

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XII научно-практическая конференция

**Геология и разработка месторождений
с трудноизвлекаемыми запасами**

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Москва

2012

СОДЕРЖАНИЕ

Акелян Н.С. Практика применения статистических моделей при планировании ОПЗ	6
Архипов В.С., Зубова Ю.А., Устинов А.С., Манасян А.Э., Середа И.А. Опыт выявления пропущенных залежей на разрабатываемых месторождениях ОАО «Самаранефтегаз»	7
Байков В.А., Вафин И.И., Гусманов А.А., Усманов Т.С. Результаты опытных работ по реализации рядной лобовой системы разработки с учетом преимущественного направления развития трещин ГРП и автоГРП на примере пласта БС ₄₋₅ Приразломного месторождения	8
Балушкина Н.С., Белохин В.С., Калмыков Г.А., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А., Блинова В.Н., Гаврилова Е.В., Ганичев Д.И. Новые подходы к изучению разрезов баженовской свиты	9
Блинова В.Н., Ганичев Д.И., Гаврилова Е.В., Калмыков Г.А., Юрченко А., Балушкина Н.С., Соловьева Н.А., Шарданова Т.А. Происхождение вторичной карбонатизации в отложениях баженовской свиты на основе исследования стабильных изотопов углерода и кислорода.....	10
Буков О.В., Бухаров П.С. Результаты работ по проведению многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах Приобского месторождения	11
Бушарова Е.А., Кокорин А.А. Целеобразность применения водогазового воздействия (ВГВ) в различных геологических условиях (на примере Выинтойского и Сандибинского месторождений).....	12
Гайдук А.В., Мухутдинов Р.А., Альмендингер О.А., Меркушкина Ю.В. Условия формирования и критерии прогноза зон улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров (на примере Даниловского лицензионного участка (Восточная Сибирь)).....	13
Гарифуллин Р.Б. Опыт и перспективы применения утяжеленных безбаритовых растворов на основе рассолов тяжелых солей.....	14
Гнездов В.П., Джалалов К.Э., Зубков А.А., Гарушев Э.А. Экспериментальное обоснование технологии повышения эффективности ГРП.....	15
Григорьев К.С. Оптимизация проводки горизонтальных стволов в зоне раздельного залегания пластов Верхнечонского месторождения	16
Гришина А.Л., Сергиенко В.А. Совершенствование методики определения пористости по данным акустического каротажа	17
Дергачёв Р.В. Оптимизация сетки скважин в процессе эксплуатационного бурения	18

Евдокимова Е.А. Определение коэффициента водонасыщенности в низкоомных коллекторах нефтяных месторождений Томской области.....	19
Евланова Т.С. Характеристика пустотного пространства трещинно-кавернозного карбонатного коллектора посредством электрических методов ГИС	20
Залялиева А.Р. Прогноз развития зон карбонатизации верхнеюрских отложений на Таловой площади Игольско-Талового месторождения	21
Зверев И.О., Поляков А.А., Тимошенко О.М., Меркушкина Ю.В. Предпосылки формирования тектонически-экранированных залежей нефти на севере Варандей-Адзвинской зоны (на примере восточного склона Вала Сорокина).....	22
Земцов Ю.В., Тимчук А.С., Баранов А.В., Гордеев А.С., Савицкий Н.В. Результаты закачек мелкодисперсной водогазовой смеси для увеличения нефтеотдачи пласта БВ ₈ Самотлорского месторождения.....	23
Кайгородов С.В., Кашапова Э.Р., Кишин В.Т., Павлова С.А. Оптимизация системы заводнения на месторождении на поздней стадии разработки с помощью модели линий тока	24
Кайгородов С.В. Шахматно-циклический способ разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов – альтернатива SAGD	25
Корнилов А.В., Ильясов А.М., Пресняков А.Ю., Стрижнев В.А. Математическая модель для прогнозирования эффективности водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах	26
Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Ненартович Т.Л., Толоконская Л.Д. Возможности использования попутного нефтяного газа для увеличения нефтеотдачи пластов	27
Кулешков И.В., Стулов Л.Г., Данильченко О.Н., Колбикова В.В., Ахметов Ш.Р. Состояние и перспективы доразработки глубокопогруженного эксплуатационного объекта верхнемеловых отложений Брагунского месторождения Чеченской Республики	28
Кулешков И.В., Савченко А.П., Островская Н.В., Харлов А.Н. Основные положения проектирования систем разработки Сладковско-Морозовской и Анапско-Темрюкской групп месторождений Краснодарского края.....	29
Латыпов И.Д., Исламов Р.А., Волков В.Г. Разработка технологии дизайна гидравлического разрыва пласта, адаптированной к условиям баженовской свиты	30
Латыпов И.Д. Опыт применения специальных ГИС для задач определения высоты и азимута трещины гидроразрыва пласта.....	31
Макатров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г. Неожиданные результаты фильтрационных исследований в условиях вязкой нефти и неконсолидированного песчаника пласта ПК ₁ Северо-Комсомольского месторождения.....	32
Маликова М.Ю., Сташок Ю.И., Чиркина Е.Л. Методология определения температуры насыщения нефти парафином при различных параметрах состояния.....	33
Мегалов А.Ю., Иванов Е.Н. Совершенствование методики оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи	34

Мешков В.М., Каримов Б.М. Система контроля разработки месторождений гидродинамическими методами на основе ТМС УЭЦН.....	35
Мешков В.М., Ихсанов М.А. Определение направления развития трещин ГРП на основе гидродинамических исследований	36
Михеев П.С., Исбир Ф.А. Проектирование прокси-модели оптимизации процесса гидродинамического моделирования прогнозных показателей добычи нефти	37
Молоков Р.А. Метод оценки перетоков между пластами на примере фильтрационной модели группы пластов АВ ₁₋₅ Самотлорского месторождения	38
Морозов Д.О., Локоть А.В., Дриллер А.В. Некоторые особенности построения и адаптации геологической модели пласта Нх ₃₋₄ Ванкорского месторождения	39
Петров С.В. Модуль «Оперативный расчет интегрированных проектов»	40
Попов Ю.А., Паршин А.В., Ромушкевич Р.А., Баюк И.О., Спасенных М.Ю., Богданович Н.Н., Попов Е.Ю., Коробков Д.А., Калмыков Г.А., Гаврилова Е.В. Новые методы тепловой петрофизики как эффективный инструмент исследований пород баженовской свиты	41
Рачева Л.Д., Панкова О.Б., Белоусова Т.С., Желудков А.В. Детализация геологического строения пласта для подбора эффективных ГТМ с целью оптимизации системы разработки на примере объекта БВ ₁₀ Поточного и Северо-Поточного месторождений.....	42
Рихтер О.В., Махмудова Р.Х., Никитин Ю.И., Вилесов А.П. Сейсмостратиграфия сложнопостроенных ловушек нефти в верхнедевонской колганской толще Оренбургской области	43
Рогачев М.К., Ленченков Н.С., Ленченкова Л.Е., Акчуринов Х.И. Обоснование выбора потокоотклоняющих технологий на основе экспериментальных исследований	44
Саидов О.А., Шмелев П.П., Гусаков В.Н. Развитие технологий ОПЗ в ООО «РН-Юганскнефтегаз».....	45
Салаяев В.В., Середа И.А. Оптимизация конструкции и заканчивания скважин для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов	46
Сахань А.В., Ягудин Р.А., Салаяев В.В. Северо-Комсомольское месторождение. Перспективы разработки пласта ПК ₁	47
Соловьёв А.В., Максимов А.А. Гидроразрыв пласта на нагнетательных скважинах с учетом эффекта автоГРП.....	48
Стулов Л.Г., Папоротная А.А., Тимонов Е.Г. Некоторые аспекты условий формирования природного резервуара верхнемеловых отложений Восточного Ставрополя.....	49
Томашев Д.В., Папоротная А.А. Перспективы нефтегазоносности нижнетриасовых отложений (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя.....	50

Усманов Т.С., Байков В.А., Зулъкарниев Р.З., Фахретдинов И.В. Регулирование закачки на нагнетательном фонде многопластовой залежи Приобского месторождения с помощью оборудования ОРЗ	51
Устинов И.А., Амбарян Т.А., Струкова О.В. Создание модели трещиноватости для повышения качества прогнозирования показателей разработки месторождений с карбонатными коллекторами	52
Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Либерман В.Б., Сухов К.А., Ахметшин А.З. Геология и разработка месторождений сверхвязкой нефти в Республике Татарстан	53
Чехонин Е.М., Попов Ю.А., Паршин А.В., Спасенных М.Ю., Сафонов С.С. Влияние тепловых свойств резервуара и вмещающих пород на точность оценки параметров добычи методом парогравитационного дренажа.....	54
Чинаров А.С., Рыбаков Р.А. Аспекты геологии и разработки терригенных трещиновато-поровых коллекторов Западной Сибири	55
Шакшин В.П., Попков В.И., Хамитов И.Г., Криков Д.А., Овсиенко А.С. Эффективность ППД вязких нефтей в самоорганизованных структурах эффективного порового пространства	56
Шафикова Р.Р., Прокофьев Д.А., Крамар О.В. Пласт ЮВ ₂ – новый этап освоения юрских отложений Вартовского свода.....	57
Шевелев М.Б. Модификация системы заводнения в процессе разработки (на примере одного из нефтяных месторождений Западной Сибири)	58
Шевелев Д.А., Бикинина А.Г., Мартина С.Ф. РН-Геобанк – интегрированная платформа проектирования и мониторинга разработки нефтегазовых месторождений	59
Шмыгля К.О. Обзор проблем и особенностей данных ГИС, ПГИ и методик их обработки и интерпретации в условиях горизонтальных и сильно искривленных скважин	60
Шпильман А.В., Толстолыткин И.П., Мухарлямова Н.В. Мониторинг разработки трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа-Югры	61
Юнусова Л.В., Волков А.Н. Опыт применения технологии доизвлечения выпавшего в пласте конденсата (на примере Вуктыльского НГКМ).....	62
Юсифов Т.Ю. Влияние гидроразрыва на нефтяные пласты с низким давлением	63

Практика применения статистических моделей при планировании ОПЗ

*Н.С. Акелян
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

Одной из важнейших задач при планировании обработок призабойных зон (ОПЗ) является прогнозирование эффективности мероприятий. Применение вероятностно-статистических моделей, построенных по фактическим данным, полученным на месторождениях, позволяет с высокой достоверностью определить основные показатели эффективности ОПЗ, изменение дебита скважины; ожидаемую накопленную добычу углеводородов и др.

