отложений, разработка которых с применением традиционных подходов экономически и технологически неэффективна. Выбор перспективных типов заканчивания скважин на период опытно-промышленной разработки туронской залежи Харампурского месторождения осуществлен путем многовариантных расчетов показателей разработки на секторной гидродинамической модели и их последующей оценки в условиях текущих технико-экономических предпосылок. Результаты реализации опытно-промышленных работ будут положены в основу планирования полномасштабного освоения запасов газа туронских залежей Западной Сибири.

Pilot development of Turonian low-permeability gas reservoirs of the Kharampurskoye field

**A.N. Kiselyov, S.V. Buchinskiy, A.Yu. Yushkov, I.I. Belov (TNNC LLC, RF, Tyumen),
F.N. Nigmatullin, R.M. Murtazin, R.R. Islamov (UfaNIPneft LLC, RF, Ufa),
V.N. Surtaev, O.A. Loznyuk (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)**

Currently, most of the major operated gas fields in Western Siberia have reached the stage of declining production. Under such conditions, the task of development of Turonian hard-to-recover gas potential becomes all the more urgent, since the conventional approaches are uneconomic and technologically ineffective. The advanced types of well completions within a pilot project on Turonian deposits of Kharampurskoye Field were selected by multivariate runs of development indicators on a sector flow simulation model followed by evaluation thereof in the context of current technical and economic assumptions. The results of the pilot project will be the basis for planning a full-scale development of Turonian gas reserves in Western Siberia.

Основы петрофизической модели Русского месторождения

А.В. Мальшаков, И.О. Ошняков (ООО «ТННЦ»)

Рассмотрены специальные подходы к анализу керновой и каротажной информации для тонкослоистых коллекторов. Большое внимание уделено достоверному определению доли проницаемых прослоев и восстановлению их истинных свойств по результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин. Выполнена оценка фильтрационно-емкостных свойств разрезов скважин Русского месторождения с учетом их тонкослоистой природы. Приведена оценка изменения линейных запасов углеводородов по скважинам Русского месторождения в сравнении с классическим подходом к интерпретации изучаемых отложений.

Basis of petrophysical model of the oilfield Russkoye

A.V. Malshakov, I.O. Oshnyakov (TNNC LLC, RF, Tyumen)

This paper describes specific approaches to the analysis of core and log data for thin-bed reservoirs. A lot of attention was paid to the reliable determination of the proportion of permeable layers and the restoration of their true properties in compliance with the results of interpretation of geophysical well logging data. The estimation of reservoir properties of well sections of the oilfield Russkoye was performed in the view of their thin-bed nature. The assessment of changes in stock tank oil in place in wells of Russkoye oilfield in comparison to the classical approach to the interpretation of the surveyed deposits.

Организация дистанционного обучения медицинского персонала здравпунктов стандартам экстренной медицинской помощи на догоспитальном этапе

**Е.Ю. Мамонова, В.М. Леванов (ОАО «НК «Роснефть»),
О.А. Косолапов (ГБОУ ВПО «Нижегородская гос. медицинская академия» Минздрава России)**

Представлен опыт применения телемедицинских методов для организации системы дистанционных тренингов по обучению медицинского персонала современным методам оказания экстренной медицинской помощи. Тренинги проведены в форме многоточечных сеансов видеоконференцсвязи, организованной из аудитории ОАО «НК «Роснефть» со здравпунктами, обслуживающими дочерние общества компании. Эффективность использования дистанционных технологий обусловлена возможностью обучения медицинского персонала удаленных здравпунктов без отрыва от трудовой деятельности, привлечения высококвалифицированных преподавательских кадров, снижения затрат, связанных с командировочными расходами, внедрения единых современных стандартов медицинской помощи.

The organization of remote training of the health centers medical personnel to standards of emergency medical aid at a pre-hospital stage

**E.Yu. Mamonova, V.M. Levanov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow),
O.A. Kosolapov (Nizhniy Novgorod State Medical Academy,
Ministry of Health of Russia, RF, Nizhniy Novgorod)**

In article experience of telemedical methods application for the organization of remote trainings system on training the medical personnel is submitted to modern methods of emergency medical aid rendering. Trainings were carried out in the form of multipoint sessions of the videoconferencing organized from an audience of Rosneft Oil Company OJSC with the health centers serving the enterprises of Societies of Group. Efficiency of use of remote technologies is caused by an opportunity of training of the medical personnel of the removed health centers without avulsion from labour activity, attraction of the highly skilled teaching personnel, decrease of the expenses connected to travelling and living expenses, introduction of uniform modern standards of medical aid.

