

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XIV научно-практическая конференция

**Геология и разработка месторождений
с трудноизвлекаемыми запасами**

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Москва

2014

СОДЕРЖАНИЕ

Альвард А.А., Милованович И., Николовский М. Особенности и перспективные направления увеличения добычи нефти и сокращения темпов падения базовой добычи на месторождениях «NIS a.d.» (Сербия).....	6
Арутюнов Т.В. Технологии эффективной выработки запасов углеводородов из нефтенасыщенных сланцев	7
Асмандияров Р.Н., Кладов А.Е. Планирование, учет добычи, формирование и предоставление отчетности при разработке трудноизвлекаемых запасов в ООО «РН-Юганскнефтегаз»	8
Асмандияров Р.Н., Слабецкий А.А., Лепихин Е.А., Давлетбаев А.Я. Интеграция всех видов исследований скважин в прокси-модели и выбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ в низкопроницаемых коллекторах.....	9
Афонин Д.Г. Опыт и основные направления принятия решений при проектировании разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами	10
Баранов В.Е., Велиев Г.Г., Гельфгат М.Я., Муравьев А.В., Наумов Ю.А. Вопросы эффективности и безопасности при освоении шельфовых месторождений	11
Гайнетдинов Р.Х., Янтудин А.Н., Якупов Р.Ш., Кунафин А.Ф., Имашев Р.Н., Ахтямова Д.И. Анализ эффективности эксплуатации боковых горизонтальных стволов в расчлененных коллекторах	12
Гонжал М.И. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами на примере месторождений ОАО «РИТЭК»	13
Григорьев К.С. Опыт разработки трудноизвлекаемых запасов на примере Приобского месторождения	14
Давыдов А.В., Ишбулатов С.Ю., Сулейманов Д.Д. Особенности трехмерного моделирования низкопроницаемых нефтематеринских пород.....	15
Дрейман В.А., Толстолыткин Д.В., Чупров А.А., Смирнов А.С., Самойлов М.И. Прогнозирование дебитов новых скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов пласта АВ ₁ ¹⁻² Самотлорского месторождения	16
Зуев М.В. Влияние совместимости закачиваемых вод на гидродинамические характеристики пласта	17

Иванишин В.М., Сираев Р.У., Сотников А.К., Вахромеев А.Г., Марков С.Г. Инновационная технология бурения горизонтальных стволов добывающих скважин в трещиноватых карбонатах рифея в условиях аномально низкого пластового давления	18
Иванцов Н.Н., Степанов С.В., Степанов А.В., Бухалов И.С., Елецкий С.В. Оценка возможностей современных симуляторов имитировать пластовые процессы, протекающие при разработке месторождений высоковязкой нефти	19
Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Шеремеев А.Ю. Результаты широкомасштабного внедрения новой технологии исследований скважин при мониторинге разработки трудноизвлекаемых запасов	20
Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н. Текущее состояние и перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти	21
Каплан Ю.В., Колчанова И.О., Рябов Ю.Н., Ханафин И.А. Применение азимутальных измерений в комплексе каротажа во время бурения при геонавигации в сложных геологических условиях.....	22
Киямова Д.Т., Разживин Д.А., Хакимзянов И.Н., Багаутдинов Г.М. Обоснование оптимальной длины условно горизонтального ствола и места бурения дополнительного ответвления в скважине с горизонтальным окончанием (на примере месторождения Республики Татарстан).....	23
Королев С.Н., Ильченко С.А. Адаптация данных контроля работы механизированного фонда скважин для определения фильтрационных параметров пласта	24
Кульчицкий В.В., Щебетов А.В., Айгунян В.В. Бурение скважин малого диаметра для освоения баженовской свиты	25
Латыпов И.Д., Макатров А.К., Ситдилов С.С. Анализ результатов тестирования песка в качестве расклинивающего агента при гидроразрыве пласта	26
Лялин А.В., Лялина О.Е. Анализ атрибутов сейсмического волнового поля с целью структурно-тектонического районирования отложений доюрского комплекса и выявления тектонических особенностей нефтеперспективных комплексов осадочного чехла на участка месторождений ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)	27
Макатров А.К., Иксанов И.М., Латыпов И.Д., Ситдилов С.С. Анализ влияния прочности пропантa на проницаемость трещины гидроразрыва	28
Манушкина А.А., Ярметов В.Е., Скуба Д.А. Опыт выявления пропущенных залежей нефти в отложениях сложного строения на основе геолого-геофизических исследований на Анастасиевско-Троицкой площади	29

Марьянович Ю.В., Решетников Д.А., Савинов Е.А. Оценка потенциальных ресурсов газогидратов на Восточно-Мессояхском месторождении	30
Митин А.В., Наумов Ю.А., Рубцова А.В. Микросейсмический мониторинг многостадийного гидроразрыва пласта в режиме реального времени как способ уменьшения обводнения скважин	31
Мусабиров М.Х. Комплекс технологий стимуляции скважин в карбонатных коллекторах ОАО «Татнефть».....	32
Николаев М.Ю., Саломатин Е.Н., Щербина В.В. Решение некоторых актуальных задач исследования керна и флюидов методами лабораторных ЯМР-исследований: опыт ООО «ТННЦ».....	33
Овсянникова Е.А. Литолого-фациальная характеристика продуктивных пластов Нх-I и Нх-II-IV нижнехетской свиты Ванкорского месторождения	34
Санников И.Н., Трегубова Л.В. Особенности моделирования разработки нефтяных оторочек на примере месторождения им. Ю. Корчагина	35
Сапожников А.Е., Игумнов И.А., Лютиков А.Н., Фомина А.А., Вешняков А.С., Мокрушин П.А., Перевозчиков С.Н. Опыт и перспективы применения модификаторов фазовой проницаемости для ограничения водопритока из пласта при разработке нефтяных месторождений Удмуртской Республики.....	36
Семенов В.Н. Особенности моделирования верхнефранских органогенных построек Бузулукской впадины на примере Рыбкинского месторождения	37
Сырмолов А.Н., Наумов Ю.А. Комплексный подход к изучению свойств сложных карбонатных коллекторов с применением специальных методов геофизических исследований скважин	38
Толстолыткин И.П., Мухарлямова Н.В. Роль трудноизвлекаемых запасов в нефтедобыче ХМАО-Югры на современном этапе.....	39
Федоров Б.А., Ларина Е.П. Особенности подсчета запасов скоплений углеводородов в порово-трещиноватых коллекторах на примере месторождений Томской области.....	40
Фомкин А.В., Петраков А.М., Жуков Р.Ю. Применение метода изменения направления фильтрационных потоков при разработке карбонатных коллекторов.....	41
Хуснулина Г.Р. Применение комплексного подхода исследований отложений викуловской свиты с целью оптимизации разработки Красноленинского месторождения (Западная Сибирь).....	42
Шайбакова Н.А., Уразаков К.Р. Метод снижения давления на устье добывающих скважин Западной Сибири	43

Шайхутдинов С.Г., Буторин С.В., Урманов Е.Г. Применение спектрометрического гамма-каротажа в процессе бурения многоствольных и горизонтальных скважин со сложнопостроенными коллекторами	44
Шакиров В.А., Миропольцев К.Ф. Влияние сульфатизации песчаника на строение залежей и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов бобриковского горизонта Пронькинского месторождения	45
Шустов Д.В., Якимов С.Ю. Применение геомеханических подходов при совершенствовании проектирования и разработки карбонатных коллекторов	46
Щербаков А.А., Турбаков М.С. О повышении эффективности виброволнового воздействия на призабойную зону нефтяного пласта	47
Юсифов Т.Ю. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта с уменьшением массы проппанта	48
Ющенко М.А., Наумов Ю.Н., Муравьев А.В. Исследования нетрадиционных коллекторов – подходы и возможности лабораторий «Везерфорд»	49
Яртиев А.Ф. Экономический анализ применения новейших технологий для трудноизвлекаемых запасов нефти Татарстана	50
Яртиев А.Ф. Тяжелые нефти Республики Татарстан	51

Особенности и перспективные направления увеличения добычи нефти и сокращения темпов падения базовой добычи на месторождениях «NIS a.d.» (Сербия)

*А.А. Альвард, И. Милованович, М. Николовский
(ООО «Научный Технологический Центр НИС НАФТАГАЗ»)*

Основная добыча углеводородов на территории Сербии (Великая Венгерская равнина Паннонского бассейна) сконцентрирована в глубоких суббассейнах и около них. Суббассейны содержат зрелые материнские породы. Большинство газовых месторождений богаты конденсатом и обычно содержат значительное количество диоксида углерода, образовавшегося в результате термического разложения карбонатных пород в фундаменте. Основные продуктивные горизонты (глубины залегания от 800 до 2600 м) связаны с миоценовыми терригенными отложениями и корами выветривания пород фундамента. Промышленная разработка месторождений начата в 50-е годы XX века.

В 2008–2013 гг. за счет реализации большого объема геолого-технических мероприятий (ГТМ), в том числе бурения новых скважин, дополнительно добыто 1,920 млн. т нефти и конденсата, при этом начальные извлекаемые запасы увеличились на 38 % по сравнению со сформированной ресурсной базой на конец 2009 г.

Несмотря на большой объем выполненных ГТМ, на большинстве месторождений компании наблюдается тенденция падения базовой добычи. Основной причиной этой проблемы, по мнению авторов, является истощение пластового давления (все месторождения компании разрабатываются без поддержания пластового давления (ППД)).

Для повышения эффективности разработки месторождений рассматривается вопрос об актуальности и перспективе освоения системы ППД, выбор залежей-кандидатов для начала опытно-промышленных работ (ОПР) по закачке агентов. Обоснование выбора залежей-кандидатов базируется в основном на анализе геолого-промыслового материала, геолого-физических характеристик объектов с использованием современных методов обработки статистической информации и аналитических исследований методом главных компонент и регрессионного анализа при обобщении критериев применимости систем ППД к условиям месторождений компании.

Выделены три однородные группы объектов, объединение в которые проведено исходя из их геолого-физической природы. Во II группе объектов авторами рекомендованы для ОПР следующие объекты разработки (по приоритетности): 1) Pg1 и K2-1 (месторождение Русанда), Pz1 (месторождение Турия-Север), K2+Bd (месторождение Итебей); 2) нижний понт (месторождение мокрен Запад – комплексы E, F, G), M (Sm) + TG (Pz) (месторождение Кикинда Варош), Mz+Bd (месторождение Елемир).

В настоящее время, на газоконденсатной залежи пласта Pg1 месторождения Русанда ведется закачка CO₂ в одну скважину, в процессе освоения под закачку воды и CO₂ находится 18 скважин, в том числе 14 – на залежи пласта Pz1 (Турия-Север, вода), 3 – на залежи пласта K2+Bd (Итебей, вода), 2 – на залежи пласта Pg1 (Русанда, CO₂), 1 – на залежи пласта K2-1 (Русанда, вода).

Технологической эффект от закачки (CO₂ и сточная вода) к 2030 г. составит 1,3 млн. т нефти и конденсата.

Технологии эффективной выработки запасов углеводородов из нефтенасыщенных сланцев

Т.В. Арутюнов
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»)

Высокие цены на нефть, современные технологии добычи, увеличивающийся мировой спрос на жидкие углеводороды, падающие темпы добычи традиционных запасов нефти – все это привело нефтяные компании к необходимости разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в частности, месторождений сланцевой нефти.

При добыче сланцевой нефти применяют новейшие технологии, которые увеличивают стоимость извлечения углеводородов по сравнению со стоимостью добычи традиционной нефти.

Для подбора оптимальной технологии добычи сланцевой нефти был выбран пласт ЮС₀, представляющий собой нефтенасыщенный сланец. Для того, чтобы оценить перспективы разработки сланцевого пласта ЮС₀, необходимо рассмотреть те факторы, которые имеют наибольшее влияние при подходе к данному вопросу. Наиболее важными из них являются технология добычи сланцевой нефти, коэффициент извлечения нефти и экономическая эффективность проекта.

После рассмотрения и тщательного анализа вышеуказанных факторов было выделено несколько способов добычи сланцевой нефти с определением их преимуществ и недостатков. В частности, были исследованы тепловые методы воздействия на сланцевую породу (методом электропрогрева) и проанализирована эффективность многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальной скважине. Установлено, что применение тепловых методов обеспечивает больший коэффициент извлечения нефти по сравнению с технологией МГРП. Однако основным ограничением при использовании тепловых методов является глубина применимости данного способа. В связи с этим в условиях пласта ЮС₀ к реализации рекомендуется метод МГРП, так как на сегодняшний день данная технология является наиболее подходящей.

Планирование, учет добычи, формирование и предоставление отчетности при разработке трудноизвлекаемых запасов в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

*Р.Н. Асмандияров, А.Е. Кладов
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Во исполнение требований закона Российской Федерации от 23.07.13 г. № ФЗ-213, для исключения необоснованного применения понижающего коэффициента K_d к ставке НДС при разработке залежей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти в ОАО «НК «Роснефть» разработаны и внедрены локальные нормативные документы, устанавливающие правила применения понижающих коэффициентов, учета нефти в нефтегазодобывающих обществах. В компании утверждены порядок взаимодействия и разграничение ответственности подразделений при планировании разработки и учете добычи ТРИЗ. Таким образом, перед каждым нефтегазодобывающим обществом поставлена задача обеспечить:

- измерение количества добываемой сырой нефти и определение ее физико-химических свойств по каждой скважине, эксплуатирующей ТРИЗ, не менее 4 раз/мес, или проведение достаточного числа замеров в зависимости от отработанного времени;
- измерение количества сырой нефти измерительными установками или средствами измерений утвержденных типов, поверенными в установленном порядке;
- определение физико-химических свойств (плотности нефти и воды, содержания механических примесей, хлористых солей) добываемой сырой нефти по каждой скважине, эксплуатирующей ТРИЗ, в испытательных лабораториях, соответствующих требованиям Стандарта компании;
- регистрацию всех показаний средств измерения, результатов испытания проб жидкости и результатов расчета массы нефти;
- хранение архивных данных, касающихся даты проведения измерений, физико-химических свойств сырой нефти в режиме ограниченного доступа;
- закрытие добычи и формирование отдельного пакета регламентной отчетности по скважинам, эксплуатирующим ТРИЗ.