В частности, построены модели множественной регрессии основных параметров эффективности ОПЗ (обработка скважин кислотными композициями) для группы месторождений Ханты-Мансийского автономного округа. Коэффициент детерминации полученных моделей составил около 80 %. Уточнение базовых моделей применительно к конкретному месторождению выполнено путем составления таблицы факторов – матрицы влияния, отражающей воздействие каждой переменной на каждый результирующий параметр. В качестве инструмента, позволяющего построить матрицу влияний, использовался дисперсионный анализ. Выявлены наиболее значимые факторы, влияющие на эффективность кислотной обработки.

Результаты проведенного дисперсионного анализа по данным конкретного месторождения использованы для уточнения модели путем изменения коэффициентов регрессионного уравнения базовой модели, а также включением (исключением) в модель дополнительных членов регрессионного уравнения (в зависимости от степени значимости факторов). Уточненная модель позволяет сделать прогноз мгновенного дебита с точностью до 92,5 %, что на 21,5 % превышает показатель базовой модели. Таким образом, значительно улучшены прогнозные модели, повышена точность расчетов эффективности ОПЗ и снижены риски ОПЗ на одном из месторождений компании.

Опыт выявления пропущенных залежей на разрабатываемых месторождениях ОАО «Самаранефтегаз»

***В.С. Архипов, Ю.А. Зубова (ООО «СамараНИПИнефть»),
А.С. Устинов, А.Э. Манасян (ОАО «Самаранефтегаз»)
И.А. Середа (ОАО «НК «Роснефть»)***

В 2010 г. специалистами ОАО «Самаранефтегаз» и ООО «СамараНИПИнефть» были начаты работы по поиску пропущенных залежей на разрабатываемых месторождениях, предварительной оценке запасов и вводу их в активную разработку за счет проведения адресных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В работе приведен опыт комплексного подхода к выявлению пропущенных залежей, состоящий из следующих основных этапов.

1. Анализ региональных трендов распространения продуктивных пластов, исходной информации.
2. Переинтерпретация материалов геофизических исследований скважин, выявление потенциально продуктивных пластов.
3. Геометризация перспективных объектов, предварительная оценка запасов.
4. Ранжирование выявленных объектов, разработка адресных ГТМ.
5. Проведение исследований по доизучению потенциальных объектов (ИННК, опробование).
6. Оперативный подсчет запасов, постановка на госбаланс, проектирование разработки, ввод в разработку выявленной залежи.

Изложенный комплексный подход позволяет выявить значительный потенциал прироста запасов нефти. Поиск и ввод в активную разработку пропущенных залежей дает возможность прирастить запасы и добычу нефти при минимальных капитальных вложениях на проведение ИННК и опробование. Доказана практическая эффективность рассмотренного подхода.

В 2010-2011 гг. в рамках выполнения работы по поиску пропущенных залежей проанализировано 57 месторождений (37 % общего числа месторождений «Самаранефтегаз»). Реализация программы по оценке ресурсной базы в 2010-2011 гг. позволила открыть 17 новых залежей на 15 месторождениях с суммарными извлекаемыми запасами 3,046 млн.т. Большинство новых залежей введено в активную разработку с приростом суммарного запускного дебита нефти 1644 т/сут. В результате 17 скважин были введены в эксплуатацию из бездействия. Экономический эффект от прироста запасов нефти за 2010-2011 гг. составил 3,4 млрд. руб.

Системная работа по поиску пропущенных залежей будет продолжена до конца 2014 г., планируется провести комплексный анализ по всем разрабатываемым месторождениям ОАО «Самаранефтегаз».

Результаты опытных работ по реализации рядной лобовой системы разработки с учетом преимущественного направления развития трещин ГРП и автоГРП на примере пласта БС₄₋₅ Приразломного месторождения

***В.А. Байков, И.И. Вафин, А.А. Гусманов, Т.С. Усманов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

Ранее реализованные на пласте БС₄₋₅ Приразломного месторождения системы разработки были запроектированы без учета преимущественного направления трещин ГРП, в связи с этим они недостаточно устойчивы к анизотропии процесса заводнения. На влияние ГРП на разработку указывает анизотропия заводнения при эксплуатации южной части пласта БС₄₋₅, где в результате применения большеобъемных ГРП (полу-длины трещин ГРП были сопоставимы с расстоянием между скважинами) и высокого давления закачки добывающие скважин, расположенные в направлении преимущественного развития трещин ГРП, стали интенсивно обводняться. Осложняющим фактором явилась также утвержденная (трехрядная треугольная) система разработки, не позволяющая гибко управлять процессом заводнения.

С учетом имеющейся информации была проведена серия расчетов с различными системами разработки, плотностями сетки скважин, направлением развития и параметрами трещин ГРП. В результате было предложено испытание рядной системы разработки с разреженным рядом нагнетательных скважин, ориентированной в направлении преимущественного развития трещин ГРП. Для проведения опытно-промышленных работ был предложен участок в южной части пласта БС₄₋₅ Приразломного месторождения. Бурение опытного участка рядной системы начато осенью 2010 г.

В данной работе приводится предварительная оценка эффективности испытываемой рядной системы разработки за истекший период (1,5 года). Рядная и девятиточечная системы разработки показали близкие технологические показатели и схожую динамику дебитов жидкости и обводнения, при этом обе системы позволяют решить проблему анизотропии заводнения. Однако открытым остается вопрос о рисках реализации рядной системы, связанных с возможностью переориентации трещин автоГРП, а также трещин ГРП при повторных операциях, изменении поля давления, что может привести к преждевременному обводнению скважин.

По результатам сравнительной оценки эффективности реализованных систем было принято решение о преждевременности распространения рядной системы на всю площадь Приразломного месторождения и возврате к девятиточечной системе разработки.

Новые подходы к изучению разрезов баженовской свиты

*Н.С. Балушкина, В.С. Белохин,
Г.А. Калмыков, Д.В. Корост, Р.А. Хамидуллин
(МГУ им. М.В. Ломоносова),
В.Н. Блинова, Е.В. Гаврилова, Д.И. Ганичев
(ОАО «НК «Роснефть»)*

На основе усовершенствования технической базы лабораторных и скважинных исследований, технологий бурения и отбора керн предложена и реализована единая схема изучения керн пород баженовской свиты, включающая следующие взаимосвязанные блоки исследований, проведенных на одних и тех же образцах.

1. Литологический блок включает детальное описание колонок керн, съемку полноразмерного керн при дневном и ультрафиолетовом свете, изучение пород на шлифах, количественный рентгено-фазовый анализ минерального состава, определение элементного состава, измерение изотопного состава.

2. Петрофизический блок позволяет определить фильтрационно-емкостные свойства и основные физические характеристики, изучить структуры порового пространства с помощью растрового электронного микроскопа и рентгеновского микротомографа, ртутной порометрии.

3. Геохимические исследования органического вещества пород дают возможность оценить не только количество и тип керогена и стадию катагенеза, но и содержание в породах автохтонных и миграционных битумоидов.

4. Изучение механико-прочностных свойств в сочетании с информацией о вещественном составе пород, степени преобразованности органического вещества, пластовых давлениях позволяет, с одной стороны, дать прогноз наличия в толще трещиноватых интервалов, а с другой, – оценить условия проведения и эффективность мероприятий по интенсификации притока.

Предложенный подход к проведению исследований дает возможность разделить породы на типы, отражающие природу дифференциации пород по вещественному составу и коллекторским свойствам, и перейти к их физическим характеристикам и вещественному составу, определяемым в скважине. Использование такой типизации позволяет по данным ГИС проводить литологическое расчленение разреза, расчет пористости и насыщенности.

Происхождение вторичной карбонатизации в отложениях баженовской свиты на основе исследования стабильных изотопов углерода и кислорода

*В.Н. Блинова, Д.И. Ганичев, Е.В. Гаврилова (ОАО «НК «Роснефть»),
Г.А. Калмыков, А. Юрченко, Н.С. Балушкина,
Н.А. Соловьева, Т.А. Шарданова (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

Последние детальные исследования керна баженовской свиты, отобранного ОАО «НК «Роснефть» на Правдинском, Приразломном, Приобском и Малобалыкском месторождениях, показали наличие в терригенно-кремнистом разрезе карбонатных стяжений, прослоев и отдельных слоев толщиной до 2 м, которые могут быть нефтеотдающими. С целью установления условий их формирования и последующего прогноза распространения был выполнен комплекс исследований, включающий макро- и микроописание керна, рентгенофазовый анализ, изучение под электронным микроскопом, а также анализ стабильных изотопов углерода и кислорода.