Разработка алгоритмов повышения эффективности добычи нефти электроцентробежными насосами в условиях ограничения потребляемой электроэнергии

В.Г. Михайлов, М.Г. Волков, А.В. Жонин
(ООО «РН-Уфанипнефть»)

Разработана методика, позволяющая осуществить перераспределение добычи нефти в группе скважин, оснащенных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), при ограничении подводимой мощности электроэнергии путем изменения режима эксплуатации скважин (частоты питающего напряжения), отключения скважин с высоким энергопотреблением и реализации методов интенсификации добычи нефти (ИДН) на отдельных скважинах. Разработаны рекомендации по изменению режима работы каждой скважины, входящей в расчетную группу, обеспечивающие достижение максимальной добычи нефти.

Development of algorithms to improve the efficiency of oil production using electric submersible pumps in conditions of limited electric power

V.G. Mikhaylov, M.G. Volkov, A.V. Zhonin
(RN-UfaNIPneft LLC, RF, Ufa)

The authors proposed a technique for the redistribution of production within the group oil wells equipped with electrical submersible pumps (ESP) by changing the mode of operation of wells (frequency voltage), shutting in of wells with high power consumption and implementing intensification of single well oil production, when power input is limited. Recommendations are given for changing the operating mode of each well forming a part of the groups. These operations give a possibility to achieve the maximum oil production.

Анализ неопределенностей и оценка рисков по технологическим показателям разработки перспективных залежей и площадей

С.А. Песоцкий, Д.А. Перовский (ООО «ТННЦ»)

Разработан и реализован алгоритм вероятностной оценки показателей разработки новых площадей с учетом неопределенностей статического и динамического характера. Полученные результаты использованы при перспективном планировании объектов промышленного обустройства одного из перспективных участков Восточного Увата.

Uncertainty analysis and risk evaluation in hydrocarbon production for new areas during exploration and pilot production stages

S.A. Pesotskiy, D.A. Perovskiy (TNNC LLC, RF, Tyumen)

An algorithm for probabilistic forecasting of hydrocarbon production for new areas taking into account static and dynamic uncertainties is developed and applied. The results were used in field facilities planning for one of new East Uvat prospective oil areas.

Развитие геолого-разведочного проекта в Уватском районе на юге Западной Сибири

В.Г. Сафонов, К.Ю. Зервандо (ООО «ТННЦ»)

Представлены основные результаты геолого-разведочной деятельности в пределах Уватского проекта за последние 10 лет. Рассмотрен опыт применения таких новых методик, как инверсионные преобразования и бассейновое моделирование. Показана эволюция представлений о геологическом строении и региональной нефтеносности Уватского района. Приведена динамика успешности поисково-разведочного бурения и прироста извлекаемых запасов нефти за 12 лет, отражающая эффективность стратегии геологического изучения Уватского проекта, выработанной на основе изучения опыта проведения геолого-разведочных работ и их научно-аналитического сопровождения. Этот подход может быть использован на других крупных проектах компании на начальной стадии их освоения.

Development of exploration project in the Uvat Area, south of Western Siberia

V.G. Safonov, K.Y. Zervando (TNNC LLC, RF, Tyumen)

The article demonstrates the main results of exploration activities within the Uvat project in the last 10 years. The experience of application of the new techniques such as inversion and basin modeling is described. The evolution of ideas about geology and regional petroleum potential of Uvat area is also described. The profile of successful E&A drilling and growth of recoverable oil reserves in 12 years is given, which reflects the efficiency of the geological study strategy for the Uvat project generated by studying the results of exploration activities and scientific and analytical support. This approach can be used on other major projects of the company at an early stage of their development.

Подходы к оценке затрат на вывоз нефти танкерами ледового класса с месторождений арктического шельфа

П.А. Тарасов, В.А. Павлов, А.Е. Кравченко (ОАО «НК «Роснефть»), Т.Э. Мамедов, Б.Р. Лившиц (ООО «АНЦ»), В.С. Зильбер (ООО «РН-Эксплорейшн»)

Выполнен анализ укрупненной структуры затрат транспортировки углеводородов танкерами при эксплуатации в регионе арктического шельфа. В результате анализа существующих проектов танкеров ледового класса предложены корреляционные зависимости для оценки основных характеристик судна и способов расчета статей затрат на вывоз углеводородов в условиях минимума информации.