Приведены примеры реализации поставленных задач службами ООО «РН-Юганскнефтегаз» с применением как системы сбора промышленной информации на базе модуля OilInfoSystem (OIS PRODUCTION), так и корпоративных программ (ПК «Гид», «РН-Добыча»). Рассмотрены проблемные вопросы, возникающие при формировании регламентных отчетов по разработке ТРИЗ.

Интеграция всех видов исследований скважин в прокси-модели и выбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ в низкопроницаемых коллекторах

***Р.Н. Асмандияров, А.А. Слабецкий (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
Е.А. Лепихин, А.Я. Давлетбаев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

При разработке низкопроницаемых коллекторов во всех скважинах осуществляется гидравлический разрыв пласта (ГРП). Закачка жидкости в скважины при высоких давлениях нагнетания приводит к формированию в продуктивных пластах сети трещин автоГРП. По значительному добывающему фонду скважин наблюдаются прорывы закачиваемой жидкости. Задача выявления источников обводнения таких скважин сводится к определению полудлин и азимутов трещин автоГРП. В корпоративном программном комплексе «РН-КИН» (модуль «Прокси-модель») задача с определением геометрии трещин автоГРП успешно решается.

Существующая прокси-модель представляет собой упрощенный 2D гидродинамический симулятор, позволяющий в автоматическом режиме настраиваться на различные промысловые данные и результаты исследования скважин. Так, модуль «Прокси-модель» использует данные технологического режима скважин, свойства пласта и добываемой продукции, результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) для построения карт проводимости пласта. Для настройки геометрии трещин автоГРП в модели используются результаты гидропрослушивания, трассерных исследований, гироиклинометрии, гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившихся и установившихся режимах фильтрации, физико-химические свойства жидкостей глушения, начальные параметры уплотняющих скважин и др. При отсутствии противоречий в результатах исследований на основе расчетов прокси-модели получают карты пластового давления и остаточных нефтенасыщенных толщин, выделяются недренируемые зоны пласта. В дальнейшем в таких зонах осуществляется выбор скважин-кандидатов для проведения зарезки боковых стволов (ЗБС).

Данный подход апробируется на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз», поскольку позволяет достигать высоких запусковых параметров в скважинах после проведения геолого-технических мероприятий. Кроме того, в настоящее время в модуль «Прокси-модель» встроены геомеханический симулятор, позволяющий рассчитывать длину и траекторию развития трещин автоГРП с учетом текущего распределения давлений и исключать случаи необоснованного поворота техногенных трещин автоГРП при адаптации прокси-моделей.

Опыт и основные направления принятия решений при проектировании разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

*Д.Г. Афонин
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

На примере двух крупных месторождений Западной Сибири выявлены особенности разработки и геологического строения, предложены основные проектные решения для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с одновременным повышением конечного коэффициента извлечения углеводородного сырья и сокращением затрат. Показана эффективность предложенных решений в виде дополнительной добычи и чистого дисконтированного потока денежной наличности.

В рамках исследований применялись методы статистики для обобщения промыслово-геофизических данных, анализа и проведения вычислительных экспериментов, а также метод математического моделирования.

Решение задачи повышения конечного коэффициента извлечения углеводородного сырья и сокращения текущих и капитальных затрат выполнено путем планирования опытно-промышленных работ по бурению многозабойных горизонтальных скважин на залежах с газовыми шапками. На ачимовских залежах выделен один элемент с различными расстояниями между нагнетательной и добывающими скважинами с целью определения оптимальной плотности сетки скважин, изучения характера воздействия нагнетательной скважины на добывающие путем закачки меченой жидкости и гидропрослушивания.

Сформулированные в докладе решения прошли апробацию ЦКР, ГКЗ. Полученные результаты использованы при составлении ряда проектных технологических документов, в том числе ТЭО КИН. Предложенные решения позволили существенно снизить капитальные вложения и эксплуатационные затраты, а также вовлечь нерентабельные объекты в разработку.

Рассмотренные основные принципы могут быть реализованы на целом ряде месторождений, осложненных наличием газовых шапок, низкопроницаемых ачимовских и юрских отложений.

Вопросы эффективности и безопасности при освоении месторождений Арктического шельфа

*В.Е. Баранов, Г.Г. Велиев, М.Я. Гельфгат, А.В. Муравьев, Ю.А. Наумов
(Weatherford)*

При освоении нефтегазовых месторождений на морском шельфе особенно остро встают проблемы экологической и промышленной безопасности. Короткий навигационный период в Арктике заставляет находить самые эффективные и надежные технологии разведки и разработки. Технология бурения с управляемым давлением на забое SecureDrilling™ позволяет своевременно распознавать малейшие признаки выбросов и поглощений бурового раствора и, регулируя давление в затрубном пространстве, предотвращать аварийные ситуации. Система включает вращающийся пренватор (дивертор бурового раствора), манифольд с автоматическим штуцером и систему сбора данных в режиме реального времени. Оптимальные условия в затрубном пространстве поддерживаются регулировкой противодействия на штуцере. Технология позволяет вести бурение в сложных условиях узкого «бурового окна» и аномальных перепадов пластовых давлений и в то же время предотвращает повреждение продуктивного пласта при первичном вскрытии. Другая технология – бурение с использованием обсадной колонны или хвостовика – позволяет решать проблемы прохождения интервалов с высоким поглощением раствора, в зонах многолетнемерзлых пород и при этом экономит буровое время. Для повышения эффективности и безопасности рабочего персонала на морских сахалинских проектах применяется буровая установка с системой верхнего привода и автоматизированного спуска колонн OverDrive™.

Для успешной геонавигации при проходке в сложных коллекторах важно быстро и достоверно получать данные о структуре, литологии и нефтеносности пласта. Такую возможность обеспечивает полевая лаборатория для исследования бурового шлама, оснащенная комплексом для рентгеноструктурного (XRD), рентгенофлуоресцентного (XRF) анализов и пиролитическим анализатором органического вещества (SRA).

Оптимизация разработки достигается благодаря мониторингу важнейших параметров пласта (давления, температуры, расхода), систематизации и интерпретации данных в режиме реального времени с помощью пакета программного обеспечения Field Office™. Для измерений в условиях экстремально высоких давлений и температур незаменимы оптоволоконные датчики давления и температуры, выдерживающие длительные вибрации и пиковые нагрузки, ожидаемые при проведении вторичного вскрытия пласта и ГПП. Все перечисленные технологии предназначены для обеспечения безопасности бурения, контроля эксплуатации скважин, эффективного управления разработкой месторождения (Smart fields) и оптимизации производства.

Анализ эффективности эксплуатации боковых горизонтальных стволов в расчлененных коллекторах (на примере пласта БП₁₀² Южно-Тарасовского месторождения)

***Р.Х. Гайнетдинов, А.Н. Янтудин, Р.Ш. Якупов,
А.Ф. Кунафин, Р.Н. Имашев, Д.И. Ахтямова
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)***

Анализ эксплуатации горизонтальных скважин в монолитных коллекторах при разработке контактной водонефтяной зоны показывает, что их использование предпочтительнее по сравнению с вертикальными скважинами. При этом, согласно рекомендациям ряда авторов, ствол горизонтальной скважины должен размещаться как можно ближе к кровле пласта – для снижения эффекта влияния конуса подошвенной воды. Такие скважины характеризуются высокими дебитами нефти, продолжительным безводным периодом и полной выработкой потенциальных запасов. В то же время большинство пластов с подстилающей водой характеризуются наличием глинистых перемычек между нефтенасыщенными прослоями. При этом непроницаемые барьеры могут как распространяться на всю залежь, так и выклиниваться в нефтяной части пласта.

Одним из объектов бурения боковых горизонтальных стволов на Южно-Тарасовском месторождении является пласт БП₁₀², характеризующийся пластово-сводовым типом строения. Средняя проницаемость пласта равна $(8-10) \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 6-7 м, расчлененность – 6,7. Разработка началась в 2001 г., текущий коэффициент извлечения нефти равен 0,192 при проектном 0,300. На начальном этапе пласт разрабатывался наклонно направленными скважинами с плотностью сетки 54 га/скв. К 2007 г. эффективность скважин постепенно снизилась и согласно решениям проектного документа об уплотнении сетки скважин было начато бурение боковых горизонтальных стволов в сводовой части пласта с переносом контура поддержания пластового давления в ближний, ранее добывающий, ряд. В целом на пласт БП₁₀² было пробурено шесть горизонтальных стволов длиной 400-500 м в кровельной части пласта. В результате проведенных операций добыча нефти возросла. При этом по пласту через некоторое время наблюдалось стремительное повышение водонефтяного фактора продукции – быстрое обводнение совпало с вводом боковых горизонтальных стволов. При анализе было установлено, что горизонтальные стволы дренируют только 39 % потенциальных запасов.

Построение детальной геологической модели пласта БП₁₀², а также проведение гидродинамических расчетов показали, что при проводке горизонтальных стволов в кровельной части выработка запасов происходит избирательно: глинистые перемычки, простирающиеся на всю нефтяную залежь, экранируют выработку нижних прослоев. Предложена программа исследования по определению текущей насыщенности в зонах под глинистой перемычкой.

Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами на примере месторождений ОАО «РИТЭК»

*М.И. Гонжал
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде)*

На балансе ОАО «РИТЭК» числятся залежи с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), отнесенные к баженовским, абалакским продуктивным отложениям, нефтеносные пласты тюменской свиты. Степень их освоения различна: разрабатываемые, подготовленные, разведываемые. Структура начальных извлекаемых запасов по категориям C_1+C_2 разрабатываемых месторождений с ТРИЗ: в низкопроницаемых пластах – 42 %, в отложениях тюменской свиты – 52 %, баженовской – 6 %, абалакской – 52 %.

На Средне-Назымском месторождении успешно реализуется новый, защищенный патентом РФ, термогазовый способ разработки отложений баженовской свиты, направленный на максимизацию извлечения легкой нефти не только из дренируемых зон, но и из недренируемой матрицы, а также из керогена. Система поддержания пластового давления (ППД) предусматривает нагнетание водовоздушной смеси в пласт при естественной повышенной пластовой температуре с обеспечением самопроизвольных окислительных процессов.

В 2014 г. составлен проект пробной эксплуатации палеозойской залежи. Отложения представлены эффузивными породами, переслаивающимися с известняками, а также отложениями коры выветривания проницаемостью $(0,79-7,1) \cdot 10^{-3}$ мкм². Проект предусматривает детальное изучение объекта бурением, проведение испытаний, гидродинамических исследований, исследований керна. Анализ фактической динамики технологических показателей разработки показал, что на данных объектах могут быть получены значительные притоки нефти (100 м³/сут и более), однако основной проблемой является практическая реализация системы ППД в условиях сложного геологического строения, слабой проницаемости и высокой неоднородности пласта.

На Апрельском месторождении для залежи нефти тюменской свиты предложен подход, при котором разработка осуществляется горизонтальными скважинами с длиной горизонтального участка 1000 м, в которых проводятся многозонные гидравлические разрывы пласта (МЗГРП). С целью ППД планируется бурение наклонно направленных скважин. Данные решения легли в основу технологической схемы опытно-промышленной разработки в 2013 г.

Приведенная выше система разработки также успешно реализуется на месторождении им. В.Н. Виноградова (залежь нефти в терригенном пласте фроловской свиты), которое в настоящее время вступило в фазу активного разбуривания. Операции МЗГРП сопровождаются микросейсмическими исследованиями, что позволяет оперативно вносить коррективы в схему размещения планируемых к бурению скважин. В рамках авторского надзора за разработкой выполняются расчеты на геолого-гидродинамических моделях для определения оптимальной длины горизонтальных участков стволов. С целью увеличения коэффициента извлечения нефти и охвата воздействием ведутся расчеты вариантов с закачкой водогазовой смеси в пласт.

Опыт разработки трудноизвлекаемых запасов на примере Приобского месторождения

К.С. Григорьев
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Приобское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре. Объектами промышленной разработки на месторождении в настоящее время являются пласты АС₇, АС₈, АС₉, АС₁₀⁰⁻¹, АС₁₀⁰⁻², АС₁₀¹⁻³, АС₁₀⁴, АС₁₁¹, АС₁₂¹, АС₁₂³⁻⁵ черкашинской свиты, которые сложены чередованием (зачастую достаточно тонким) песчаников, алевролитов и аргиллитов. Геологические запасы составляют более 1,4 млрд т, извлекаемые – около 400 млн.т, фонд – более 2500 скважин. Разработка месторождения характеризовалась первоначальным бурением скважин на более продуктивных участках с последующим переходом на менее продуктивные с меньшими толщинами. В настоящее время разбуривание наклонно направленными скважинами участков с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) оказывается на грани рентабельности. Требуется комплексный подход и апробация новых систем разработки, позволяющих вырабатывать такие запасы при более высокой экономической эффективности.