С использованием указанных методов были выделены три основные группы карбонатов, отличающиеся по минералогическому составу, местоположению в разрезе и изотопному составу углерода и кислорода. Изотопный состав углерода первых двух типов характеризует их как нормальные морские карбонаты, а облегченный изотопный состав кислорода указывает на наличие повышенных температур среды при осаждении CaCO_3 . Третий тип представлен карбонатным слоем толщиной до 2 м, сложенным кальцитом и/или доломитом. Он имеет афациальную природу и может встречаться на разных уровнях в интервале верхней части абалакской свиты и нижней части баженовской свиты или отсутствовать в разрезе. Карбонатные породы брекчированы и разбиты трещинами, залеченными кальцитом. Изотопный состав углерода обломков карбонатов указывает на то, что они образовались при участии изотопно-легкой, биогенной углекислоты, а изотопный состав кислорода указывает на первичную природу карбоната, осаждающегося в приповерхностных условиях морского бассейна. Обнаружение такого рода карбонатов в Западной Сибири указывает на существование в конце абалакского и начале баженовского времени серии активных зон флюидной разгрузки углеводородов. Причем, судя по изотопному составу углерода карбонатов, исходный метан образовывался из органического вещества, преобразованного в зоне нефтегазогенерации.

Таким образом, можно предположить, что в конце абалакского и начале баженовского времени существовала работающая нефтяная система, из которой по ослабленным зонам к поверхности морского бассейна поступал метан, где он частично перерабатывался микроорганизмами, и в придонных условиях осаждался карбонатный материал.

Результаты работ по проведению многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах Приобского месторождения

***О.В. Буков, П.С. Бухаров
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)***

Рассмотрены результаты проведения многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) в горизонтальных участках скважин Приобского месторождения. При заканчивании скважин были применены гидравлически разобщаемые компоновки для горизонтального участка с возможностью проведения ГРП в семи зонах с целью вовлечения в разработку коллекторов пониженной продуктивности. Потенциальными объектами для применения технологии были выбраны краевые зоны пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Бурение горизонтальных скважин сопряжено с многочисленными технологическими проблемами, иногда запланированной продуктивности достичь не удастся по геологическим причинам (высокие слоистость и неоднородность по разрезу, низкие коллекторские свойства). Для решения указанных проблем проводят различные геолого-технические мероприятия (ГТМ), однако их успешность зачастую невысокая и они требуют значительных материальных вложений. В результате проведения ГТМ обеспечивается кратковременное увеличение продуктивности, при этом проблема неравномерного и неэффективного отбора (охват по разрезу и площади) из горизонтального ствола остается.

С целью эффективного охвата низкопроницаемого коллектора была опробована технология строительства скважин с горизонтальными участками протяженностью 1000 м с сетью множественных трещин ГРП (многостадийные). В результате бурения такой скважины увеличилась продуктивность, начальный дебит и коэффициент извлечения нефти по участку залежи. Конструкция скважины позволяет в дальнейшем проводить селективные (выборочные по участкам) повторные ГТМ, а наличие шлюзов – регулировать приток в скважине по зонам для снижения обводненности продукции.

В настоящее время на кусте № 250 Приобского месторождения пробурены и введены в эксплуатацию четыре горизонтальные скважины с многостадийными ГРП. Дебиты нефти этих скважин в среднем в 3 раза больше, чем традиционных наклонно направленных с ГРП, пробуренных в схожих геологических условиях.

Целесообразность применения водогазового воздействия (ВГВ) в различных геологических условиях (на примере Выинтойского и Сандибинского месторождений)

*Е.А. Бушарова, А.А. Кокорин
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Наиболее отработанным методом поддержания пластового давления на месторождениях Западной Сибири является заводнение, однако в осложненных горно-геологических условиях наиболее перспективным методом увеличения нефтеотдачи может стать закачка углеводородного газа в сочетании с заводнением. Внедрению газовых и водогазовых технологий способствует необходимость утилизации нефтяного газа, который частично сжигается на факелах.

На 01.01.12 г. водогазовое воздействие (ВГВ) опробовано на Восточно-Перевальном (пласт АС₉), Котовском (евлано-ливенский горизонт) и Средне-Хулымском месторождениях. Однако имеющиеся данные по оценке эффективности внедрения ВГВ не позволяют на этом этапе оценить прирост нефтеотдачи. Кроме того, внедрение ВГВ чревато как геологическими, так и технологическими осложнениями процесса добычи нефти. Это требует тщательного подхода к выбору объекта воздействия. Основными факторами, обуславливающими целесообразность применения ВГВ, являются структурно-тектонические особенности строения пород, физические и литологические свойства коллекторов, физико-химические свойства воды, нефти и газа.

В рамках составления проектных документов была рассмотрена возможность применения ВГВ на Выинтойском (объект Ач₁₋₃) и Сандибинском (пласт БН₆) месторождениях. Проведено несколько вариантов тестовых расчетов по характерным элементам залежей объектов для оценки чувствительности модели к различным управляющим параметрам. Соотношение объемов газа и воды выбиралось по результатам экспериментальных исследований, выполненных в работе В.П. Телкова, Ю.А. Егорова (2008 г.).

На основании анализа разработки, гидродинамических расчетов и опыта применения ВГВ на других месторождениях рекомендовано применение ВГВ на пласт БН₆ Сандибинского месторождения. По результатам расчетов максимальное увеличение коэффициента извлечения нефти для условий элемента объекта БН₆ Сандибинского месторождения составит 6 %. По объекту Ач₁₋₃ Выинтойского месторождения рекомендовано воздержаться на второй стадии разработки от применения ВГВ в качестве базовой технологии воздействия на пласт.

Условия формирования и критерии прогноза зон улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров (на примере Даниловского лицензионного участка (Восточная Сибирь))

*А.В. Гайдук, Р.А. Мухутдинов, О.А. Альмендингер
(ООО «РН-Эксплорейшн»),
Ю.В. Меркушкина (ОАО «НК «Роснефть»)*

Даниловский лицензионный участок расположен в Катангском районе Иркутской области и находится в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. Промышленная нефтеносность связана с венд-нижнекембрийским сульфатно-карбонатным комплексом.

В настоящее время в пределах участка открыто два нефтяных месторождения. Пробурено 34 скважины, только 3 дали промышленный приток нефти. Это связано со сложным геологическим строением карбонатных пород и неравномерным распределением коллекторов. В связи с «мозаичностью» распространения зон коллекторов и с целью дальнейшего освоения лицензионного участка возникла необходимость поиска критериев прогноза распространения зон с улучшенными коллекторскими свойствами и их геометризации.

В 2011 г. бурением скв. Днл-71, давшей фонтанный приток нефти дебитом 216 м³/сут, было открыто Северо-Даниловское месторождение. Ранее открыто Даниловское месторождение (ООО «Данилово»), на котором пробурены три скважины, давшие значительные притоки (до 386 м³/сут) из того же интервала разреза. Эти скважины пробурены в зонах выступов фундамента, имеющих сходное строение, характеризующихся отсутствием нижней базальной терригенной свиты венда (Непская свита) и сокращением толщины нижних карбонатных вендских горизонтов вплоть до полного их отсутствия. Результаты анализа сейсмических данных и изучения керна указывают на накопление породы в условиях активной гидродинамики. В низкопродуктивных и непродуктивных скважинах в керне выделяются микритовые разности, что свидетельствует о накоплении карбоната в застойных гидродинамических условиях. В палеогеоморфологическом отношении продуктивный горизонт (пласты Б₃₋₄, Б₅) в районе скв. Днл-71 формировался в приподнятой зоне в пределах выступа фундамента, что также подтверждает возможность образования коллектора выше базиса волн. После установления геологических предпосылок образования коллектора с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами были проанализированы данные 2D сейсморазведки, зарисованы погребенные выступы фундамента. Скв. Днл-71 была принята как эталонная в пределах выступов фундамента и по достоверным объектам (выступ фундамента, отсутствие терригенных отложений) были подсчитаны ресурсы. Таким образом, в работе дано объяснение геологических предпосылок образования коллекторов с хорошими ФЕС. На основании сейсмических данных осуществлен прогноз распространения зон с улучшенными коллекторскими свойствами и геометризованы залежи. Подсчитаны запасы и ресурсы перспективных и доказанных залежей.

Опыт и перспективы применения утяжеленных безбаритовых растворов на основе рассолов тяжелых солей

Р.Б. Гарифуллин
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

Буровые растворы на основе тяжелых солей обладают следующими преимуществами:

- отсутствие седиментации твердой фазы при высоких температурах;
- тонкая фильтрационная корка, не вызывающая сужения ствола скважины;
- низкий показатель высокотемпературной фильтрации;
- высокая ингибирующая способность;
- устойчивость параметров растворов при разбавлении пресной и соленой водой.

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» в рамках системы новых технологий (СНТ) на Малобальском месторождении до середины мая 2012 г. было пробурено 11 скважин с использованием буровых растворов плотностью до 1,26-1,40 г/см³. Безбаритовые растворы использовали для вскрытия продуктивных пластов с давлениями, превышающими гидростатическое, заканчивания скважин и предотвращения необратимой коагуляции продуктивных пластов.

Для разработки безбаритовых буровых растворов плотностью до 1,56 кг/м³, которые можно применить при температурах около 100 °С, ОАО «НК «Роснефть» был инициирован целевой инвестиционный проект (ЦИП) «Разработка собственной линейки реагентов для регулирования свойств утяжеленных безбаритовых буровых растворов». К настоящему времени подобрана система безбаритового бурового раствора плотностью до 1,56 кг/м³ и синтезирован термосолеустойкий синтетический полимер, сохраняющий свои свойства до температуры 100 °С. Синтетический реагент-стабилизатор наряду с понижением фильтрации обеспечивает приемлемые реологические параметры системы, что недостижимо при использовании в качестве понизителя фильтрации высоковязкой оксиэтилцеллюлозы.