Approaches to estimating cost of oil transportation by ice-class tankers from Arctic oilfields

P.A. Tarasov, V.A. Pavlov, A.E. Kravchenko (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow), T.E. Mamedov, B.R. Livshyts (ARC LLC, RF, Moscow), V.S. Zilber (RN-Exploration LLC, RF, Moscow)

The paper presents an analysis of an enlarged cost structure of oil transportation by ice-classed tankers in the Arctic. Based on the analysis of existing projects of ice-classed tankers some correlation dependences are suggested to be used for key vessel parameters evaluations and costs calculation for oil transportation when minimum information available.

Опыт разбуривания Усть-Тегусского месторождения в условиях высокой неопределенности геологического строения

**А.П. Шиляев (ООО «ТННЦ»),
В.А. Закиркин (ООО «РН-Уватнефтегаз»)**

Продуктивность значительной части месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» связана с трудноизвлекаемыми запасами нефти тюменской свиты. Геологическое строение этих отложений на территории Уватского проекта осложнено выступами фундамента и резкой изменчивостью свойств коллектора по площади. На примере Усть-Тегусского месторождения продемонстрирована высокая значимость геологического сопровождения в осложненных условиях при бурении эксплуатационного фонда скважин. Анализ и своевременные рекомендации по корректировке стратегии разработки новых участков месторождения с учетом полученных данных о строении залежей позволяют предприятию поддерживать высокую эффективность проекта.

История развития петрофизической модели верхнечонского горизонта

**Н.В. Щетинина, Я.И. Гильманов, Д.А. Анурьев,
Е.С. Бусуек (ООО «ТННЦ»)**

На примере Верхнечонского месторождения показано развитие петрофизического обеспечения засоленных коллекторов на протяжении почти 40 лет. Выполнен анализ изученности пласта на каждом этапе, в результате чего выявлены проблемы оценки его фильтрационно-емкостных параметров и предложены пути решения как результат активной позиции недропользователя и деятельности большого числа исследователей, проектных институтов и производственных организаций, которые были успешно аккумулированы и дополнены специалистами ООО «ТННЦ». Показано, как внедрение комплексного подхода к изучению керна и оптимального комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) с обеспечением метрологического контроля позволило пересмотреть петрофизическую модель верхнечонского горизонта в целом, прогнозировать засоление порового пространства пласта Вч, повысить точность оценки пористости и водонасыщенности, улучшить модель проницаемости. На примере развития петрофизической модели верхнечонского горизонта показано, что успешное развитие крупных проектов компании требует создания междисциплинарных групп, состоящих из представителей различных направлений. Показана важность изучения опыта предшественников, а также необходимость выработки новых подходов.

Создание пилотного петрофизического проекта и использование современных подходов в ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Н.В. Щетинина, С.А. Ященко, А.В. Хабаров, к.т.н. (ООО «ТННЦ»)

Показан пример создания пилотного проекта, в основу которого положено использование в ООО «Тюменский нефтяной научный центр» ряда современных подходов: процедуры деконволюции гамма-гамма плотностного каротажа, обработка данных ядерно-магнитного каротажа, построение литологической модели проницаемости, капиллярной модели насыщенности, автоматизация процессов с помощью скриптов и рабочих процессов. Особое внимание уделено разработке единых шаблонов и стандартов внутри компании, внедрению системы оценки качества материалов геофизических исследований скважин, которые обеспечили существенную экономию времени при изменении дальнейшей стратегии бурения, снижение геологических рисков, позволили за короткий срок значительно улучшить качество поступающей информации, а также эффективно управлять разработкой и разведкой месторождений.

Practice of drilling at Ust-Tegusskoye field in conditions of high uncertainty of the geological structure

**A.P. Shilyaev (TNNC LLC, RF, Tyumen),
V.A. Zakirin (Uvatneftegas LLC, RF, Tyumen)**

Majority of Uvatneftegas oil fields contain hard-to-recover reserves of the Tyumen suite. Their geological structure is characterized by basement highs and lateral discontinuity of reservoir properties. The article highlights the critical importance of geological support in complex drilling conditions on a case study of Ust-Tegusskoye oil field. High efficiency of Uvat project is ensured by analysis and forehanded adjustments of field development strategy based on up-to-date data from drilled wells.