В результате концептуального моделирования, включающего сейсмические, петрофизические, геофизические и фациальные исследования, выделены ключевые зоны осадконакопления: мелководный шельф, зона склона и глубоководный шельф. Каждая зона охарактеризована уникальным набором свойств и количественных параметров. Таким образом, выделены категории трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к пластам небольшой толщины и/или с низкими ФЕС. Например, районы бурения в средней и дистальной зоне конуса выноса характеризуются значительными толщинами, пониженными коллекторскими свойствами пласта, высокой площадной неоднородностью и повышенным содержанием глинистой составляющей. Это обуславливает низкие дебиты и резкое падение дебитов и приемистостей в первые месяцы работы скважин.

Наличие на месторождении перепада гипсометрических уровней по продуктивному горизонту (до 350 м), является предпосылкой наличия переходной зоны насыщения коллектора и водонефтяного контакта (ВНК). Так, в 2008 г. было начато разбуривание района, который выделяется как наиболее погруженный. Средняя начальная обводненность скважин составила 55 %, на начало 2013 г. половина скважин находилась в пьезометрическом фонде из-за низких дебитов. Данный район был выделен еще в одну категорию трудноизвлекаемых запасов – «недонасыщенный коллектор».

В 2012 г. тестовое бурение и ввод в эксплуатацию горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) показали весьма высокие результаты. В 2013 г. запланированные участки вовлечения трудноизвлекаемых запасов с помощью новых технологий были утверждены в рамках технологической схемы опытно-промышленных работ. В настоящее время на Приобском месторождении пробурено 16 горизонтальных скважин с МГРП.

Особенности трехмерного моделирования низкопроницаемых нефтематеринских пород

*А.В. Давыдов, С.Ю. Ишбулатов, Д.Д. Сулейманов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Нефтематеринские карбонатно-кремнисто-глинистые толщи баженовской свиты распространены на всей территории Западной Сибири, запасы углеводородов в толщах баженовской свиты соизмеримы с запасами крупных терригенных месторождений. Разработка данных толщ сопряжена с существенными трудностями, вызванными сверхнизкой проницаемостью матрицы, низкими пористостью, плотностью запасов и неоднородностью их залегания. Характеристики породы изменяются по глубине и простиранию, что является причиной плохой прогнозируемости продуктивности скважин. Методы площадной разработки приводят к появлению большой доли «сухих» скважин. В среднем одна из четырех скважин дает рентабельные притоки нефти.

При создании моделей нефтематеринские породы необходимо разделять на литотипы по вещественному составу. Для баженовской свиты возможным вариантом может быть разделение на три «проводящих» литотипа (кремнистый, битуминозный, карбонатный) и «не проводящий» литотип (глинистые перемычки). Для каждого «проводящего» литотипа характерна своя природа порового пространства.

В случае баженовской свиты можно выделить трещинно-поровый и трещинный типы порового пространства, характерные для битуминозного и кремнистого литотипов, при этом битуминозный литотип в среднем имеет проницаемость $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² и пористость 0,01 %, в кремнистых породах проницаемость равна $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость – 0,04 %. Трещинно-кавернозный тип отличается наиболее высокой проницаемостью. Данный тип коллектора приурочен к карбонатному литотипу, в котором проницаемость принята равной 0,1 мкм², а пористость – 0,01 %.

При создании модели фильтрации для нефтематеринских пород рекомендуется разграничить фильтрующие, нефтесодержащие и изолирующие интервалы. При этом трещиноватые участки ограничены и преимущественно простираются по направлению север-юг.

Важную роль в определении фильтрационных каналов в нефтематеринских толщах играют данные мониторинга. Для баженовской свиты выявляется связь между динамикой добычи и динамикой закачки. Реакция на закачку воды не зависит от расстояния между скважинами – корреляция обнаружена на расстоянии более 2,5 км, тогда как скважины, расположенные ближе к очагу нагнетания, не реагировали. Данное явление объясняется наличием сети трещин.

Прогнозирование дебитов новых скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения

*В.А. Дрейман, Д.В. Толстолыткин, А.А. Чупров,
А.С. Смирнов, М.И. Самойлов
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) – одна из наиболее эффективных на сегодняшний день технологий, позволяющих вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы. Наиболее перспективным для проведения МГРП на Самотлорском месторождении является пласт АВ₁¹⁻² («рябчик»), в котором сосредоточены основные текущие трудноизвлекаемые запасы.

На начало 2014 г. на Самотлорском месторождении выполнено 110 операций МГРП по разным технологиям с разным числом стадий в скважинах. Для повышения эффективности технологии МГРП и ее тиражирования на весь пласт АВ₁¹⁻² требуется изучение влияния фильтрационно-емкостных свойств, энергетических параметров пласта и параметров МГРП на эффективность работы скважин.

Создан метод расчета прогнозных показателей проектных скважин с МГРП на основе данных о продуктивности пласта, пластовом давлении, числе ГРП и расстоянии между ними. Решение поставленной задачи получено путем практического и имитационного гидродинамического моделирования. Моделирование МГРП осуществлялось способом локального измельчения сетки вдоль ствола скважины на расстояние развития трещины и явным заданием параметров трещин в измельченных ячейках. Результаты расчетов для пробуренной горизонтальной скважины с шестистадийным ГРП совпали с фактическими данными.

Созданы синтетические модели, соответствующие диапазону изменения свойств пласта АВ₁¹⁻². Для каждой модели проведена серия расчетов с варьированием пластового давления, числа стадий ГРП, расстояния между трещинами. Результаты имитационных расчетов обобщены, построены зависимости входных дебитов и накопленной добычи от каждого из анализируемых параметров. Создана единая многопараметрическая зависимость для расчета дебитов и накопленной добычи, учитывающая число стадий ГРП, расстояние между ними, а также пластовое давление и продуктивность пласта. Проведено сопоставление расчетных показателей с результатами эксплуатации скважин.

Таким образом, разработан алгоритм экспресс-оценки прогнозных показателей проектных скважин с МГРП на основе аппроксимационных зависимостей для отложений «рябчика» пласта АВ₁¹⁻².

Влияние совместимости закачиваемых вод на гидродинамические характеристики пласта

*М.В. Зуев
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Рассмотрены проблемы солеотложений, возникающих в процессе закачки вод в систему поддержания пластового давления.

Приведены результаты изучения совместимости вод Северо-Губкинского месторождения, используемых для заводнения нефтяных пластов, с водами продуктивных отложений. Компьютерные расчеты степени равновесия промышленных вод с основными природными и техногенными минералами и солями выполнены с помощью программы HydroGeo (HG2004).

В ходе моделирования пересчитаны исходные результаты анализов для восстановления электронейтральности вод и их перевода к пластовым термодинамическим условиям, после чего рассчитана насыщенность растворов минералами, включенными в систему моделирования. Установлено, что выпадение солей происходит в результате изменений ионного состава их растворов, рН, давления и температуры.

В результате проведенных исследований сделан вывод, что при совместной закачке подтоварной воды и воды из водозаборных скважин образуется осадок неорганических солей, что приводит к изменению состояния призабойной зоны скважин, фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Для борьбы с отложением солей рекомендуется проведение геолого-технических мероприятий, в частности, соляно-кислотных обработок, закачки селективных гелей, ингибиторной защиты (ингибитор ХПС-005) с проведением гидродинамических исследований до и после мероприятий.

Инновационная технология бурения горизонтальных стволов добывающих скважин в трещиноватых карбонатах рифея в условиях аномально низкого пластового давления

*В.М. Иванишин, Р.У. Сираев, А.К. Сотников,
А.Г. Вахромеев, С.Г. Марков
(Иркутский филиал ООО «РН-Бурение»)*

С 2010 г. начато горизонтальное эксплуатационное бурение на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении. Результаты бурения первых скважин показали, что Юрубченская залежь является крайне сложным объектом. Горизонтальным бурением открыт принципиально новый для концептуальной модели строения рифейской залежи тип магистрально-проводящих зон трещинно-жильного коллектора, которые не поддаются кольматации.

Внедрение на двух горизонтальных скважинах принципиально новой технологии – бурения на «управляемом давлении – МРД» расширило опыт, дополнило наработанный алгоритм первичного вскрытия, но обозначило новые технологические проблемы. Установлено, что бурение на МРД, сохраняя проницаемость трещиноватых зон, увеличивает дебит поглощения/проявления в зависимости от созданных в горизонтальной части ствола гидродинамических условий. Одновременно наблюдаются два процесса: скважина (открытый ствол) и поглощает и проявляет.

По результатам бурения девяти горизонтальных стволов можно уверенно утверждать, что стандартизированный проектный подход первичного вскрытия рифейских карбонатов не отвечает геологическим условиям: типу коллектора и гидродинамическим особенностям. Эффективность применения МРД на двух скважинах ограничена суммарной проницаемостью вскрытого коллектора, физическими особенностями бурового раствора (плотность – не менее $0,82 \text{ г/см}^3$) и открытой системой очистки.

Таким образом, главная проблема первичного вскрытия горизонтальным бурением нефтяной залежи на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении – это катастрофические поглощения в трещиновато-кавернозных доломитах рифея. Затраты на бурение горизонтального ствола длиной 1000 м кратно превышают проектные. Нарботанный практикой алгоритм в целом решает задачу бурения горизонтальных стволов по заданной сетке, за исключением аномально проводящих зон коллектора жильного типа, хотя и с затратами выше проектных.

Следующим шагом внедрения инновационных технологий в сложных карбонатах рифея в условиях аномально низкого пластового давления являются бурение на депрессии (UBD) или комбинированный подход (MPD-UBD) в узком диапазоне равновесных эквивалентных забойных давлений. Последняя технология позволит вскрывать продуктивный пласт на равновесии даже при одновременных проявлении и поглощении, не превышая параметры безопасности.

Оценка возможностей современных симуляторов имитировать пластовые процессы, протекающие при разработке месторождений высоковязкой нефти

*Н.Н. Иванцов, С.В. Степанов, А.В. Степанов,
И.С. Бухалов, С.В. Елецкий
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Целью данной работы было исследование возможностей коммерческих симуляторов имитировать процессы, которые могут происходить при разработке месторождения, осложненного высокой вязкостью нефти (около 200 мПа·с), наличием газовой шапки и подстилающей воды. В качестве тестируемых выбраны четыре доступных для использования симулятора: ECLIPSE, Tempest MORE, tNavigator и STARS. Модели в трех первых симуляторах реализованы в виде приближения «черной нефти», а модель в позиционном симуляторе STARS создана на основе наборов компонентов, составляющих фазы, со свойствами, полностью аналогичными таковым для остальных симуляторов. Во всех случаях настройки численных алгоритмов брались по умолчанию.

Для тестирования сформулированы следующие задачи: 1) трехфазная фильтрация с закачкой холодной воды; 2) трехфазная фильтрация с закачкой водного раствора полимера; 3) добыча нефти в случае вязкостной неустойчивости. Моделирование проводилось на наборе расчетных сеток различной дискретизации. Таким образом, главным акцентом в тестировании являлась оценка способности симуляторов имитировать конусообразование и прорыв воды.

Анализ результатов моделирования показал, что расчетные параметры работы добывающей скважины существенно зависят от особенностей дискретизации, а для одинаковых расчетных сеток – различны и для разных симуляторов. Такая особенность в большей степени характерна для трехфазной фильтрации. В этом случае даже при схожей динамике обводненности, динамика газового фактора в большинстве рассмотренных примеров значительно различается, причем как в задаче заводнения, так и в задаче с закачкой полимерного раствора.

Для понимания роли численных эффектов дополнительно рассмотрены модели с образованием только конуса газа. В такой постановке расчет газового фактора в меньшей степени зависит от расчетной сетки, однако сходимость расчетов проявляется при весьма детальных расчетных сетках, применение которых для полномасштабного и даже секторного моделирования проблематично.

Применительно к тестируемым симуляторам можно отметить сходство (хотя и не повсеместное) в результатах расчетов на ECLIPSE и tNavigator и заметное различие с ними и между собой результатов расчетов на Tempest MORE и STARS.

В результате выполнения данной работы сформулированы принципы построения секторных моделей, включая требования по дискретизации расчетной сетки. Это позволяет значительно снизить численную ошибку гидродинамических расчетов в случае моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти, в том числе с применением методов увеличения нефтеотдачи.

Результаты широкомасштабного внедрения новой технологии исследований скважин при мониторинге разработки трудноизвлекаемых запасов

*А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев, А.Ю. Шеремеев
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

В настоящее время активно развивается направление мониторинга забойных параметров на базе стационарных информационных измерительных систем (СИИС), увеличивается надежность и точность этих систем. Компания «Газпром нефть» использует весь спектр преимуществ внедрения СИИС на месторождениях с низкой и сверхнизкой проницаемостью. Широкая реализация технологии мониторинга забойных параметров (давления и температуры) в добывающих скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН), с помощью стационарных датчиков на приеме насоса дает следующие возможности.

1. Достоверная информация о забойных параметрах 100 % фонда скважин в режиме реального времени. Принятие оперативных решений, направленных на оптимизацию режимов работы как исследуемой, так и соседних скважин. Увеличение добычи нефти за счет своевременной оптимизации режимов работы скважин (около 1,5 %).