Первые результаты применения буровых растворов на основе тяжелых солей подтвердили перспективность этих систем с точки зрения как исключения аварийности, так и экономической целесообразности, поскольку многократное их использование существенно снижает конечную стоимость раствора.

Сохранение свойств даже при отрицательных температурах, позволяет рекомендовать эти растворы при бурении многолетнемерзлых пород, а также перевозить без ухудшения качественных характеристик в зимний период без специального обогрева.

Экспериментальные исследования подтверждают, что рассмотренные растворы практически не влияют на фильтрационно-емкостные характеристики нефтенасыщенных коллекторов, что позволяет рекомендовать их для бурения протяженных горизонтальных скважин.

Экспериментальное обоснование технологии повышения эффективности ГРП

*В.П. Гнездов, К.Э. Джалалов, А.А.Зубков, Э.А. Гарушев
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»)*

В последнее время гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и часто применяемых методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Однако общеизвестные технологии до сих пор являются весьма затратными и не всегда успешными, поэтому поиск и разработка новых эффективных технологий ГРП являются одним из перспективных направлений развития метода.

Жидкость ГРП должна обеспечивать транспортировку абразивного материала вдоль трещин, низкое трение при закачке, эффективность гидроразрыва, быструю очистку призабойной зоны пласта (ПЗП), низкую стоимость и др. В связи с этим актуальной задачей исследований для выбора эффективных рецептур воздействия является определение реологических и фильтрационных свойств технологических жидкостей.

В настоящее время для 70 % всех процессов ГРП применяются жидкости на водной основе, загущенные гуаром или гидроксипропилгуаром (ГПГ).

Проведены исследования стабильности и устойчивости к сдвигу нескольких вариантов рецептур жидкостей разрыва при температурах 30, 60, 80 °С: жидкость разрыва на основе гелланта ГПГ с разными типами деструкторов (некапсулированный деструктор (WGD-1); капсулированные низкотемпературный (WBCap-LT) и высокотемпературный (WBCap-HT) деструкторы; жидкий деструктор (FORE-BRP)), а также указанная жидкость разрыва на основе гелланта ГПГ и добавки сополимера акриловой кислоты с разными типами деструкторов.

В результате экспериментальных исследований выявлен характер влияния деструкторов и их комбинаций на скорость распада, устойчивость к сдвигу и предел текучести гелей.

1. Введение добавочного жидкого деструктора приводит к уменьшению времени распада геля и более быстрой очистке ПЗП, в том числе за счет более глубокой деструкции геля без образования комкообразных сгустков при его распаде.

2. Введение добавки сополимера акриловой кислоты снижает предел текучести образованного сшитого геля. Вязкостные характеристики при этом не изменяются, что создает предпосылки для увеличения подвижности и снижения фильтрационных сопротивлений для гелевых масс.

При решении задачи моделирования процесса ГРП (при дебите 30 м³/сут) градиент скорости фильтрующейся жидкости из пласта в скважину через трещину (раскрытие 4 мм, интервал перфорации 6 м) составляет 0,01 – 10 с⁻¹. Сравнение вязкостных характеристик разрушенных гелей при минимальном градиенте скорости показало, что разница в значениях вязкости для разрушенных загеленных систем с капсулированным и жидким деструкторами по сравнению с использованием только капсулированного деструктора составила десятки сантипуаз. Данный эффект связан с более глубокой деструкцией сшитой вязкоупругой системы и, как следствие, увеличением коэффициента восстановления проницаемости по сравнению с исходным капсулированным гелем на 9-11,5 %.

Оптимизация проводки горизонтальных стволов в зоне раздельного залегания пластов Верхнечонского месторождения

К.С. Григорьев (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Уникальное Верхнечонское месторождение является одним из крупнейших активов ТНК-ВР в Западной Сибири. В настоящее время основными объектами разработки являются терригенные пласты Вч₁ и Вч₂. В то время как большинство нефтяных залежей в Западной Сибири относится к юрскому периоду, Верхнечонские пласты сложены докембрийскими породами, что накладывает определенные ограничения как на разработку, так и на технологию бурения. Кроме того, месторождение характеризуется сложным геологическим строением с множеством региональных разломов, литологической неоднородностью, низкой пластовой температурой (12 °С), наличием АСПО, зон засоления коллектора, газовой шапки и подошвенной воды. В восточной части месторождения наблюдается раздельное залегание пластов с толщиной глинистой перемычки до 10 м. На запад глинистый раздел утончается до полного исчезновения и пласты образуют зону совместного залегания.

Разработка месторождения ведется горизонтальными скважинами. В случае совместного залегания пласты рассматриваются как один объект и подбор траектории заключается в предотвращении прорывов газа/воды и максимизации эффективной длины ствола по наиболее продуктивным зонам коллектора. В зоне с раздельным залеганием горизонтальный ствол проводится по обоим пластам, и после выработки нижнего пласта выполняется дострел на вышележащий. В этом случае задачу оптимизации можно разбить на подзадачи: 1) при наличии газовой шапки – увеличение времени работы скважины до прорыва газа; 2) поиск оптимальных длин ствола по пластам Вч₁ и Вч₂, а также критериев перевода скважины с нижележащего пласта на вышележащий; 3) минимизация потеря ствола при прохождении перемычки.

Рассмотрены различные варианты проводки стволов 33 добывающих скважин. Разработана и применена методика оценки оптимального времени перевода горизонтальной скважины на вышележащий пласт, обеспечивающего максимальную накопленную добычу. Суть методики заключается в итерационном процессе, совмещающем гидродинамические (расчет функции добычи) и аналитические решения (нахождение максимума суммы интегралов функций при различных временных смещениях).

Рассчитаны и сведены к минимуму потери эффективной длины горизонтального ствола на прохождении глинистой перемычки исходя из особенностей технологии бурения целевых пластов. Исходя из толщины перемычки для определенной длины скважины построены карты максимальных интенсивностей для различного положения и длины участка ствола в неколекторе. Оптимальное положение и длина интервала прохождения глины определены по области минимальных интенсивностей и потерь длины ствола.

Результатом работы стали рекомендации по переводу скважины на пласт Вч₁ после выработки пласта Вч₂, выбору интервалов прохождения по каждому пласту, времени перевода скважины на вышележащий пласт. По ряду скважин рекомендовано бурение только на один пласт. Дополнительно оценен прирост добычи нефти при увеличении общей длины горизонтальной скважины.

Совершенствование методики определения пористости по данным акустического каротажа

А.Л. Гришина, В.А. Сергиенко (ЗАО «ВолгоградНИПИнефть»)

Рассмотрено определение открытой пористости по материалам акустического каротажа (АК) с использованием стандартного уравнения среднего времени, предложенного М. Вилли, А. Грегори и Л. Гарднером. Проанализированы сложности, возникающие при поточечной обработке комплекса АК, и предложено их решение.

Согласно уравнению среднего времени коэффициент пористости является функцией двух переменных $K_{пр} = f(\Delta t_{пр}, K_{гд})$, а параметры $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{ж}$, $\Delta t_{гд}$ задаются в виде констант. Предложено задавать $\Delta t_{ск}$ в качестве функции от глинистости $\Delta t_{ск} = f(K_{гд})$, поскольку с увеличением объемного содержания глинистой фракции возрастает $\Delta t_{ск}$.

Выделены следующие проблемы использования функции $\Delta t_{ск}$:

- сложность применения стандартного уравнения среднего времени на всем интервале залегания продуктивного пласта;
- усложнение программы обработки;
- возможность ошибок при интерпретации данных геофизических исследований большого числа скважин.

При решении поставленных задач выбран общий вид зависимости $\Delta t_{ск} = K \cdot \arctg(\alpha(K_{гд} - \beta)) + C$, где K , α , β , C – константы; определены константы исходя из данных АК, кривой $K_{гд}$ и изменения значений $\Delta t_{гд}$ с глубиной.

Таким образом, использование $\Delta t_{ск}$ как функции от глинистости, а не константы позволяет расширить область применения уравнения среднего времени на весь интервал залегания продуктивного пласта и повысить коэффициент корреляции коэффициента $K_{пр}$, оцененного по данным АК, с имеющимися керновыми данными. Приведены результаты, полученные на двух месторождениях.

Оптимизация сетки скважин в процессе эксплуатационного бурения

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

На основе подсчета запасов 2006 г. в 2009 г. составлена технологическая схема разработки Шушминского месторождения. Первоначально было запланировано бурение только наклонно направленной скважины. Для мониторинга бурения создана 3D геолого-гидродинамическая модель, основанная на данных достаточно редкой 2D сейсморазведки, выполненной в 90-х годах XX века, и немногочисленных разведочных скважин, находящихся в районе бурения.

В процессе бурения одни скважины подтверждали структуру пластов, а другие вносили достаточно серьезные изменения. Такая же картина наблюдалась в процессе прогнозирования нефтенасыщенных толщин и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по пластам.

При вводе каждой пробуренной скважины новая информация приводила к изменению прогнозных параметров по проектным скважинам (толщина пласта, ФЕС, дебиты). В процессе бурения строение разреза корректировалось: структура, толщина и расчлененность пластов значительно изменялись. В результате бурения первого куста изменились контур нефтеносности, линии выклинивания пласта и выявлено значительное поднятие в купольной части залежи. На следующем кусте было рекомендовано бурение пяти горизонтальных скважин (ГС) вместо наклонно направленных, изначально запланированных проектом. При бурении ГС второго куста также наблюдалась низкая достоверность прогноза строения пласта.