History of petrophysical model evolution, Verkhnechonsky horizon

**N.V. Schetinina, Ya.I. Gilmanov, D.A. Anuryev, E.S. Busuek
(TNNC LLC, RF, Tyumen)**

The case study of Verkhnechonskoye field shows the evolution of petrophysical support of saline reservoirs evaluation for nearly forty years. The reservoir knowledge at each stage was analyzed, which revealed the challenges in the evaluation of reservoir porosity and permeability parameters and suggested the solutions, as a result of pro-active attitude of the operator and the efforts of researchers, design institutes, and production organizations, which were successfully accumulated and enlarged by TPRC specialists. The article demonstrates how the comprehensive core analysis and optimum well logging suite with metrological control allowed to revise the petrophysical model, predict the pore space salinization, improve the accuracy of porosity and water saturation estimation, and improve the permeability model. The petrophysical model of the VCh horizon demonstrates that the successful development of the Company's major projects requires the formation of multidisciplinary teams consisting of experts in different disciplines. The importance of studying the lessons learned as well as the need to develop new approaches is highlighted.

Generation of petrophysical pilot project and using state-of-the-art approaches in Tyumen petroleum research center

**N.V. Shchetinina, S.A. Yashchenko, A.V. Khabarov
(TNNC LCC, RF, Tyumen)**

The article presents an example of generating a pilot project that is based on a number of state-of-the-art approaches. Those are deconvolution of bulk density, NMR data processing, building of permeability lithological model, saturation capillary model, automatization by means of scripts and workflows in Tyumen petroleum research center. A special attention is given to development of single templates and standard in the company, to implementation of fundamentally new system to evaluate logging data that allowed saving a significant amount of time while changing the further drilling strategy and mitigating the geological risks. It also allowed improving the quality of incoming information over short time period and also to manage field's development and appraisal.

О возможностях оптимизации классов износоустойчивости электроцентробежных насосов на месторождениях ОАО «Оренбургнефть»

С.Б. Якимов (ОАО «НК «Роснефть»)

Приведены результаты исследований состава выносимых частиц в добываемой из карбонатных и терригенных коллекторов жидкости, а также концентрации растворенных агрессивных газов по скважинам, эксплуатируемым ОАО «Оренбургнефть». Выполнена оценка склонности вод к отложению карбоната кальция и сульфата кальция. С использованием методов, применяемых зарубежными компаниями, построена зависимость индекса агрессивности выносимых частиц от концентрации абразивных минералов. Выделены четыре области с различной вероятностью абразивного износа электроцентробежных насосов (ЭЦН). Рассмотрены оптимальные материалы рабочих колес и направляющих аппаратов, а также конструкции ЭЦН для условий эксплуатации скважин на месторождениях ОАО «Оренбургнефть». На основании анализа с целью снижения затрат на эксплуатацию скважин предложены пути оптимизации ЭЦН по классам их износоустойчивости. Проведенные исследования состава выносимых добываемыми водами частиц выявили высокое содержание смолистоасфальтеновых образований. Эффективная защита ЭЦН от механических примесей с использованием фильтров затруднена из-за высокой вероятности их засорения смолистоасфальтеновыми частицами. Для повышения эффективности защиты оборудования рекомендовано использовать пескоуловители (десандеры).

Potential optimization of ESP wear resistance class at Orenburgneft JSC fields

S.B. Yakimov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

The article cites analysis data of particles' composition in the fluid produced from carbonate and terrigenous reservoirs, and analysis data of dissolved corrosive gases concentration in wells operated by Orenburgneft JSC. Water tendency was evaluated of calcium carbonate and sulfate scale buildup. Produced particles corrosiveness index was plotted versus concentration of produced abrasive minerals, using the methods applied by foreign companies, and on this basis four areas were identified with different probability of ESP abrasive wear. Optimal materials for working wheels and guide apparatus were reviewed as well as ESP design for operation in Orenburgneft JSC fields. Based on the analysis and in order to reduce well operation costs ESP optimization options were offered by their wear resistance class. The analysis of solids produced with water demonstrated high concentration of asphaltic resinous components. Efficient filter protection of ESP from solids is complicated by high probability of their plugging with asphaltic resinous particles. In order to improve the efficiency of equipment protection it is recommended that desanders should be used.

Особенности сейсмогеологической модели сложнопостроенной залежи Русского месторождения

Н.В. Янкова, И.А. Копысова (ООО «ТННЦ»)

Рассмотрен один из методов исследования отложений сложнопостроенных залежей с целью детализации строения продуктивных пластов и выделения зон с заданными значениями вероятности наличия коллектора, благоприятных для заложения горизонтальных скважин.

Features of geoseismic modeling of Russkoye field complex deposit

N.V. Yankova, I.A. Kopysova (TNNC LLC, RF, Tyumen)

The article describes one of the methods for the analysis of complex reservoirs aimed at detailed description of pay zones and determination of zones favorable for horizontal wells placement based on probability cube values.