2. В процессе гидродинамических исследований без потерь добычи уточнение фильтрационных свойств низкопроницаемых коллекторов, оценка текущего энергетического состояния и качества вскрытия пласта, диагностика межпластовых перетоков. Дополнительная добыча нефти за счет оптимизации расположения скважин с учетом достоверной информации о фильтрационно-емкостных свойствах составляет около 2,0-7,0 %, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) – на 0,03.

3. Оценка взаимовлияния скважин при технологических остановках и переводе скважин в систему поддержания пластового давления (ППД). Дополнительная добыча нефти за счет оптимизация нагнетания и управления разработкой месторождения с учетом полной и достоверной информации о взаимовлиянии скважин составляет около 2,5 %, увеличение КИН – на 0,03.

4. Оценка динамики пластового давления по участкам залежи на основе интерпретации результатов СИИС методом «decline analyze». Дополнительная добыча от оптимизации начала ППД по каждому участку – около 0,5 %, увеличение КИН – на 0,01.

Показаны результаты расчетов при создании проекта разработки, на основе которых принято решение о создании системы постоянного мониторинга забойных параметров, успешно функционирующей с 2013 г.

Текущее состояние и перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти

*Н.И. Искрицкая, В.Н. Макаревич
(ФГУП «ВНИГРИ»)*

В настоящее время практически две трети извлекаемых запасов Российской Федерации относятся к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ). На 01.01.13 г. в нефтяном балансе страны доля ТРИЗ нефти по видам составляет: тяжелой – более 16 %, сосредоточенной в низкопроницаемых коллекторах – 41,7 %, высокосернистой – более 2 %, высоковязкой – 11 %, в подгазовых залежах – около 8 %. Нередко эти виды ТРИЗ сочетаются: например, нефти Татарстана и Республики Коми – тяжелые, вязкие, сернистые. Кроме того, они содержат металлоносные компоненты, которые также осложняют их добычу и переработку.

В 2012 г. разведанные извлекаемые запасы нефти в целом по Российской Федерации увеличились лишь на 1,25 %, за этот же период запасы тяжелой нефти возросли на 1,52 %, в низкопроницаемых коллекторах – на 4,11 %, высоковязкой нефти – на 3 %. В то же время темпы прироста добычи ТРИЗ не соответствуют их доле в объеме запасов. Основная причина – низкая рентабельность добычи.

Внедрение новых технологий и введение налоговых льгот привели за последние годы к повышению рентабельности добычи ТРИЗ, но темпы прироста их добычи недостаточны, они отстают от темпа прироста запасов, что ведет к постепенному сокращению ресурсной базы и ухудшению ее качества. Извлечение ТРИЗ требует повышенных затрат и осуществляется при льготном налогообложении, что приводит к сокращению бюджетных поступлений в настоящее время на 300 млрд. руб/год. Этот показатель в дальнейшем может только увеличиваться.

Система стимулирования должна способствовать:

- наиболее полному извлечению нефти на уже обустроенных и эксплуатируемых месторождениях;
- сокращению начального убыточного срока разработки новых месторождений;
- внедрению передовых технологий и оборудования на различных стадиях разработки месторождений;
- вовлечению в промышленное освоение трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов;
- решению социально-экономических проблем добывающих регионов.

Применение азимутальных измерений в комплексе каротажа во время бурения при геонавигации в сложных геологических условиях

*Ю.В.Каплан, И.О.Колчанова, Ю.Н.Рябов,
И.А.Ханафин (Weatherford)*

В коллекторах, характеризующихся сложным вертикальным строением, латеральной изменчивостью или несогласным залеганием относительно кровельной или подошвенной структуры, классическая геонавигация, основанная на сравнении кривых каротажа при бурении с кривыми, синтезированными из данных каротажа опорной скважины, становится невозможной.

Обеспечить геонавигацию в столь сложных геологических условиях позволяет комплексное применение азимутальных методов как высокого разрешения (гамма или гамма-гамма измерения), так и большой глубинности (электромагнитные измерения).

Азимутальные методы высокого разрешения предоставляют возможность как качественного анализа – определения стратиграфического направления бурения, так и количественного – определения кажущегося угла падения структуры.

Азимутальный электромагнитный метод большой глубинности показывает, с какой стороны приближаются низкоомные горные породы, и на основе решения обратной задачи геофизики для многослойной среды позволяет отрисовывать границы раздела на модели геологического разреза.

Представлены примеры применения комплекса каротажа во время бурения, включающего глубинные азимутальные электромагнитные измерения и азимутальные гамма и гамма-гамма измерения высокого разрешения в различных сложных геологических условиях Восточной и Западной Сибири, приведен анализ результатов работ и сформулированы условия применимости азимутальных методов.

Обоснование оптимальной длины условно горизонтального ствола и места бурения дополнительного ответвления в скважине с горизонтальным окончанием (на примере месторождения Республики Татарстан)

*Д.Т. Киямова, Д.А. Разживин («ТатНИПИнефть»),
И.Н. Хакимзянов, Г.М. Багаутдинов (ООО «Наука»)*

Результаты геолого-промыслового анализа эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием (СГО) с двумя и более условно горизонтальными стволами (УГС) на месторождениях Татарстана показывают, что в некоторых СГО после бурения дополнительного ответвления дебит нефти в целом имеет тенденцию к снижению из-за интерференции УГС. В связи с этим актуальными являются вопросы обоснования оптимальной длины УГС и места бурения дополнительного ствола СГО.

Для Холмского поднятия турнейского яруса месторождения Максат проведены две серии численных прогнозных расчетов с использованием геолого-технологической модели. В первой серии расчетов длина УГС изменялась от 100 до 600 м. Во второй – выполнены прогнозные расчеты с целью определения места бурения УГС оптимальной длины.

По результатам численного моделирования оптимальная длина горизонтальной скважины составила 550 м – достигается максимальная добыча нефти при минимально возможной конечной обводненности продукции. Варианты различались тем, что местоположение проводки дополнительного УГС изменялось от 200 до 550 м.

С использованием гидродинамической модели проанализированы накопленная добыча нефти, конечная обводненность вдоль УГС. При длине УГС от 100 до 400 м накопленная добыча в конечной ячейке имеет сопоставимые значения, при длине более 400 м – снижается. С увеличением длины ствола до 400 м конечная обводненность в последней ячейке снижается, при последующем увеличении длины УГС – возрастает.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти Холмского поднятия месторождения Максат предложено бурение бокового ствола с оптимальным местоположением, которое было определено по результатам моделирования.

Адаптация данных контроля работы механизированного фонда скважин для определения фильтрационных параметров пласта

*С.Н. Королев, С.А. Ильченко
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»)*

Основная цель работы – разработка подхода, позволяющего выделять достоверные замеры динамического уровня $H_{\text{дин}}$ из общего массива определений для использования их результатов при оценке проницаемости и нефтенасыщенности.

Поскольку метод замера $H_{\text{дин}}$ в принципе является аналогом исследования скважины методом установившихся отборов, параметры, полученные при замерах $H_{\text{дин}}$ можно использовать для оценки текущего пластового давления $p_{\text{пл}}$ и продуктивности скважины. Исходная информация, необходимая для анализа и последующих расчетов, берется из утвержденных техрежимов скважин, статистики гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и свода замеров $H_{\text{дин}}$ (с соответствующими значениями дебита жидкости $Q_{\text{ж}}$ и забойного давления $p_{\text{заб}}$). Наиболее важным этапом анализа является отбраковка ошибочных замеров $H_{\text{дин}}$ (и соответствующих значений $p_{\text{заб}}$). Для этого строится диаграмма изменения продуктивности скважины во времени $K_{\text{прод}} = f(t)$. Продуктивность скважины задается величиной $Q_{\text{ж}}/\Delta p$, где $\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}$. $p_{\text{заб}}$ равно значению на момент замера $H_{\text{дин}}$. Величина $p_{\text{пл}}$ на данном этапе задается либо как начальное $p_{\text{пл}}$, либо определяется по карте изобар, поскольку на конечной индикаторной диаграмме наклон прямой $\Delta p = A Q_{\text{ж}}$ не зависит от заданного $p_{\text{пл}}$. Истинная продуктивность скважины определяется по конечной индикаторной диаграмме, построенной по оставшимся после отбраковки значениям Δp и $Q_{\text{ж}}$. Конечный расчет проницаемости осуществляется согласно уравнению Дюпюи. Незвестная величина скин-фактора принимается равной 0.

Результаты расчетов, выполненные с использованием данных замеров $H_{\text{дин}}$, хорошо согласуются с результатами сложных ГДИС и, как следствие, являются применимыми при построении карт проницаемости и нефтенасыщенности при недостаточном охвате объекта разработки традиционными видами ГДИС. Как показывает практика, предложенным способом можно надежно интерпретировать порядка 10 % текущей информации по всему фонду скважин, эксплуатируемому СШН и ЭЦН.

Методика опробована и показала хорошие результаты по ряду объектов разработки. Методика позволяет получить более полную картину распределения фильтрационных параметров пласта с использованием большого объема промысловых данных замеров $H_{\text{дин}}$; значительно эффективнее использовать уже имеющуюся информацию, что ведет к повышению эффективности геолого-технических мероприятий; сократить затраты на проведение специальных исследований, направленных на получение аналогичной информации.

Бурение скважин малого диаметра для освоения баженовской свиты

***В.В. Кульчицкий, А.В. Щebetов, В.В. Айгунян
(Межрегиональное НТО нефтяников и газовиков
им. акад. И.М. Губкина)***

Ухудшение структуры сырьевой базы ставит нефтяные компании перед необходимостью разработки трудноизвлекаемых запасов нефти баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Невысокий дебит нефти из баженовских отложений обусловлен практически непроницаемыми и гидрофобными коллекторами, не позволяющими применять метод поддержания пластового давления закачкой воды в пласт. Заметный приток обеспечивается многоступенчатым гидроразрывом пласта (МГРП), при этом начальный дебит 50-100 т/сут снижается за первый год в 3-5 раз и в среднем не превышает 15 т/сут с жизненным циклом до 3 лет. Уменьшение диаметра скважин позволит снизить себестоимость бурения и перейти на более «легкие» буровые станки, в том числе мобильные. Уменьшенный диаметр эксплуатационной колонны для малодобитных скважин не влияет на их производительность, а низкая ремонтпригодность нивелируется малым сроком службы. Для разработки баженовской свиты в Западной Сибири предлагается облегченная конструкция скважин малого диаметра (СМД) с эксплуатационной колонной диаметром 102 мм. Расчеты показывают, что подобная конструкция СМД сократит расход металла обсадных труб до 2 раз, снизит объем ствола скважины и потребного бурового раствора в 2,3 раза при значительном сокращении расхода химических реагентов для приготовления растворов. Общий вес буровой колонны уменьшенного диаметра (до 89 мм вместо 127 мм) снижается в 1,5 раза, поэтому для бурения СМД следует использовать буровые установки грузоподъемностью на крюке до 100 т, в том числе мобильные. Экономическая эффективность техники и технологии бурения СМД повышается и за счет ускорения спуско-подъемных операций до 20 % и увеличения механической скорости бурения. Стоимость СМД на 33 % ниже стоимости традиционной скважины. Уменьшение затрат при переходе на СМД достигается за счет монтажных работ и амортизации буровой установки (на 16,27 %), материалов (на 7,1 %), сокращения общего времени строительства скважины (на 4,85 %) и бурового инструмента (на 4,64 %).

Для эксплуатации СМД предлагаются УЭЦН габарита 2А для эксплуатационной колонны диаметром 102 мм. Опыт эксплуатации этих установок показал, что по бурению они не уступают УЭЦН большего диаметра.

Таким образом, рассмотрена оптимизация разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти баженовской свиты скважинами малого диаметра (СМД). Доказаны существенное уменьшение затрат и снижение экологических последствий при минимизации диаметра эксплуатационных скважин. Дано технологическое обоснование возможности бурения и эксплуатации СМД с использованием существующих технологий.

Анализ результатов тестирования песка в качестве расклинивающего агента при гидроразрыве пластов

*И.Д. Латыпов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
А.К. Макастров (ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»),
С.С. Ситдиков (ООО «РН-Эксплорейшн»)*

ОАО «НК «Роснефть» является одним из лидеров в России в области применения гидроразрыва пластов (ГРП). В компании накоплен большой практический опыт применения данной технологии, при этом число операций ГРП неуклонно растет. При проведении ГРП используют расклинивающие агенты и технологические жидкости различных производителей. Эффективность ГРП связана с геометрией и остаточной проницаемостью трещины ГРП. Работа посвящена изучению проницаемости трещины ГРП и продуктивности скважины в зависимости от применяемого расклинивающего агента.

При сравнении результатов тестирования выявлено, что остаточная проницаемость пропантанта в 30-40 раз выше, чем песка, что связано с низкой степенью округлости, сферичности и слабой прочностью последнего.

С другой стороны, есть положительные факторы для применения песка в качестве расклинивающего агента:

- низкая стоимость (в 4-6 раз меньше);
- устойчивость к кислоте, что приводит к возможности его применения при пропантано-кислотном гидроразрыве (ПКГРП) и кислотной обработке после ГРП.

Согласно экономическим расчетам основной областью применения песка при ГРП могут являться:

- низкопроницаемые терригенные коллекторы проницаемостью менее $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- карбонатные коллекторы с низкой проницаемостью матрицы (менее $0,4 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Анализ атрибутов сейсмического волнового поля с целью структурно-тектонического районирования отложений доюрского комплекса и выявления тектонических особенностей нефтеперспективных комплексов осадочного чехла на участка месторождений ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

*А.В. Лялин, О.Е. Лялина
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Исследования проводились в пределах Широкого Приобья, на территориях, приуроченных в тектоническом отношении к Северо-Вартовской мегатерассе Западно-Сибирской молодой плиты.