В итоге с учетом нового представления о строении залежи, опыта бурения двух кустов и ГС рекомендовано иное расположение проектных скважин как наклонно направленных, так и с горизонтальным окончанием. Запланировано бурение куста №24 (изначально не был запланирован).

Определение коэффициента водонасыщенности в низкоомных коллекторах нефтяных месторождений Томской области

Е.А. Евдокимова
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

В настоящее время основной источник углеводородов в Томской области – горизонт Ю₁ – почти исчерпал свой ресурс. Как следствие, сегодня основные силы направлены на поиск и разведку залежей нефти в других перспективных отложениях, в частности, в меловом нефтегазоносном комплексе. Малая изученность меловых отложений часто приводит к пропуску нефтяных залежей. Например, при оперативной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) пласт А₆ в разведочной скважине, пробуренной на одной из перспективных территории Томской области, был охарактеризован как водоносный, так как сопротивление пласта не превышало 4,6 Ом·м. Несмотря на это, в результате опробования был получен приток нефти дебитом 30 м³/сут.

Одной из причин неоднозначности определения насыщения пластов является их аномально низкое сопротивление, или явление низкоомности. В данной работе рассмотрена проблема интерпретации данных ГИС пласта, низкоомность которого связана с высоким содержанием проводящих железосодержащих минералов. Разработана методика вычисления истинного сопротивления низкоомного юрского терригенного коллектора, которая позволила определить насыщение пласта в скважинах без отбора керна с использованием ограниченного стандартного набора данных каротажа. В перспективе эту методику планируется использовать для оперативного выявления пропущенных залежей нефти в малоизученном меловом нефтегазовом комплексе.

Суть методики заключается в коррекции сопротивления низкоомного пласта, рассчитанного по стандартным методам индукционного каротажа, с учетом концентрации проводящих железосодержащих минералов CFe. Предложено вычислять массовое содержание CFe с помощью номограммы А.В. Ежовой. Принимается, что плотность железосодержащих минералов более чем в 2 раза выше плотности вмещающих пород. Использование номограммы позволяет проследить изменение CFe с глубиной, что редко можно реализовать при лабораторных исследованиях керна. Вычисленная концентрация CFe используется в уравнении И.А. Мельника для коррекции сопротивления пласта, которое в дальнейшем можно использовать для подсчета коэффициента водонасыщенности в уравнении Арчи – Дахнова.

Опыт применения предложенной методики для низкоомного коллектора пласта Ю₁¹ нефтяного месторождения Томской области показал, что коррекция аномально низкого сопротивления пласта в 20 % скважин привела к снижению коэффициента водонасыщенности, что совпало с данными опробования. Показана экономическая эффективность методики. Успешность применения методики позволяет сделать вывод о необходимости продолжения дальнейших исследований в этой области.

Характеристика пустотного пространства трещинно-кавернозного карбонатного коллектора посредством электрических методов ГИС

Т.С. Евланова
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Приуроченный к доюрскому фундаменту пласт M_1 сложен карбонатными и магматическими породами домезозойского возраста. Коллектор образован низкопористыми трещинно-кавернозными карбонатными толщами. Характеристика пустотного пространства пласта M_1 осложнена особенностями геологического строения, ограниченностью имеющихся методов геофизических исследований скважин (ГИС) и отсутствием современных методов (например, ядерно-магнитный каротаж или широкополосный акустический каротаж). Предложен метод характеристики пустотного пространства карбонатного пласта M_1 , вычислен объем пустот, занятый трещинами, кавернами и межзерновыми порами.

Рассчитана общая пористость с использованием данных о водородосодержании. Весь объем коллектора рассматривался как пространство, образованное трещинами, кавернами и межзерновыми порами. Предложено уравнение связи вторичной и общей пористости, в котором коэффициент цементации в общем случае определялся по данным ГИС и изучения керна. Межзерновая пористость определялась как разница между показаниями общей и вторичной пористостью. Для определения трещинной пористости был использован метод удельных сопротивлений. Пористость каверн рассчитывали путем вычитания полученных значений трещинной пористости из рассчитанных значений вторичной пористости.

Кроме того, предложен метод выявления присутствия макротрещин в околоскважинном пространстве. Основой метода является нахождение аномалий параметра пористости, природа которых очевидна ввиду наличия крупных пустот (трещин), заполненных буровым раствором.

Таким образом, предложенные методики позволяют охарактеризовать пустотное пространство коллектора, определить относительные объемы, занятые трещинами, кавернами и межзерновыми порами. Данные методики могут быть использованы на других месторождениях, имеющих сходное сложное геологическое строение при наличии ограниченного набора методов ГИС.

Прогноз развития зон карбонатизации верхнеюрских отложений на Таловой площади Игольско-Талового месторождения

А.Р. Заляльева
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

В настоящее время для детального изучения пространственной анизотропии пород-коллекторов и построения геологических моделей используются данные геофизических, гидродинамических и сейсмических исследований скважин. Вследствие ограниченного бурения скважин с выносом керна и использования последнего в основном для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта незначительное внимание уделяется изучению диа- и эпигенетических изменений пород-коллекторов. В то же время большое число исследователей отмечает огромное влияние процессов диагенеза на ФЕС пород, в частности, процесса карбонатизации, в результате которой происходят значительное уменьшение порового пространства и последующая гидродинамическая разобщенность резервуара.

Для обнаружения геологической неоднородности и прогноза развития на площади зон карбонатизации были решены следующие задачи:

- 1) построена седиментологическая модель пластов Ю₁² и Ю₁ Игольско-Талового месторождения с целью определения пространственного положения фаций и выявления трендов седиментации;
- 2) обоснована модель карбонатизации пластов;
- 3) установлены корреляционные зависимости между петрофизическими характеристиками карбонатизированных пород и амплитудой сейсмической записи;
- 4) проанализированы результаты 3D сейсморазведки для прогноза развития зон карбонатизации в пределах площади.

В данной работе применена методика выделения карбонатизированных зон и выполнена оценка неоднородности по сейсмическим данным с учетом уточненной фациальной модели исследуемого объекта. Методика основана на анализе набора геофизических и петрофизических данных и выявлении зависимости между карбонатностью породы и ее акустической жесткостью, позволяющей коррелировать распространение карбонатизированных прослоев с локальным увеличением амплитуды сейсмической записи. Применение данной методики позволит строить более детальные и уточненные трехмерные геологические модели, необходимые для гидродинамического моделирования.

Предпосылки формирования тектонически-экранированных залежей нефти на севере Варандей-Адзвинской зоны (на примере восточного склона Вала Сорокина)

*И.О. Зверев, А.А. Поляков,
О.М. Тимошенко, Ю.В. Меркушкина
(ОАО «НК «Роснефть»)*

В данной работе поставлена задача изучения предпосылок формирования залежей нефти в несводовых, тектонически экранированных ловушках на примере восточного склона Вала Сорокина, который простирается субмеридианально более чем на 160 км при ширине 8-10 км. Сложная тектоническая история формирования вала определила широкое развитие приразломных и поднадвиговых ловушек на его склонах. По масштабу генерационных процессов доминирующими являлись нефтематеринские породы в карбонатных отложениях силура – нижнего девона. Генерация углеводородов в отложениях окраинно-рифтового прогиба, существовавшего на месте современного Вала Сорокина, Мореюской депрессии и Сарембой-Леккейягинского вала, началась уже в карбоне. Формирующиеся флюиды мигрировали по моноклинали на запад, в направлении Болшеземельского свода, формируя залежи нефти в зоне выклинивания нижнедевонских резервуаров среднеордовикско – нижнедевонского нефтегазосносного комплекса на месторождениях им. Требса и им. Титова. С началом формирования вала миграционные потоки были перенаправлены главным (западным) надвигом, который способствовал установлению режима свободного флюидообмена по вертикали от девонских до пермских резервуаров.

Следующий этап развития Вала Сорокина стало образование серии тектонических нарушений, ограничивших вал с востока. Этот процесс прервал миграцию нефти вдоль главного разлома и способствовал (до момента закрытия в условиях продолжающегося сжатия) формированию триасовых залежей. Завершение формирования Вала Сорокина в поздней юре – раннем меле окончательно приостановило миграцию нефти из Мореюской депрессии, генерация углеводородов в которой продолжалась до регионального воздымания в олигоцене – миоцене. Следовательно, временной интервал с раннего мела до олигодена являлся благоприятным для формирования тектонически экранированных залежей в отложениях среднеордовикско – нижнедевонского нефтегазосносного комплекса на восточном, примыкающем к Мореюской депрессии склоне Вала Сорокина.

Результаты закачек мелкодисперсной водогазовой смеси для увеличения нефтеотдачи пласта БВ₈ Самотлорского месторождения

*Ю.В. Земцов, А.С. Тимчук, А.В. Баранов, А.С. Гордеев
(ООО «Юменский нефтяной научный центр»),
Н.В. Савицкий (ООО «Инженерная нефтяная компания»)*

Механизм вытеснения нефти водогазовыми смесями основан на увеличении охвата пласта заводнением путем изменения поля фазовых проницаемостей в зоне дренирования и вытеснении нефти газом, преимущественно из кровли пласта. Принципиальное отличие применения мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) – это одновременная закачка диспергированного в воде до микронных размеров нефтяного газа, а не поочередное создание оторочек газа и воды. МВГС создается специальным эжекционно-диспергирующим устройством, устанавливаемым на устье скважины. Вследствие того, что диаметры пузырьков газа кратно меньше размера поровых каналов, фильтрационные сопротивления при движении такой водогазовой смеси в пласте существенно ниже, чем при чередующейся или одновременной закачке недиспергированного газа и воды. Равномерность насыщения пласта газовыми пузырьками позволяет выровнять профиль приемистости и значительно повысить охват вытеснением.