Изучены формы и типы процессов преобразования физических энергий, перенесенных на геотектонические процессы; виды деформаций и разрушений как отражение современной структуры массивов горных пород, подверженных тектоническим движениям и разрушениям; проявления геодинамической активности в виде возникновения зон субвертикальной деструкции и приуроченности к ним залежей углеводородов; сейсмофациальные, фациальные и палеоструктурные особенности изучаемых нефтеперспективных комплексов.

Установлено, что границы выявленных сейсמודинамических зон доюрского комплекса являются участками «напряженной» тектонической обстановки – это зоны повышенной трещиноватости (разуплотнения, граничные участки горст-грабен), уходящие выше по разрезу до глубин залегания верхнеюрских отложений (зоны субвертикальной деструкции). Выявлены промежуточные, между III и II порядками, структурно-тектонические элементы – антиклинорные и синклинорные зоны на участках месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Отмечено повышение содержания нефтяной фракции в жидкости скважин, расположенных либо в зонах трещиноватости (субвертикальной деструкции), либо на граничных участках зон деструкции (зоны отсутствия активной тектоники). Отмечается резкое уменьшение содержания нефти, вплоть до полного обводнения, в добывающих скважинах участков с наименее активной тектонической ситуацией.

Сопоставление описания кернового материала (интервалы Ю₁ и пласт Ю₂), отобранного из скважин, расположенных в зонах субвертикальной деструкции и на участках, не затронутых активной тектоникой, в первом случае выявило следы активной тектоники (зеркала скольжения, трещины разрывов), во втором – нарушения сплошности горной породы, связанные в основном с оползанием, смятием и турбидитно-гравитационными процессами.

Анализ влияния прочности проппанта на проницаемость трещины гидроразрыва

***А.К. Макастров (ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»),
И.М. Иксанов, И.Д. Латыпов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
С.С. Ситдиков (ООО «РН-Эксплорейшн»)***

Исследования влияния прочности проппанта на проницаемость трещины являются важными и крайне актуальными при проектировании дизайна гидроразрыва пласта (ГРП) и расчете потенциального дебита скважины после проведения ГРП.

Выполненный сопоставительный анализ проницаемости проппантной пачки и результатов испытаний прочностных свойств проппанта позволил обнаружить связь между результатами лабораторных исследований, выявить критические параметры, разработать единые критерии оценки качества проппанта по данным лабораторных испытаний и построить рейтинг применяемого проппанта при проведении ГРП.

При ГРП используется обычно смесь проппантных фракций. Основными из них являются 12/18 и 16/20. Средняя массовая доля разрушенных гранул применяемого проппанта в среднем поддерживается на одном уровне, т.е. качество производимого проппанта стабильно.

На основании результатов исследований прочностных характеристик проппанта (ГОСТ Р 51761-2005), полученных в лаборатории, и испытаний по оценке краткосрочной проводимости проппантной пачки (API61) была установлена взаимосвязь между проницаемостью и прочностью (массовая доля разрушенных гранул) проппанта для фракций 12/18 ($R = 0,88$) и 16/20 ($R = 0,69$) для напряжений 34,5–51,7 МПа.

На основании проведенных лабораторных и аналитических исследований можно сделать следующие выводы.

- Для фракций проппанта 12/18 и 16/20 массовая доля разрушенных гранул равна 25 %, что является нормой по ГОСТ Р 51762-2005, и отвечает потере проницаемости соответственно 46 и 42 %.
- Для фракций проппанта 12/18 и 16/20 рекомендуется установить границу по массовой доле разрушенных гранул 8 % (при напряжении 34,5 МПа), что соответствует потере проницаемости не более 28 %.
- «Краш-тест» – быстрый и надежный способ контроля качества проппанта, в том числе с точки зрения проницаемости.

Опыт выявления пропущенных залежей нефти в отложениях сложного строения на основе геолого-геофизических исследований на Анастасиевско-Троицкой площади

*А.А. Манушкина, В.Е. Ярметов, Д.А. Скуба
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»)*

Представлен опыт комплексного подхода к выявлению пропущенных залежей на Анастасиевском участке Анастасиевско-Троицкого месторождения, приуроченного к одноименной антиклинальной складке и относящегося к структурам таманского типа. Проведен анализ региональных трендов распространения продуктивных пластов и информации базы, выполнена переинтерпретация материалов геофизических исследований скважин и выделены потенциально продуктивные пласты. В результате были уточнены геологическое строение и корреляционная схема миоценового комплекса в пределах месторождения, создана геологическая модель новых подсчетных объектов и выполнена оценка запасов углеводородов.

Рассматриваемый в работе объект – VI горизонт, ранее выделявшийся только на Троицкой части, – стратиграфически относится к нижней части меолического яруса и представлен глинами с прослоями песчаников и алевролитов. По данным анализа коротких разрезов установлено, что отложения в пределах VI горизонта на Анастасиевском участке группируются в две пачки – VI-1 и VI-2. Поскольку на Анастасиевском участке VI горизонт находится в условиях ухудшения коллекторских свойств, пачки характеризуются слабой выдержанностью по площади.

Таким образом, наличие на Анастасиевском участке в районе западного и восточного диапировых штоков не учтенных в предыдущих работах коллекторов, а также полученные в рассматриваемом интервале притоки нефти из скважин, пробуренных за последние годы, позволили выделить на этом участке пять новых нефтяных залежей, условия залегания которых контролируются сводом складки, характером поведения коллекторов и в ряде случаев – диапировым ядром.

Проведенный подсчет запасов позволил прирастить по данным объектам порядка 180 тыс.т. извлекаемых запасов.

В процессе работы над проектом был получен важный опыт в выявлении пропущенных нефтяных залежей в отложениях сложного строения, который позволил создать новую геолого-геофизическую модель строения VI горизонта, выделив пачки VI-1 и VI-2 на Анастасиевской части одного из старейших месторождений Краснодарского края, и представить ее для подсчета запасов. Построенная модель может быть использована для планирования геолого-технических мероприятий и дальнейших геолого-разведочных работ на месторождении.

Работа выполнена на основе промысловых и геофизических материалов по 86 скважинам, вошедшим в рассматриваемый стратиграфический и площадной диапазоны.

Оценка потенциальных ресурсов газогидратов на Восточно-Мессояхском месторождении

*Ю.В. Марьянович, Д.А. Решетников, Е.А. Савинов
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Восточно-Мессояхское месторождение находится в труднодоступной местности на северо-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа, в зоне, где распространены многолетнемерзлые породы, характеризуется слабой геологической изученностью, невысокой продуктивностью залежей, наличием в продуктивных пластах различных флюидов (нефти, газа, конденсата), высокими плотностью и вязкостью нефти. Кроме того, месторождение характеризуется сложным геологическим строением: большим числом блоков, которые часто имеют свои флюидалльные контакты и являются обособленными от соседних, что вызывает трудности прогноза наличия газовой шапки.

По аналогии с ближайшими месторождениями, на Восточно-Мессояхском месторождении предполагается присутствие углеводородов в газогидратной форме. Перспективным на газогидраты является интервал нижеберезовской свиты, которая сложена аргиллитоподобными глинами с пластами песчаников и алевролитов.

Представлены комплексный анализ данных геофизических исследований скважин (ГИС) (методы КС, КВ, ПС, НКТ, АК, ГГКП и др.), анализ волновой картины 3D сейсмической съемки в районе предполагаемых зон, насыщенных газогидратами, проанализированы данные термометрии, проведен расчет горного давления на интересующих глубинах.

После изучения региональных данных и данных ГИС по соседним месторождениям выделены пачки песчаника, залегающие в верхах нижеберезовской свиты на глубине 525-873 м на востоке, в которых предполагается наличие природного газа в газогидратной форме. Толщина слоя в среднем составляет 20,7 м.

По данным термометрии температурный градиент в рассматриваемом районе составляет 2,7 °C/100 м. В изучаемых породах температура составляет 5-8 °C на востоке, многолетнемерзлые породы наблюдаются на глубине до 350-400 м.

При изучении сейсмической картины в районе скважин с предполагаемым наличием газогидратов видны характерные «яркие пятна», которые нередко приурочены к разломным зонам, по которым могла происходить подпитка природным газом. При анализе карты RMS амплитуд можно выделить районы, которые отличаются пониженными значениями и совпадают с расположением скважин с предполагаемым газогидратным насыщением.

Предпринята попытка выделения отложений, содержащих газогидраты, и подсчета возможного объема природного газа, содержащегося в выделенном объеме. Даны рекомендации по возможному извлечению газа.

Микросейсмический мониторинг многостадийного гидроразрыва пласта в режиме реального времени как способ уменьшения обводнения скважин

*А.В. Митин, Ю.А. Наумов, А.В. Рубцова
(Weatherford)*

Одним из самых популярных и хорошо зарекомендовавших себя методов интенсификации притока является создание обширной сети искусственных трещин и активация естественных (при их наличии). Важнейшую роль при этом играет бурение горизонтальных стволов скважин с проведением в них многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Несмотря на доказанную экономическую эффективность применения МГРП, существует ряд проблем, связанных с отклонением фактических результатов от расчетных.

Часто в ходе работ развитие системы трещин происходит под влиянием комплекса параметров, многие из которых трудно оценить заранее. Существуют методы косвенного контроля распространения трещин ГРП. Для этих целей операторы месторождений часто применяют технологию пассивного микросейсмического мониторинга из соседней наблюдательной скважины, которая обеспечивает получение данных прямых измерений микросейсмических событий в пласте, т.е. событий раскрытия, закрытия трещин, движения флюида или взаимного движения частей породы. В отличие от наземного пассивного микросейсмического мониторинга наблюдения из близлежащей скважины позволяют получить высокоточные данные, в том числе по глубине (с разрешением 3–5 м). Микросейсмический мониторинг в режиме реального времени позволяет оперативно влиять на ход МГРП, меняя его параметры, такие как объемы, темпы закачки, количество проппанта, расстояние между стадиями (при заканчивании с применением перфорации). Такое вмешательство в программу ГРП позволяет избежать прорыва в водоносные пласты, взаимного перекрытия стадий и способствует увеличению зоны дренирования. По результатам микросейсмического картирования можно оптимизировать программу, дизайн ГРП, программу бурения скважин по всему месторождению. Уточнение параметров обычно требует повторения микросейсмического мониторинга на каждой десятой скважине с ГРП.

Несмотря на то, что микросейсмический мониторинг доказал свою эффективность, в России он проводится лишь в 5-10 скважинах из каждой 1000 скважин с ГРП. При этом фактическая картина формирования трещины, зарегистрированная с помощью микросейсмического мониторинга, позволяет уточнить геомеханическую модель, что в целом повышает эффективность ГРП.

Комплекс технологий стимуляции скважин в карбонатных коллекторах ОАО «Татнефть»

***М.Х. Мусабилов
(ТатНИПИнефть)***

Комплекс технологий решает проблему сохранения, восстановления и повышения естественных (или пониженных техногенным воздействием) коллекторских характеристик прискважинной зоны продуктивного пласта, а также увеличения области активного дренирования и степени отбора углеводородов добываемыми скважинами различной конструкции в неоднородных порово-трещиноватых карбонатных коллекторах.

Комплекс включает 13 новых технологий, способов и их модификаций, ряд новых и усовершенствованных технических устройств и решений, более 10 усовершенствованных рецептур рабочих жидкостей.

Научно-методической основой комплекса технологий стимуляции скважин в карбонатных коллекторах является поэтапное, последовательное рациональное включение в разработку всей продуктивной толщины пласта с последующей последовательной, поэтапной реализацией физико-химического воздействия по глубине и протяженности пластов-коллекторов.

Комплекс технологий стимуляции скважин с условно вертикальными, наклонно направленными и горизонтальными стволами в карбонатных коллекторах промышленно реализован на нефтепромыслах ОАО «Татнефть» (более 1500 скважино-операций). Разработанные технологии являются базовыми для поддержания темпов добычи нефти из трещиновато-кавернозно-поровых карбонатных коллекторов и повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет глубинного кислотного воздействия на матричные блоки коллекторов. Последовательное применение технологий по разработанной методике позволяет поддерживать высокую продуктивность скважин в процессе эксплуатации, начиная с их ввода в разработку.

Представлено решение актуальных задач восстановления и увеличения продуктивности добывающих скважин в карбонатных коллекторах РТ; системной их стимуляции; снижения затрат на добычу нефти за счет эффективного применения комплексных технических решений; совмещения операций во времени; экономии технологического времени и материалов; сокращения времени простоев; снижения энергозатрат на подъем продукции в скважинах с обводненной продукцией; повышения технико-экономической эффективности применения технологий массивированных, большеобъемных солянокислотных обработок вертикальных и горизонтальных скважин; увеличения текущего и конечного коэффициента извлечения нефти.

Решение некоторых актуальных задач исследования керна и флюидов методами лабораторных ЯМР-исследований: опыт ООО «ТННЦ»

*М.Ю. Николаев, Е.Н. Саломатин, В.В. Щербина
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

С октября 2012 г. в Центре исследований керна и флюидов ООО «ТННЦ» используется цифровой геологический ЯМР-спектрометр GeoSpec DRX-HF (Magnetic Resonance/Oxford Instruments) для решения отдельных петрофизических задач, не выполнимых другими методами. С помощью GeoSpec DRX-HF определяется пористость на образцах керна с естественным насыщением, рассчитывается оценочная проницаемость, находятся необходимые параметры для калибровки ЯМК и др. Имеющиеся дополнительные возможности позволяют оценивать насыщенность образцов различными флюидами, качественно оценивать их соотношение, определять их ЯМР-характеристики.

За 2 года работы накоплен значительный статистический материал по исследованию образцов различного литологического строения месторождений Западной и Восточной Сибири, Оренбуржья. Все ЯМР-исследования в рамках Центра исследования керна и флюидов делятся на стандартный и расширенный комплексы. К стандартному комплексу относится определение общей пористости и построение картины T_2 -распределения, в отдельных случаях – оценка проницаемости. К расширенному комплексу относится широкий диапазон различных видов ЯМР-исследований: определение значения T_2 гр., построение двумерных карт T_2 - T_1 , реализация диффузионных экспериментов и др. Для жидкостей определяются картина распределения T_2 , водородный индекс, что необходимо для корректного расчета общей пористости по ЯМР. Для растворов на водной основе построена оценочная зависимость водородного индекса от минерализации раствора в пересчете на NaCl.

Применение метода ЯМР позволило решить задачи экспресс-оценки пористости и проницаемости образцов рыхлого керна пластов ПК Русского месторождения, выделить сигнал фильтрата полимерного бурового раствора на фоне других флюидов, присутствующих в пласте в точках проведения ЯМК, для Верхнечонского месторождения. В рамках изучения засоленных коллекторов выполнена оценка проницаемости с целью подготовки колонок образцов с естественным насыщением для потоковых экспериментов пластов ВЧ, ОС, ПР Верхнечонского месторождения. Активно изучаются образцы баженовской свиты.

Литолого-фациальная характеристика продуктивных пластов Нх-I и Нх-II-IV нижнехетской свиты Ванкорского месторождения

Е.А. Овсянникова
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»)

Цель данной работы заключается в проведении литолого-фациального анализа продуктивных пластов Нх-I и Нх-II-IV нижнехетской свиты Ванкорского месторождения и в выявлении связи условий формирования пород с их фильтрационно-емкостными свойствами. В пределах изучаемой территории на основании генетических признаков пород выделяются две группы фаций: прибрежно-мелководных фаций и фаций мелководного шельфа.

Отложения продуктивного горизонта Нх-II-IV относятся к группе прибрежно-мелководных фаций, в составе которой присутствуют: фация баров и барьерных островов, представленная комплексом песчаных пород; фация забаровых лагун, сложенная алеврито-глинистыми породами; фация разрывных течений, представленная песчано-алеврито-глинистым комплексом.

Образование продуктивного горизонта Нх-I на территории Ванкорского месторождения происходило в различных гидродинамических условиях. В юго-восточной части территории формировался комплекс отложений прибрежно-мелководного шельфа, в пределах которого выделяются две основные фации: баров, выполненная песчаными породами и забаровых лагун, представленная алеврито-глинистым комплексом. На севере территория находилась в зоне большего погружения, где образовывался литолого-фациальный комплекс мелководной части шельфа. В нем выделяется фация гребней штормовых волн и приливных течений, представленная алеврито-песчаными породами.

По проведенным петрофизическим исследованиям кернового материала, с учетом литолого-фациальной принадлежности пород, выявлена связь условий образования с формированием потенциальных пород-коллекторов. При активной гидродинамике в прибрежно-мелководной зоне формировались баровый песчаный комплекс и песчаный комплекс барьерных островов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами пород. В условиях пониженной гидродинамической среды мелководного шельфа открытой части моря образовывались породы с пониженными коллекторскими свойствами. Только алеврито-песчаные отложения гребней штормовых волн имеют относительно повышенные фильтрационно-емкостные свойства. Алеврито-глинистый комплекс забаровых лагун формировался в низких гидродинамических условиях и представлен преимущественно неколекторами. Физико-химическое изменение водной среды стало причиной общей карбонатизации всех типов пород, что значительно понизило их фильтрационно-емкостной потенциал.

Особенности моделирования разработки нефтяных оторочек на примере месторождения им. Ю. Корчагина

*И.Н. Санников, Л.В. Трегубова
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)*

Разработка нефтяной оторочки месторождения им. Ю. Корчагина на шельфе Каспийского моря осложнена двумя основными технологическими рисками: бурение скважин с горизонтальным окончанием большой длины и ограниченные возможности технологического оборудования по рециркуляции газа. Построение геомеханической модели и расчет напряжений в пластах месторождения, выполненные подрядной организацией, позволили успешно сопровождать бурение скважин с горизонтальным окончанием длиной до 7 км. В этих условиях проектирование разработки должно удовлетворять повышенным требованиям к точности оценки уровней добычи нефтяного газа.

Упрощенное литологическое представление, использованное для подсчета промышленных запасов углеводородов на месторождении им. Ю. Корчагина, не позволяет правильно воспроизводить наблюдаемые перетоки газа. Детальный анализ неопределенностей геологического строения месторождения возможен при последовательном моделировании литологического и параметрического разнообразия пород.

Геолого-технологическая модель является системной основой для анализа неопределенности и оценки рисков разработки. Тщательный анализ петрофизических данных еще на стадии освоения объекта позволяет структурировать неопределенности геологических характеристик, а геолого-технологическая модель – оценить их влияние на показатели разработки.

Учет литологического разнообразия пород, слагающих неокомские и волжские отложения месторождения им. Ю. Корчагина, капиллярных эффектов и функционально взаимосвязанное моделирование зависимостей начальных и остаточных водо- и нефтенасыщенностей позволили воспроизвести фактические показатели разработки и создать инструмент для оценки риска прорывов нефтяного газа и оптимизации режимов эксплуатации скважин.

Выполнен анализ режимов эксплуатации скважин с критическим и закритическим дебитом на детальных секторных моделях. Рассмотрены варианты оптимизации режимов эксплуатации скважин для достижения максимального нефтеизвлечения при наличии технологических ограничений на добычу газа. Проведенные расчеты показали, что квазистационарный режим с поддержанием постоянного газового фактора в нефтяных скважинах эффективнее режима периодической эксплуатации скважин.

Опыт и перспективы применения модификаторов фазовой проницаемости для ограничения водопритока из пласта при разработке нефтяных месторождений Удмуртской Республики

*А.Е. Сапожников, И.А. Игумнов, А.Н. Лютиков, А.А. Фомина
(ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»),
А.С. Вешняков, П.А. Мокрушин (ОАО «Удмуртнефть»),
С.Н. Перевозчиков (ОАО «НК «Роснефть»)*

Рассмотрен мировой и отечественный опыт исследований и применения модификаторов фазовой проницаемости (МФП). Приведен опыт реализации технологии с применением МФП в добывающих скважинах Мишкинского нефтяного месторождения Удмуртской Республики. Проанализированы критерии применимости реализованной технологии и оценены перспективы ее применения.

Перед обработками скважин МФП на Мишкинском месторождении проведены лабораторные эксперименты на модели пласта из образцов керна и флюидов месторождения, в результате которых установлено снижение относительной фазовой проницаемости (ОФП) для воды, длительной промывкой модели пласта определена устойчивость эффекта. По полученным результатам дана рекомендация использования МФП в скважинах, эксплуатирующих турнейский и верейский объекты (карбонатные коллекторы).

В трех скважинах Мишкинского месторождения выполнены обработки призабойной зоны пласта без постановки бригады капитального ремонта скважин (КРС). До обработки средний дебит нефти составлял 0,4 т/сут, жидкости – 20 м³/сут при обводненности продукции 98 %. За 10 мес работы скважин зафиксированы средний прирост дебита 2 т/сут (1,7-2,5 т/сут), снижение обводненности на 10 % (7–13 %), дополнительная добыча нефти составила 1873 т.

Экономическая оценка проведенных обработок показала их рентабельность.

Результаты выполненных работ позволили сделать следующие выводы.

1. Подтверждено снижение ОФП для воды карбонатных коллекторов средней проницаемостью 0,234 мкм², вязкость нефти – 22 мПа·с.

2. Применение испытанного МФП технологически и экономически эффективно для карбонатных коллекторов эффективной толщиной 4–13 м, расчлененностью 4–7, проницаемостью 0,056-0,138 мкм² при вязкости нефти 16-65 мПа·с, обводненности продукции 97–99 % и наличии остаточных извлекаемых запасов.

3. Установлено отрицательное влияние заколонных перетоков, а также необходимость учета числа и объема проведенных солянокислотных обработок.

4. На месторождениях, разрабатываемых ОАО «Удмуртнефть», выявлены 270 потенциальных скважин-кандидатов.

Особенности моделирования верхнефранских органогенных построек Бузулукской впадины на примере Рыбкинского месторождения

В.Н. Семенов
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Для уточнения геологического строения Рыбкинского месторождения проведен анализ формирования верхнефранских терригенно-карбонатных отложений на Рыбкинском участке на основе материалов седиментологического анализа керна по скважинам, создана концептуальная модель геологического строения. Материалы 3D сейсморазведки и геофизических исследований скважин подтверждены анализом керна.

Процессы формирования и преобразования пустотного пространства рыбкинских рифов связаны с эпидиагенетическими процессами, начало которых приурочено к поздневоронежско-раннеевлановской регрессии.

С учетом установленной модели эпигенеза рыбкинских построек и на основе модели эпигенеза изолированных карбонатных платформ и построек (Moore, 2001; Fu et al., 2006; Chow, Wendte, 2011; и др.) можно прогнозировать, что в пределах рифовых резервуаров Рыбкинского типа будут развиты: горизонтальные системы каверн и полостей, которые формируются по поверхности зеркала вод фреатической зоны; системы трещин гравитационного растрескивания вдоль краевых зон рифов, расширенных карстованием; кавернозные зоны в краевых частях рифов, приуроченные к участкам разгрузки метеорных вод.

На основе материалов седиментологического анализа керна выстроена концепция создания 3D геологической модели. Рассмотрены особенности построения поверхности ограничивающей рифы; создание фациальных зон в 3D геологической модели; особенности вертикальной нарезки в 3D гриде; зависимости вертикального тренда для распространения коэффициента нефтенасыщенности.

Вероятно, что эпигенетические преобразования происходили через серию этапов, обусловленных мелкими эвстатическими колебаниями. Следовательно, ключевые гидродинамические уровни эпигенетических преобразований (зеркало фреатических метеорных вод и зона смешения морских и пресных вод) меняли свое положение, оставляя разновозрастные кавернозные интервалы и зоны доломитизации.

Так как к органогенным постройкам приурочено большое количество запасов углеводородного сырья, их изучение необходимо продолжать, при разбуривании обязательным является отбор керна, глубинных проб флюидов и проведение вертикального сейсмопрофилирования.

Комплексный подход к изучению свойств сложных карбонатных коллекторов с применением специальных методов геофизических исследований скважин

*А.Н. Сырмолов, Ю.А. Наумов
(Weatherford)*

Геолого-гидродинамическое моделирование карбонатных пластов месторождений со сложным строением и структурой порового пространства аналогично решению системы уравнений с множеством неизвестных. Для решения отдельных задач могут применяться различные геофизические методы и методики обработки, но для системного анализа необходимы комплексные подходы к изучению свойств пород.

Одним из наиболее эффективных комплексов специальных методов геофизических исследований скважин (ГИС) для изучения коллекторов со смешанным типом пористости является совместный анализ данных микроимиджера, кросс-дипольного акустического каротажа, а также многократного испытателя пластов. Имидж, сформированный из множества кривых микросопротивлений, позволяет определять структурные углы падения и азимуты, выделять интервалы развития микрокавернозности и трещины, которые классифицируются по видам с расчетами всех необходимых параметров, такие как угол падения, азимут простирания и раскрытость. Эта информация дополняется параметрами горизонтального напряжения, такими как коэффициент анизотропии и азимут, определенными с помощью свойства изгибных волн к поляризации, в совокупности с информацией о проницаемости интервалов по волне Стоунли, а также анализом отражений данной волны от акустически контрастных границ открытых трещин. Измерения пластового давления многократным испытателем позволяют выявлять гидродинамические связи пластов на месторождении как в вертикальном, так и в латеральном направлении, проводить оперативный мониторинг выработки и определять локальную подвижность по данным прямых измерений.

Результаты совместного анализа материалов указанного комплекса ГИС являются одними из входных параметров геолого-гидродинамической модели, которая позволяет оценивать их корреляцию с промысловых данными (показателями работы скважин, результатами сейсмических исследований, анализом данных гидропрослушивания и трассерных исследований). Дальнейший итерационный процесс подбора оптимальных входных параметров модели с корректировкой методик анализа различных исследований помогает совершенствовать геолого-гидродинамические модели по мере изучения месторождения. Совместный анализ результатов специального комплекса ГИС и промысловой информации с помощью геолого-гидродинамической модели позволяет прогнозировать наличие в теле коллектора непроницающих нарушений, преимущественные направления фильтрации, расположение зон повышенных коллекторских свойств, а также наличие локально-изолированных объектов, в пределах ранее считавшегося единым объекта. Созданные модели позволили воспроизвести динамику обводнения скважин и темп падения пластового давления.

Роль трудноизвлекаемых запасов в нефтедобыче ХМАО-Югры на современном этапе

*И.П. Толстолыткин, Н.В. Мухарлямова
(АУ ХМАО-Югры «НАЦРН им. В.И. Шпильмана»)*

На нефтяных месторождениях ХМАО-Югры большую роль на современном этапе начинают играть трудноизвлекаемые запасы низкопроницаемых коллекторов (проницаемостью менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм²) тюменской свиты и ачимовской толщи, а также высокообводненные (более 80 %) с большой степенью выработки (более 80 %) запасы меловых отложений на длительно разрабатываемых месторождениях.