Промышленные испытания технологии воздействия МВГС осуществлены на опытном участке пластов БВ₈⁰ и БВ₈¹⁻³ Самотлорского месторождения в декабре 2006 г. – августе 2008 г. Остаточные запасы нефти участка на начало опытных работ составляли 11122 тыс. т, текущий коэффициент извлечения нефти – 0,488 при утвержденном 0,659, отбор от начальных извлекаемых запасов – 74 %, обводненность продукции – 93,1 %. Всего через четыре нагнетательные скважины в совместно эксплуатируемые пласты было закачано 2739 тыс. м³ МВГС, содержащей 80,3 млн. м³ газа (в поверхностных условиях).

Промыслово-геофизическими исследованиями, выполненными в четырех скважинах до, во время и после закачек МВГС, установлены эффект перераспределения профилей закачки по пласту БВ₈¹⁻³ и подключение к выработке прослоев пласта БВ₈⁰, имеющего значительно худшие коллекторские свойства, чем пласт БВ₈¹⁻³.

Оптимизация системы заводнения на месторождении на поздней стадии разработки с помощью модели линий тока

***С.В. Кайгородов, Э.Р. Кашанова (ООО «СИАМ-Инжиниринг»),
В.Т. Куришин (ООО «ТНК-Уват»),
С.А. Павлова (ОАО «Новосибирскнефтегаз»)***

Рассматриваемое месторождение расположено в Западной Сибири, разрабатывается почти 20 лет, пиковый уровень добычи нефти был достигнут в 2007-2008 гг. и превысил 6 тыс. т/сут. В настоящее время месторождение находится на поздней стадии разработки, обводненность составляет более 80 %, уровень добычи нефти за последние 4 года снизился на 73 %. Для выработки дополнительных мер по предотвращению падения добычи нефти и повышению эффективности системы разработки проведен анализ работы скважин на основе модели линий тока.

Модель линий тока показывает направления фильтрационных потоков в пласте и визуализирует взаимовлияние скважин, позволяет численно оценивать работу скважин и ранжировать нагнетательные и добывающие скважины по эффективности.

Рассмотрены результаты оптимизации системы заводнения на месторождении на поздней стадии разработки с помощью модели линий тока, созданной в симуляторе Frontsim. Рассчитаны коэффициенты эффективности работы нагнетательных скважин, показывающие их влияние на дебиты жидкости, воды и нефти, обводненность добывающих скважин. Выделены неэффективные скважины, эксплуатация которых приводит к росту обводненности соседних добывающих скважин. Остановка таких нагнетательных скважин или снижение их приемистости может уменьшить обводненность и увеличить дебит нефти. Для сохранения уровня компенсации на месторождении закачка может быть перераспределена в более эффективные скважины, обеспечивающие вытеснение нефти, а не циркуляцию воды между нагнетательными и добывающими скважинами.

В конце июня 2012 г. на месторождении был проведен эксперимент по снижению приемистости неэффективных скважин. При этом получен прирост дебита нефти в соседних добывающих скважинах. По результатам эксперимента и анализа на основе модели линий тока рекомендованы семь нагнетательных скважин для перевода в пьезометрические, что по прогнозным расчетам на гидродинамической модели обеспечит к 01.01.16 г. прирост добычи нефти 27379 т, при этом добыча и закачка воды уменьшатся соответственно на 536492 и 1255884 м³.

Шахматно-циклический способ разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов – альтернатива SAGD

С.В. Кайгородов
(ООО «СИАМ-Инжиниринг»)

В настоящее время существует множество технологий добычи высоковязкой нефти, постоянно появляются и испытываются новые. Условно все технологии можно разделить на две категории: холодная добыча высоковязкой нефти и термические методы добычи. Наиболее эффективными и широко применяемыми являются термические методы: площадная и циклическая закачка пара, парогравитационное дренирование (SAGD), попеременная закачка пара в горизонтальные скважины (HASD), закачка горячей воды и др.

Автором изобретена и запатентована новая технология разработки месторождений высоковязкой и битуминозной нефти с использованием закачки теплоносителя в пласт – шахматно-циклический способ. В результате применения предлагаемой технологии увеличивается горизонтальный и вертикальный охват пласта тепловым воздействием, снижается вязкость нефти, повышается коэффициент вытеснения, предупреждается выпадение смол, асфальтенов и парафинов в призабойной зоне скважины, сокращается время разработки месторождения.

Проведен сравнительный анализ эффективности предлагаемого способа с зарубежными технологиями SAGD и HASD, а также с разработанным в СССР методом блочно-циклической закачки пара. Для этого выполнено компьютерное термогидродинамическое моделирование с одинаковыми для всех технологий условиями. Результаты расчетов показывают, что эффективность применения шахматно-циклического способа для разработки месторождений ВВН и битумов сопоставима с эффективностью SAGD и превосходит другие рассмотренные способы. При этом для его реализации в отличие от SAGD не требуется сложного бурения пар параллельных горизонтальных скважин. Число скважин на месторождении меньше в 2 раза, чем при реализации SAGD.

Представлены преимущества и недостатки предлагаемой технологии, а также варианты ее дальнейшего развития и применения.

Математическая модель для прогнозирования эффективности водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах

*А.В. Корнилов, А.М. Ильясов, А.Ю. Пресняков, В.А. Стрижнев
(ООО «РН-УфаниИНефть»)*

В настоящее время по мере развития технологий бурения наблюдается расширение объемов ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин (ГС). При этом уже сейчас многие ГС на старых месторождениях характеризуются высокой обводненностью продукции, и единственным способом их экономически рентабельной эксплуатации является проведение работ по ограничению водопритока. С течением времени проблема обводнения будет только усугубляться.

Практика проведения водоизоляционных работ показывает, что в условиях ограниченной информации их успешность может быть очень низкой, например, из-за использования избыточного или недостаточного объема тампонажных составов. В связи с этим рассмотрена актуальная задача по созданию математической модели, описывающей основные стадии водоизоляционных работ для коллекторов порового типа.

На первом этапе моделирования проводится выбор основного тампонажного состава согласно алгоритмам, разработанным для основных видов работ. Затем для источника поступления воды в ГС и продуктивных интервалов пласта данные усредняются по проницаемости и пористости. Для описания процесса изоляции обводненных зон по стволу ГС разработана модель, представляющая собой систему уравнений в частных производных с соответствующими граничными и начальными условиями. Полученная система решается методом контрольного объема с применением алгоритма SIMPLE. В результате определяются закон движения границы контакта тампонажный материал – вода в стволе скважины, радиусы его проникновения в пласт в зависимости от зональной неоднородности. При этом давление в процессе закачки не должно превышать критических значений (например, давления гидроразрыва пласта). По окончании расчета закачки оценивается распределение критической депрессии по длине горизонтального ствола и устойчивость экрана тампонажного состава после водоизоляции. Дебит флюидов после водоизоляционных работ описывается модифицированной формулой Джоши. Затем на основании численного моделирования оценивается необходимый объем тампонажных составов.

Таким образом, применение математического моделирования направлено на исключение необходимости повторного проведения работ вследствие неэффективного использования реагентов, сокращение длительности водоизоляционных работ, а также на оптимизацию дебита нефти наряду с сокращением количества попутно добываемой воды.

Возможности использования попутного нефтяного газа для увеличения нефтеотдачи пластов

*Д.Ю. Крянев, А.М. Петраков, Т.Л. Ненартович, Л.Д. Толоконская
(ОАО «ВНИИнефть»)*

К основным технологиям использования нефтяного газа, которыми сегодня могут воспользоваться нефтедобывающие компании в зависимости от характеристики и расположения нефтяного месторождения, относятся:

- переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ);
- сжигание в газоперегенераторах (мини-ТЭЦ – «малая энергетика») для выработки электроэнергии и тепла;
- закачка в пласт для повышения нефтеотдачи;
- криогенное производство сжиженных газов;
- химическая переработка в синтетическое топливо (технологии СЖТ/GTL) и производство метанола;

В России в заметных масштабах развиваются только первые две технологии: нефтехимическая и энергетическая – остальные представляют собой широкое поле для научных исследований и инжиниринговых разработок.

Использование нефтяного газа в различных технологиях добычи нефти до сих пор не находило широкого применения в России из-за значительных капитальных вложений в приобретение дорогостоящих компрессоров высокого давления, строительства специальных скважин, недостаточности экспериментальных исследований и др. Одной из возможностей решения поставленных задач является закачка в пласт водогазодисперсионной смеси, что позволяет пользоваться стандартным нефтепромысловым оборудованием и осуществлять закачку при обычных давлениях нагнетания. Таким образом, решается сразу целый комплекс задач: рациональное использование нефтяного газа, снижение уровня загрязнения окружающей среды, сохранение ресурсов газа и повышение эффективности разработки месторождений, снижение затрат на приобретение дорогостоящих компрессоров и др.

Поскольку многие вопросы механизма вытеснения нефти водогазовыми смесями остаются недостаточно изученными, для оценки целесообразности применения такой технологии требуется проведение значительного объема лабораторных исследований в широком диапазоне геолого-физических характеристик пластов на основе современных методических подходов.

Наряду с общими вопросами использования нефтяного газа для повышения нефтеотдачи представлены результаты лабораторных исследований по фильтрации газа и воды в низкопроницаемых коллекторах.

Состояние и перспективы доработки глубокопогруженного эксплуатационного объекта верхнемеловых отложений Брагунского месторождения Чеченской Республики

*И.В. Кулешков, Л.Г. Стулов, О.Н. Данильченко,
В.В. Колбикова, Ш.Р. Ахметов (ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

Брагунское месторождение является крупным эксплуатационным объектом Чеченской Республики (ЧР) с весьма продолжительным сроком разработки. Применяемые технологии разработки месторождения и результаты их внедрения заслуживают большого внимания для изучения и использования на других месторождениях с аналогичной геологической характеристикой.

В данной работе приводятся краткая геологическая характеристика месторождения, показатели его разработки, основы нового вида исследований по оценке степени сложности выработки запасов углеводородов, расчетные показатели классификационных исследований Брагунского месторождения с оценкой степени сложности выработки запасов углеводородов (в качестве примера).

Цель работы заключается в обмене богатым многолетним опытом успешной разработки Брагунского месторождения с результатами разработки месторождений других регионов страны, имеющих аналогичную геологическую характеристику и ознакомлении с новым принципом изучения сложностроенных месторождений.

Приведены основные показатели разработки верхнемеловой залежи Брагунского месторождения; принципиальная схема размещения нефтяных месторождений на территории ЧР, структурная карта и профильный геологический разрез исследуемого объекта, график основных показателей разработки объекта за полную историю его эксплуатации; геологические параметры исследуемого объекта и полная сводная таблица значений коэффициентов критериев базовых положений классификационных исследований.

Основные положения проектирования систем разработки Сладковско-Морозовской и Анапско-Темрюкской групп месторождений Краснодарского края

***И.В. Кулешков, А.П. Савченко, Н.В. Островская, А.Н. Харлов
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»,
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»)***

Краснодарский край относится к одному из старейших регионов России с богатым опытом разработки нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений.

Цель и задачи данной работы заключаются в обмене опытом разработки сложнопостроенных месторождений, проведении новейших исследований основных принципов проектирования систем разработки Сладковско-Морозовской и Анапско-Темрюкской групп месторождений. Рассмотрено текущее состояние ресурсной базы углеводородов исследуемой группы объектов.

Впервые в практике научных исследований выполнена классификация эксплуатационных объектов по степени сложности выработки запасов углеводородов с выделением факторов, осложняющих их разработку. Приведен краткий анализ динамики основных показателей добычи углеводородного сырья и коэффициентов их извлечения с характеристикой применяемых систем разработки. Большое внимание уделено характеристике текущего энергетического состояния объектов разработки, его динамике и изменению обводненности добываемой продукции. Представлены научно обоснованные перспективы разработки новых эксплуатационных объектов и доработки объектов, находящихся на завершающей стадии разработки. Даны обобщенные показатели состояния разработки исследуемых объектов и подчеркнута значимость этой группы месторождений для Краснодарского края.

Представлены принципиальная схема размещения нефтяных месторождений на территории Краснодарского края, структурные карты и профильные геологические разрезы исследуемых объектов, графики основных показателей их разработки, геологические параметры исследуемых объектов, полная сводная таблица значений коэффициентов критериев базовых положений классификационных исследований, классификация эксплуатационных объектов по степени сложности выработки запасов углеводородов, экономические показатели.

Разработка технологии дизайна гидравлического разрыва пласта, адаптированной к условиям баженовской свиты

*И.Д. Латыпов, Р.А. Исламов, В.Г. Волков
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Аналогом баженовской свиты являются битуминозные сланцы, которые разрабатываются горизонтальными скважинами с многостадийным ГРП. На нефтяных сланцах, помимо раскрытия естественных трещин, необходимо создать магистральную трещину шириной более 1 мм. Для этого на заключительной стадии используется средний и крупный проппант, рабочая жидкость – линейный или сшитый гель на водной основе.

Основные технологии ГРП, применяемые при разработке битуминозных сланцев:

Slick Water – тип ГРП с применением воды как несущей жидкости, мелкоразмерного песка или проппанта с концентрациями ниже 300 кг/м^3 при скорости закачки более $10 \text{ м}^3/\text{мин}$;

Hybrid – тип ГРП с использованием воды как несущей жидкости на первых стадиях закачки проппанта с переходом на линейный или сшитый гель (на водной основе) на поздних стадиях закачки проппанта.

В газовых сланцах при наличии естественной трещиноватости породы применяется технология Slick Water. При постоянном расходе жидкости периодически закачиваются пакки проппанта. Это позволяет раскрывать и закреплять естественные трещины, создавать сеть трещин. В нефтяных сланцах используется технология Hybrid, на последней стадии которой применяется линейный или сшитый гель, средний или крупный проппант. При выборе размера и концентрации проппанта необходимо учитывать давление закрытия трещин. Для мягких пород мелкий проппант вдавливается в стенки породы и трещина закрывается. В этом случае применяется ГРП с линейным или сшитым гелем.

Породы баженовской свиты делятся на нехрупкие (силициты) и хрупкие (карбонатизированные интервалы и аргиллиты) со значительным контрастом геомеханических свойств. При этом частично во втором и в третьем циклах осадконакопления и в интервале KC_1 породы имеют склонность к образованию трещин. При низких расходах рабочей жидкости трещина ГРП инициируется только в силицитах. Увеличенный расход жидкости также позволяет раскрыть трещины в карбонатизированных интервалах. При этом для закрепления трещины в силицитах необходимо закачать на последней стадии средний и крупный проппант большой концентрации, рабочей жидкостью является линейный или сшитый гель на водной основе.

Опыт применения специальных ГИС для задач определения высоты и азимута трещины гидроразрыва пласта

И.Д. Латыпов
(ООО «РН-Уфанипинефть»)

В ОАО «НК «Роснефть» активно применяются новые технологий при использовании методов геофизических исследований скважин (ГИС) для получения дополнительной информации о целевых объектах разработки. Основными приборами, применяемыми на месторождениях, являются различного рода микроимиджеры, к которым относятся приборы DSI, MSD и XMac-F1 кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (АКШ) электрические микроимиджеры FMI и StarImager. При проведении исследований, в том числе решаются задачи по определению высоты и азимута трещин гидроразрыва пласта (ГРП).

Для определения высоты трещины ГРП используются приборы кросс-дипольного АКШ. Для корректного решения этой задачи требуются два замера: 1) перед ГРП (фоновый замер); 2) после ГРП (финальный замер).

Основным ограничением при проведении кросс-дипольного АКШ для определения высоты трещины ГРП является зенитный угол ствола скважины (не более 4-5°) ввиду невозможности зарегистрировать трещину ГРП по всей высоте. Для корректного определения азимута распространения техногенных трещин, в том числе трещин ГРП, используются как кросс-дипольный АКШ, так и электрические микроимиджеры. Обработка данных кросс-дипольного АКШ в строго вертикальной скважине позволяет разложить скорость волны сдвига на максимальную (быструю) и минимальную (медленную). Направления быстрой и медленной сдвиговой волны соответствуют азимутам максимального и минимального горизонтальных напряжений. Далее рассчитывается анизотропия интервального времени поперечной волны по направлению, которая должна быть выше погрешности прибора (2-5% в зависимости от конкретного прибора) по данному показателю. Азимут распространения трещины ГРП определяется в первую очередь относительно ориентации скважины. При отсутствии исследований с гироскопом в приборной связке интерпретация азимута распространения трещины выполняется с учетом данных инклинометрии. Известно, что данные азимута скважины по инклинометрии малодостоверны на вертикальных участках ствола, поэтому при отсутствии гироскопа при проведении исследований угол наклона скважины должен составлять не менее 3°.

Вторым методом, по результатам которого можно определить азимут распространения техногенных трещин, является электрическое сканирование в открытом стволе. Задача определения азимута распространения техногенных трещин электрическими микроимиджерами может быть решена только при возникновении трещин и вывалов во время бурения.

Неожиданные результаты фильтрационных исследований в условиях вязкой нефти и неконсолидированного песчаника пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения

*А.К. Макатров, М.Е. Политов, А.Г. Телин
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)*

Фильтрация жидкости в высокопроницаемом песчанике пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения сопровождается существенными осложнениями, связанными с низкой консолидированностью породы пласта и миграцией частиц породы в пористой среде. Так, независимо от природы жидкости – нефть, вода (пресная, минерализованная, горячая) – наблюдается экспоненциальное снижение проницаемости.

Представлены результаты фильтрационных исследований в условиях вязкой нефти и неконсолидированного песчаника пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения. Ключевое влияние на проницаемость керна для воды оказывают не минерализация и температура закачиваемой воды, а объем и время закачки, что свидетельствует о постепенном разрушении породы керна при фильтрации воды и кольматации порового пространства частицами породы за счет их «вымывания», смещения и самоуплотнения.

С целью оценки граничных параметров фильтрации исследовано влияние скорости фильтрации (градиента давления) на проницаемость и содержание частиц породы на выходе из пористой среды. Для этого поэтапно прокачивалась минерализованная вода с объемным расходом 60, 300, 600, 1200, 1800 и 3600 см³/ч. При каждой скорости фильтрации отбирались пробы жидкости на выходе из пористой среды для дальнейшего анализа на содержание механических частиц и их состава.