В начале разработки запасы низкопроницаемых коллекторов составляли 20 % начальных извлекаемых запасов округа, а запасы высокообводненных пластов с высокой степенью выработки практически отсутствовали. В настоящее время суммарные трудноизвлекаемые запасы округа возросли до 80 % текущих извлекаемых запасов, и их вклад в годовую добычу 2013 г. составил 190 млн. т (75 %).

Большой прирост добычи нефти в условиях ХМАО может обеспечить выработка остаточных запасов обводненных крупнейших разрабатываемых месторождений округа (Самотлорского, Федоровского, Мамонтовского и др.), которые, несмотря на длительной период эксплуатации, еще содержат значительные запасы нефти. Проведена оценка возможности применения для выработки этих запасов одной из комплексных технологий физико-химического воздействия на пласт – ASP, предусматривающей закачку в пласт щелочи, ПАВ, полимеров и позволяющей добыть дополнительную нефть, не стоящую на балансе.

Значительный прогресс был достигнут в результате применения многозонного гидроразрыва (МЗГРП) в горизонтальных скважинах по сравнению с обычной технологией. Так, средний дебит по девяти горизонтальным скважинам с МЗГРП на Восточно-Правдинском, Ефремовском, Приобском и Омбинском месторождениях составил 177 т/сут при среднем по округу 11 т/сут. Незаслуженно забыты дилатансионные методы, успешно опробованные на Мамонтовском месторождении. Следует упомянуть об успешном опробовании на месторождениях округа плазменно-импульсного воздействия на пласт. Работы проводились на Южно-Приобском, Вахском, Западно-Полуденном и других месторождениях. Положительные результаты были получены даже в коллекторах пористостью 2-3 % и проницаемостью $(1,5-3) \cdot 10^{-3}$ мкм². Успешно опробована на Самотлорском и Ватинском месторождении импловзивная обработка призабойной зоны пласта установкой УСИ-ЗА, разработанной ООО «АРС» (г. Омск). Дебит нефти увеличился в 2 раза.

Решение проблемы повышения нефтеотдачи и реализации добычного потенциала нефти на месторождениях ХМАО-Югры заключается в применении современных научных достижений.

Особенности подсчета запасов скоплений углеводородов в порово-трещиноватых коллекторах на примере месторождений Томской области

*Б.А. Федоров, Е.П. Ларина
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

Наиболее перспективными, с точки зрения открытия новых залежей, на сегодняшний день в пределах Томской области являются глубокозалегающие и слабоизученные древние палеозойские отложения. В пределах изученных площадей и открытых месторождений нефтегазоносность данных образований связана с широким стратиграфическим диапазоном. Литологическое изучение пород показывает разнообразную принадлежность залежей углеводородов к горным породам: от сланцев до гранитоидов. Наряду с литолого-петрографической изменчивостью пород палеозойские отложения имеют крайне сложное строение пустотного пространства. Вторичные постседиментационные процессы, наложившие отпечаток на значительно измененные процессами глубокого метаморфизма палеозойские образования, придают структуре пустотного пространства характерные особенности.

Проведенные авторами работы по построению геологических моделей и последующая оценка запасов объемным методом уже открытых и находящихся в разработке месторождений нефти и растворенного газа позволили сделать предположение о несовершенстве существующей традиционной методики подсчета запасов.

Приведен сравнительный анализ геолого-технологических моделей палеозойских отложений, реализованных в одномерном и двумерном пустотном пространстве, с точки зрения как воспроизводства истории разработки, так и оценки статического объема запасов углеводородов.

Представлены рекомендации по минимально необходимому комплексу исследований для изучения глубокозалегающих отложений, оценки запасов сложно построенных резервуаров и рациональной добыче трудноизвлекаемых полезных ископаемых.

Применение метода изменения направления фильтрационных потоков при разработке карбонатных коллекторов

*А.В. Фомкин, А.М. Петраков, Р.Ю. Жуков
(ОАО «ВНИИнефть»)*

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи – нестационарное заводнение (НЗ) и изменение направления фильтрационных потоков (ИНФП) – открывают широкие возможности и требуют незначительных материальных затрат при внедрении. Преимуществом этих методов является также то, что они могут применяться практически на любом этапе разработки нефтяных месторождений.

Целесообразность использования метода ИНФП при разработке карбонатных коллекторов доказана результатами опытно-промышленного эксперимента на Северо-Хоседаюском месторождении.

Северо-Хоседаюское нефтяное месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа. Залежь нефти пласта D3fmIII+IV пластово-массивного типа, тип коллектора – карбонатный. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 12 до 17 м. Основные параметры залежи: проницаемость – 0,4 мкм²; коэффициент пористости – 0,11 %; расчлененность – 24; начальное пластовое давление – 31,8 МПа, коэффициент вытеснения – 0,501.

В условиях Северо-Хоседаюского месторождения перенос фронта нагнетания от одной (или группы) нагнетательной скважины к другой в настоящее время невозможен из-за недостаточно сформированной системы поддержания пластового давления (ППД). Тем не менее, с целью стабилизации добычи нефти, снижения темпа роста обводненности ведутся работы по временному отключению отдельных, до определенной степени обводнившихся добывающих скважин, что приводит к благоприятному перераспределению потоков в пласте и в итоге к снижению обводненности добываемой продукции и росту добычи нефти.

Данная вариация метода была принята к реализации в марте 2014 г. Период остановки скважин составил 30 сут. Мониторинг работ осуществлялся контролем работы соседних добывающих скважин по суточным показателям. В результате основные показатели эффективности проведенных работ составили: продолжительность эффекта – 28 дней; дополнительная добыча нефти – 584 т; дополнительная добыча нефти (с учетом потерь двух скважин) – 66 т; сокращение добычи воды – 5460 м³; снижение обводненности – 1-2 %.

Полученные результаты, а также сложившаяся динамика позволяют констатировать, что в области дренирования скважин образовались новые фильтрационные потоки, ранее не участвовавшие в фильтрации.

Представлены результаты промысловых работ. Общая экономическая выгода от реализации мероприятий при принятом варианте ИНФП превысила 3 млн. руб. При этом основная выгода приходится на экономию электроэнергии, что является ключевой производственной задачей нефтедобывающих предприятий.

Применение комплексного подхода исследований отложений викуловской свиты с целью оптимизации разработки Красноленинского месторождения (Западная Сибирь)

*Г.Р. Хуснуллина
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

На примере Красноленинского месторождения (восточная часть, Каменный участок), в котором сконцентрирована значительная часть трудноизвлекаемых запасов углеводородов, предложено применение комплексного подхода исследований отложений викуловской свиты (K_{1a} , пласты $ВК_{1-3}$).

Объект изучения характеризуется сложным геологическим строением, зональной неоднородностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород. Залежи нефти приурочены к верхней части викуловской свиты, отложениям баженовской, абалакской, тюменской свит, а также базальному горизонту и доюрскому комплексу. Существенная доля запасов относится к песчано-алевритовым пластам-коллекторам $ВК_{1-3}$. Их разработка началась еще в 1999 г., эксплуатация ведется единым объектом $ВК$ ($ВК_1$, $ВК_2$, $ВК_3$), однако до сих пор нет единого решения проблемы обводненности продукции. Вероятно, основными причинами ее возникновения являются низкая начальная нефтенасыщенность пластов, обусловленная низкими ФЕС и сложной структурой порового пространства.

Для решения данной проблемы выполнены детальный анализ геологического строения (литолого-минералогические и фациальные работы), оценка распределения ФЕС по типам пород и разработана литолого-фациальная модель пластов $ВК_{1-3}$ Красноленинского месторождения на базе разделения коллекторов по классам гидравлических единиц потока/коллектора (HFU, индикатора гидравлического типа коллектора (FZI) и индекса качества коллектора (RQI)). Данная модель позволяет не только детализировать геологическое строение и выявлять закономерности распределения зон улучшенных характеристик коллекторов, но и выделять типы пород с близкими характеристиками порового пространства, что может служить достоверной основой для гидродинамического моделирования и расчета более эффективного варианта разработки.

В работе нашли отражение основные положения новых направлений нефтяной геологии, связанные с реконструкцией обстановок осадконакопления отложений и созданием трехмерных геологических моделей, детально изложены результаты, полученные путем комплексирования различных исследований и методов изучения пластов $ВК_{1-3}$ Красноленинского месторождения.

Метод снижения давления на устье добывающих скважин Западной Сибири

***Н.А. Шайбакова, К.Р. Уразаков
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

В настоящее время добыча нефти сопровождается рядом осложнений, одним из которых является дегазация нефти, сопровождающаяся выделением свободного газа в стволе скважины. Часть газа вместе со скважинной жидкостью попадает на прием насоса, в насосно-компрессорные трубы и выкидную линию. Другая часть накапливается в затрубном пространстве над динамическим уровнем, оттесняя его. Избыточное количество газа в пространстве между НКТ и обсадной колонной со временем приводит к нежелательным последствиям, таким как повышение динамического уровня, образование газогидратов, рост газосодержания на приеме насоса и другие, что может привести к срыву подачи и полной остановке добычи.

Целью работы является совершенствование технологии эксплуатации скважин с высоким давлением газа в затрубном пространстве с применением тепловой установки.

Для предотвращения чрезмерного повышения давления газа и оттеснения уровня жидкости до приема насоса на устье скважины устанавливают специальный клапан. При достижении определенного давления газа в затрубном пространстве, равного давлению в выкидной линии, специальный клапан открывается, и газ перепускается в выкидную линию. Основной причиной высокого давления в выкидной линии является повышенная вязкость продукции скважин, особенно в зимний период в Западно-Сибирском регионе, характеризующемся резко континентальным климатом.

Установлено, что в зимний период число отказов оборудования насосных скважин в среднем в 2 раза больше по сравнению с летним. Как показывает анализ результатов эксплуатации добывающих скважин, в 45 % рабочего фонда скважин в зимнее время происходит замерзание клапанов и выкидных линий.

Для обогрева устьевого оборудования насосных скважин предлагается использовать тепло земли. Отбор тепла проводится по двум шурфам, пробуренным параллельно и имеющим гидравлическую связь забоев. Тепловой насос, входящий в данную систему, отбирает тепло грунта циркулирующей гидравлического агента по шурфам с последующим обогревом выкидной линии. Тепло передается рабочим телом – хладагентом (фреоном). Электроэнергия, потребляемая тепловым насосом, тратится только на перемещение фреона по системе с помощью компрессора. Использование предложенной системы позволит избежать замерзания обратных клапанов, снизить давление на устье скважин и в конечном счете повысить эффективность работы добывающих скважин.

Применение спектрометрического гамма-каротажа в процессе бурения многоствольных и горизонтальных скважин со сложнопостроенными коллекторами

*С.Г. Шайхутдинов, С.В. Буторин (Weatherford),
Е.Г. Урманов (ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем»)*

Для нефтегазовой промышленности России, так и для многих нефтегазодобывающих стран мира, характерно усложнение условий ведения поиска и разведки новых месторождений и продуктивных залежей нефти и газа для пополнения запасов, а также ввода их в эксплуатацию и контроля разработки.

Для повышения эффективности работ важна наиболее полная информация о свойствах коллекторов во вскрываемых скважинами разрезах, характеристике глинистого цемента для целенаправленного выбора методов вскрытия и эксплуатации пластов. Она может быть получена на основе совершенствования геофизических информационных систем. Решение этой задачи предусматривает, во-первых, повышение чувствительности, точности и технологичности измерительных систем существующего комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), во-вторых, расширение его информационной базы за счет привлечения данных новых методов.

Как показали результаты многочисленных отечественных и зарубежных исследований, наиболее информативным в этих усложненных геолого-технических условиях является спектрометрический гамма-каротаж (СГК).

Прибор спектрометрического азимутального гамма-каротажа SpectralWave – разработка компании Weatherford в сегменте каротажа в процессе бурения (LWD). Датчик прибора SpectralWave основан на измерении энергетических спектров естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) горных пород – калия, урана, тория. Азимутальный дизайн датчика SpectralWave, как и датчика азимутальной плотности, позволяет регистрировать круговой обзор ствола скважины. Принцип построения имиджа скважины по данным СГК основан на дифференциации естественной радиоактивности горных пород, что особенно актуально в разрезах, породы которых обладают схожими значениями плотности, но при этом характеризуются различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Качественная интерпретация данных СГК выполняется без использования количественных параметров, например, с указанием повышенного или пониженного содержания ЕРЭ или изменения соотношения их содержания по относительным параметрам. При количественной интерпретации по установленным петрофизическим зависимостям определяются параметры изучаемого объекта: глинистость, состав и содержание глинистых минералов, содержание полевых шпатов в полимиктовых песчаниках, содержание органического материала в битуминозных породах.

Влияние сульфатизации песчаника на строение залежей и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов бобриковского горизонта Пронькинского месторождения

*В.А. Шакиров, К.Ф. Миропольцев
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Объектом исследования являются терригенные бобриковские отложения кожимского надгоризонта нижнего отдела каменноугольной системы в пределах Оренбургской области.

Особенностью бобриковских отложений Пронькинского месторождения является присутствие ангидритизированного песчаника, который имеет обширную зону распространения в восточной части Бобровско-Покровского вала. В пределах месторождения этот тип отложений частично или полностью замещает песчаник, причем определенной закономерности расположения в разрезе нет. Это повлияло на эксплуатационные характеристики скважин: дебиты жидкости скважин, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга, различаются в несколько раз.

Проведены литофациальный анализ и типизация пород, слагающих разрез с установлением петрофизических зависимостей. Изучаемый пласт представляет собой переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и ангидритизированных песчаников. По достаточной выборке образцов керна, характеризующей весь диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств, определены минералогические, структурные и элементные характеристики горных пород и установлены отличительные типы. Процессы сульфатизации ухудшили емкостные свойства коллекторов, в целом по объекту поровый объем сократился на 10-15 %.

Всего выделено пять основных литотипов отложений, которые различаются по литологическому составу, емкостным и фильтрационным свойствам. Определено, что типы пород располагаются в разрезе в различной последовательности. Выделены пять основных типовых последовательностей фаций, характеризующих закономерности в смене обстановки накопления, а следовательно, в смене типов пород.

Как показал анализ разработки пласта, наилучшими добычными возможностями обладает чистозернистый песчаник, ухудшенными – мелкозернистый и алевролитистые пласты. Неоднозначно характеризуются эксплуатационные характеристики сульфатизированных коллекторов, где дебит нефти изменяется от первых тонн до 100 т/сут и более. Такой разброс связан с наличием трещиноватости: по данным изучения керна в области ниже граничного значения пористости проницаемость может достигать $(10-20) \cdot 10^{-3}$ мкм².

В результате работы выделены участки с наилучшими эксплуатационными характеристиками. Распространение сульфатов в разрезе бобриковского горизонта по керновым и геофизическим данным подтверждено в южном направлении от Пронькинского месторождения.

Применение геомеханических подходов при совершенствовании проектирования и разработки карбонатных коллекторов

*Д.В. Шустов, С.Ю. Якимов
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет)*

Выделение зон уплотнения и разуплотнения в продуктивных объектах позволяет обеспечить высокую последующую эффективность разработки месторождения за счет как оптимизации расположения скважин в высокопродуктивных (высокопроницаемых) зонах, выделенных на основании геомеханических критериев разрушения или напряженного состояния, так и оптимизации режимов их работы. Кроме того, возникает возможность значительно более успешного проведения геолого-технических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пласта, на основе выявления закономерностей распределения и изменения напряженного состояния продуктивных объектов в процессе их разработки при помощи геомеханического моделирования.

В основе геолого-геомеханической модели лежат геологическая модель, геомеханические параметры, такие как модуль упругости, коэффициент Пуассона, прочностные характеристики пород-коллекторов, полученные по данным анализа керна, и геомеханическая модель, разрабатываемая в специализированном программном комплексе для геомеханического моделирования. Упругие физико-механические параметры предпочтительно находить по всему кубу, проводя интерпретацию 3D сейсмичи методом упругой инверсии.

Комплексное совместное применение геомеханических, геологических и гидродинамических подходов при создании фильтрационной модели залежи позволяет получить наиболее целостную и физически обоснованную картину распределения трещинной проницаемости коллектора, а также закон ее снижения в результате смыкания трещин при снижении пластового давления в процессе отработки.

В процессе эксплуатации добывающих скважин трещинный коллектор пласта, особенно в прискважинной зоне, начинает испытывать дополнительную вертикальную нагрузку, приводящую к деформации трещинного пространства. При этом происходит как упругое, так и необратимое (пластическое) уменьшение емкостных и фильтрационных свойств пород. В результате испытаний образцов с трещинами и последующей обработки экспериментальных данных был получен закон снижения и восстановления проницаемости в аналитическом виде, основанный на использовании модели трещины Бартона – Бандиса. Данный закон был реализован во внешнем программном модуле, который работает параллельно с гидродинамическим симулятором Eclipse.

На последнем этапе проводится гидродинамическое моделирование с кубом проницаемости, полученным из геомеханической модели, при использовании внешнего программного модуля, реализующего закон изменения проницаемости.

О повышении эффективности виброволнового воздействия на призабойную зону нефтяного пласта

*А.А. Щербаков, М.С. Турбаков
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет)*

Проницаемость пород-коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) ухудшается на всех этапах разработки месторождения. Для восстановления проницаемости до первоначальной применяют методы, снижающие фильтрационные сопротивления в ПЗП и стабилизирующие добычу нефти. Выбор метода основывается на детальном изучении термодинамических условий и состояния ПЗП, состава пород и добываемой жидкости, а также анализа истории разработки месторождения.

Основной задачей виброволнового воздействия является восстановление коллекторских свойств в ПЗП за счет разрушения коагулирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения, улучшения фильтрационных характеристик путем расширения существующих флюидопроводящих каналов и создания новых. Для интенсификации отборов нефти, снижения затрат за счет увеличения эффективности обработки ПЗП и наработки на отказ скважинного глубиннонасосного оборудования в Пермском национальном исследовательском политехническом университете разработано устройство виброволнового воздействия на ПЗП. Устройство жестко закрепляется на колонне НКТ и спускается на забой скважины в начале эксплуатации. При необходимости выполнения виброволнового воздействия потоком рабочей жидкости с устья скважины сбрасывается шар, который перекрывает проходное отверстие в донной части устройства. Гидравлический импульс сопровождается повышением давления, что приводит к резкому периодическому истечению жидкости из отверстий в шаре. Кроме того, истечение жидкости при вращении золотника, расположенного на теле устройства, создает циклические колебания в окружающей среде (жидкости). По окончании виброобработки шар с помощью обратной промывки скважины вымывается на поверхность, и устанавливается нормальный режим эксплуатации.

Разработанное устройство повышает качество очистки ПЗП от коагулирующих частиц, устанавливается в начале эксплуатации и дает возможность проводить обработку ПЗП без подъема колонны НКТ, обладает низкими себестоимостью и ресурсоемкостью по сравнению с зарубежными аналогами.

Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта с уменьшением массы проппанта

Т.Ю. Юсифов
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)

Представлены результаты повторного гидроразрыва пласта (ГРП) с уменьшением массы проппанта в скважинах, где ранее проводились большеобъемные ГРП. Суть метода состоит в том, что в связи с изменением свойства пласта происходит переориентация азимута трещины при повторном ГРП. Обычно на практике повторные гидроразрывы проводятся с увеличением массы проппанта в среднем на 30 % массы проппанта предыдущего ГРП. Применение повторного ГРП с уменьшенной массой проппанта обусловлено подходом фронта нагнетаемых вод и, как следствие, риском прорыва трещины ГРП в обводненную зону.

Крайне сложное геологическое строение, а также низкие коллекторские свойства продуктивных пластов Южно-Харампурского месторождения предопределили использование ГРП как основной технологии для доизвлечения запасов нефти на поздней стадии разработки. С 2006 г. число проведенных на месторождении операций снижалось, что обусловлено уменьшением потенциального фонда скважин для выполнения ГРП.

Было принято решение проводить повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта в 2 раза с целью исключения рисков прорыва фронта нагнетаемых вод, а также переориентации азимуты трещины ГРП. Для эксперимента была выбрана одна из скважин Южно-Харампурского месторождения, эксплуатирующая пласт Ю₁. В ней в 2006 г. уже был выполнен ГРП с массой проппанта 98 т. Пласт Ю₁ расчлененный, низкопроницаемый, характеризующийся сложным геологическим строением. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет около 18 м, присутствует подошвенная вода, близок фронт закачиваемых вод.

В 2013 г. был составлен дизайн ГРП с использованием 49 т проппанта. Операция успешно реализована, получен прирост дебита нефти 8 т/сут.

В процессе эксплуатации залежи при повторных гидроразрывах трещина ГРП меняет траекторию и развивается в другую сторону в результате изменения ориентации местных напряжений. После получения положительных результатов проведения гидроразрыва пласта Ю₁ было рекомендовано проведение подобных операций на других объектах с аналогичными свойствами.

Исследования нетрадиционных коллекторов – подходы и возможности лабораторий «Везерфорд»

***М.А. Ющенко, Ю.Н. Наумов, А.В. Муравьев
(Weatherford)***

Лаборатории «Везерфорд» (Weatherford Laboratories) обладают богатым опытом исследования керна и решения задач разведки и разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях всего мира. Этот опыт был бы полезен и для российских нефтегазовых компаний при решении ключевых проблем – повышения эффективности и безаварийности бурения в сложных коллекторах, разработки неоднородных и низкопроницаемых пластов («баженитов» и карбонатов), обеспечения сохранности керна и оперативного получения литолого-петрофизических данных высокого качества. Собственные уникальные аппаратурные разработки непрерывно совершенствуются благодаря взаимодействию лабораторий с полевыми сервисными бригадами. Услуги полевых лабораторий (wellsite geoscience) позволяют практически в режиме реального времени исключать неопределенности при интерпретации данных каротажа в процессе бурения, а также вносить необходимые коррективы при геонавигации бурения в сложнопостроенных коллекторах. Оперативность получения результатов достигается благодаря полевому комплексу лабораторных методов, включающему рентгенодифракционный метод (XRD), рентгеноспектральный флуоресцентный (XRF) и пиролитический (SRA) анализы, выполняемые на образцах шлама разбуренной породы. Эти методы можно использовать как в составе отдельной мобильной полевой лаборатории, так и в качестве дополнительных опций в составе станций геолого-технологических и геохимических исследований.

Экономический анализ применения новейших технологий для трудноизвлекаемых запасов нефти Татарстана

А.Ф. Яртиев
(ТатНИПИнефть)

Стратегической задачей топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан в последние годы является стабилизация и постепенное увеличение добычи нефти как за счет ввода в разработку новых залежей и площадей, так и повышения эффективности эксплуатации старых нефтяных объектов, находящихся на поздней стадии разработки.

Продуктивность старых скважин восстанавливается и может повышаться путем системного применения технологий обработки призабойной зоны пластов (ПЗП) и других стимулирующих операций и физико-химических воздействий.

В Татарстане применяются различные технологии и методы воздействия для повышения технологической и экономической эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Для разработки карбонатных коллекторов с 1996 г. применяется комплекс технологий солянокислотных обработок.

В целом разработанные технические и технологические решения внедрены в 2600 нефтедобывающих скважинах с суммарным экономическим эффектом более 1,4 млрд. руб. без учета льготы по НДС в зависимости от конечной выработки выработки запасов нефти.

В 2006 г. принят Федеральный закон № 151-ФЗ, в соответствии с которым введен понижающий коэффициент к расчету НДС, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Однако в 2006 г. из-за необходимости реализации раздельного учета льготированной нефти налоговое стимулирование было организовано только по Ромашкинскому нефтяному месторождению. В 2007 г. в льготированную группу было добавлено Первомайское месторождение, в 2009 г. – Бастрыкское, в 2012 г. – Ново-Елховское, в 2013 г. – Южно-Нурлатское.

С учетом понижающего коэффициента к расчету НДС экономическая эффективность применяемых технологий оказалась выше приведенной к началу 2014 г. на 100 млн. руб. Суммарный экономический эффект превысил 1,5 млрд. руб.

Тяжелые нефти Республики Татарстан

А.Ф. Яртиев
(ТатНИПИнефть)

Мировые запасы природных битумов и тяжелых нефтей в несколько раз превышают запасы средних и легких нефтей. Они сосредоточены в 63 геологических провинциях, оцениваются в 500-550 млрд. м³ и распределяются следующим образом: Канада – 75 %, Россия – 22 %, остальные страны мира – 3 %.

Немногие российские компании готовы вкладывать значительные средства в разработку месторождений и переработку тяжелой нефти, даже несмотря на значительную государственную поддержку. В Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинциях сосредоточено 75,8 % российских запасов тяжелой высоковязкой нефти.

Татарстан располагает крупнейшим в России ресурсным потенциалом природных битумов. Добыча нефти в республике, как и во всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, находится на стадии естественного снижения, на протяжении последних лет в регионе удастся поддерживать добычу на уровне 30 млн. т/год. И такой уровень добычи планируется по республике до 2020 г.

В настоящее время на балансе ОАО «Татнефть» числятся запасы 21 месторождения сверхвязких нефтей (балансовые – 118 млн. т, извлекаемые – 41 млн. т). Всего в Черемшано-Бастрыкской зоне имеется 98 месторождений высоковязких нефтей с геологическими запасами 461 млн. т. Из них в программу освоения включены 45 месторождений с геологическими запасами 191 млн. т.

Реализация программы по добыче сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении ОАО «Татнефть» осуществляется с 2006 г., с начала разработки добыто более 400 тыс. т сверхвязкой нефти.

С учетом успешности работ руководством ОАО «Татнефть» принято решение по вводу в эксплуатацию еще трех поднятий Ашальчинского месторождения, что позволит довести готовую добычу тяжелой нефти до 800 тыс. т/год. Стимулом к эффективному развитию данного проекта являются льготы в виде снижения экспортной пошлины для месторождений сверхвязкой нефти.

Разработка месторождений сверхвязкой нефти в России актуальна как никогда. Однако для добычи нетрадиционных ресурсов (битумы, тяжелые нефти, газовые гидраты) требуются колоссальные инвестиции и новые технологии, к внедрению которых стремятся всего несколько нефтедобывающих компаний. В российских условиях для развития разведки и разработки месторождений высоковязкой нефти и природных битумов необходимо принятие специального закона с обязательным государственным финансированием начала производственных работ, а также комплексом мер государственной поддержки, включая полные налоговые каникулы до полной окупаемости проекта.

Для заметок

Для заметок

Для заметок

Для заметок