Зависимость содержания твердых частиц в пробе жидкости на выходе от градиента давления отличается тем, что при достижении его критического значения около 1,4 МПа/м наблюдается резкий излом кривой, отражающий более интенсивный вынос твердой фазы из керна. При этом проницаемость керна для воды увеличивается, что свидетельствует о вымывании частиц породы, приводящем к некоторому разрушению керна. Причем критическое значение градиента давления, при котором проницаемость резко увеличивается, также составляет около 1,4 МПа/м.

Следует также отметить, что лабораторные исследования проводились на наиболее консолидированных образцах керна, которые сохранили структуру при агрессивном воздействии на них при выбуривании. Вынос песка в скважинах возможен из менее консолидированных прослоев, образцы керна которых невозможно доставить в лабораторию в неизменном виде.

Таким образом, работа нагнетательных и добывающих скважин на Северо-Комсомольском месторождении должна быть строго регламентирована по темпам отбора и закачки. Необходимо учитывать затухание фильтрации при пластовых скоростях и контролировать депрессию в добывающем фонде скважин.

Методология определения температуры насыщения нефти парафином при различных параметрах состояния

***М.Ю. Маликова, Ю.И. Сташок, Е.Л. Чиркина
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)***

Одним из важных физико-химических параметров нефти является температура насыщения ее парафином. Знание этого параметра играет важную роль при составлении проектов разработки и обустройства нефтяного месторождения. В настоящее время для ее определения используют экспериментальные (объемный, реологический, фильтрационный, термографический, рефрактометрический, ультразвуковой, фотометрический, визуальный) и расчетные методы.

В данной работе приведены результаты сравнительных экспериментальных исследований температуры, полученные фотометрическим, ультразвуковым и расчетными методами. Результаты исследования выполнены с использованием нефтей ряда месторождений нефтегазодобывающих объединений «Юганскнефтегаз», «Пурнефтегаз» и др.

Исследования с использованием фотометрического метода проводились на дегазированной нефти в нормальных условиях с последующим пересчетом с учетом пластовых параметров по формуле, которая учитывает пластовое давление и газосодержание. Результаты исследований по акустическому методу получены на установке Chandler Engineering с использованием акустической резонансной системы ARS модели SPR-105. Указанная модель независимо от прозрачности нефти способна определять данный показатель для нефти, конденсата как при нормальных условиях, так и при давлении до 137,9 МПа и температуре 218 °С.

Предварительно перед определением температуры насыщения нефти парафином расчетным способом, который базируется на допущении, что для ряда месторождений температура практически совпадает с температурой пласта, в исследуемых пробах определялось массовое содержание парафина. Результаты исследований проанализированы и обобщены, сформулированы соответствующие рекомендации.

Совершенствование методики оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи

*А.Ю. Мегалов, Е.Н. Иванов
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

Оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН) может быть проведена для группы скважин в целом либо для каждой скважины в отдельности. Действующее методическое руководство по оценке эффективности МУН ОАО «НК «Роснефть»» предписывает проводить групповой анализ, который требует меньше временных затрат, позволяет учесть интерференцию скважин и уменьшить влияние погрешности измерений.

На основании результатов проведенного в данной работе исследования предлагается использовать поскважинный анализ, имеющий ряд преимуществ перед групповым. Данный прием позволяет значительно уменьшить погрешность при подборе уравнения аппроксимации, поскольку для каждой скважины уравнение подбирается индивидуально в зависимости от характера ее работы, в то же время при групповом анализе подбирается одно уравнение для всей группы скважин. Расхождение за счет неопределенности при выборе уравнения аппроксимации при поскважинном анализе значительно меньше, чем при групповом. Кроме того, подбор кривых аппроксимации осуществляется в соответствии с текущей обводненностью продукции скважины.

Для подбора уравнения рекомендуется учитывать наличие флуктуаций дебита или обводненности. Показано, что увеличение временного размера базового участка от 2 (по методике, утвержденной в компании) до 3-4 лет улучшает аппроксимацию, что позволяет снизить влияние эффекта от предшествующих МУН на результаты проведения последней обработки.

Подтверждением корректности предложенного поскважинного подхода служит сравнение результатов оценки эффекта МУН методом кривых падения и по секторной модели для участка месторождения «Х». Модель, адаптированная на момент проведения МУН (10.06.09 г.), была введена для прогноза до момента оценки эффекта (01.05.10 г.). Результаты оценки показали лучшее схождение результатов поскважинного анализа и моделирования и различие результатов группового анализа.

Выявлены недостатки существующей методики оценки. Для получения более точной оценки эффективности МУН предложена методика поскважинного анализа, которая включает дополнительные критерии выбора реагирующих скважин. Корректность ее подтверждается результатами секторного моделирования.

Система контроля разработки месторождений гидродинамическими методами на основе ТМС УЭЦН

*В.М. Мешков, Б.М. Каримов
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

В связи с постоянным увеличением фонда скважин, оборудованных УЭЦН с ТМС, возникла необходимость автоматизации процесса контроля параметров на приеме УЭЦН, которые являются источником информации о динамике забойного давления и продуктивных свойствах скважины. Алгоритмизирован процесс сбора и обработки данной информации. Разработан программный комплекс.

Представлены функциональные возможности разработанного программного комплекса, в котором, в частности, реализован алгоритм поиска и выбора скважин по географическим, геологическим, технологическим, техническим, ситуационным критериям. По выбранным скважинам возможен просмотр всей истории замеров давления на приеме насоса с выбором участка зарегистрированной кривой восстановления уровня (КВУ). При этом КВУ может быть зарегистрирована при плановой остановке или вследствие остановки УЭЦН по различным техническим и технологическим причинам. После выделения КВУ в расчетном блоке можно прогнозировать пластовое давление и оценить коэффициент продуктивности. Если выбранная КВУ является информативной по длительности регистрации, то проводится ее обработка соответствующим методом.

Реализован алгоритм контроля в режиме реального времени фонда скважин, оборудованных ТМС УЭЦН, простаивающих по каким-либо причинам. При этом выполняется автоматизированный анализ прогнозного пластового давления, на основе которого принимается решение о продолжительности регистрации КВУ. При достижении устойчивого прогноза пластового давления принимается решение о досрочном вводе скважины в эксплуатацию. Сформулированы требования к созданию подобной системы в рамках контроля разработки.

Приведены результаты анализа опытно-промысловых работ по внедрению ТМС с датчиками давления, имеющими точность 0,5 % и разрешающую способность 0,001 МПа. Скважины исследованы на трех последовательных установившихся режимах работы (изменение режима осуществлялось частотным преобразователем) и на одном неустановившемся режиме методом КВУ. В период стабильной работы скважин также проведены исследования методом гидропрослушивания на двух участках пласта. Результаты опытно-промысловых работ показали, что повышенная чувствительность высокоточных ТМС позволяет регистрировать большее число точек КВУ и возможен более детальный анализ режима работы скважины. Определена область применения ТМС высокой разрешающей способности.

Определение направления развития трещин ГРП на основе гидродинамических исследований

*В.М. Мешков, М.А. Ихсанов
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

В настоящее время проектирование систем разработки осуществляется без учета направления развития трещин гидроразрыва пласта (ГРП). Если развитие трещин происходит в одном преобладающем направлении, то имеется возможность корректировать систему разработки на стадии разбуривания месторождения либо более обоснованно реализовывать вторичные методы разработки, бурение уплотняющих скважин и боковых стволов для выработки остаточных запасов и ориентирования горизонтальных участков скважин.

Вероятное направление развития трещины ГРП можно спрогнозировать на основе результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом гидропрослушивания одновременно с проведением ГРП, т.е. использовать в качестве возмущающей скважину, в которой проводится ГРП. Для реализации данной технологии необходимо предусмотреть размещение высокочувствительных измерительных приборов в реагирующих скважинах, расположенных в одном блоке в непосредственной близости от возмущающей скважины. В качестве реагирующих следует использовать простаивающие скважины или специально остановленные, время простаивания до начала исследования должно быть таким, чтобы темп фоновое изменения давления был меньше ожидаемой реакции. Требуется обязательное планирование подобных исследований с применением методов фильтрационного моделирования.

На двух разбуриваемых участках пласта с низкими коллекторскими свойствами проведены промысловые исследования методом гидропрослушивания по данной технологии. В качестве реагирующей принята невведенная в эксплуатацию вертикальная нагнетательная скважина без ГРП. Возмущающими являлись две вертикальные добычающие скважины, в которых в процессе освоения после бурения в разные периоды времени проведены ГРП. Время прихода импульсов определено по точкам начала реагирования. Фильтрационные параметры участка пласта рассчитывали при различных вариантах ориентации трещин ГРП с учетом их проектной полудлины. На основе фильтрационного моделирования выбран наиболее подходящий вариант вероятного распространения трещины ГРП. Критерием выбора варианта ориентации трещин ГРП являлось равенство фильтрационных параметров, рассчитанных в различных направлениях.

Результаты промысловых исследований показали возможность получения импульса возмущения от ГРП в низкопроницаемых коллекторах. Разработан подход к оценке вероятного распространения трещин ГРП. Определены условия проведения исследований и выбора скважин, при которых возможна наиболее достоверная интерпретация результатов для оценки вероятного распространения трещин ГРП.

Проектирование прокси-модели оптимизации процесса гидродинамического моделирования прогнозных показателей добычи нефти

П.С. Михеев, Ф.А. Исбир (ООО «РН-УфаниПИНефть»)

Задача расчета прогнозных показателей добычи нефти с помощью гидродинамических моделей требует значительных временных ресурсов. Для снижения временных затрат на расчет прогнозных вариантов разработки с использованием 3D гидродинамических моделей предложена интеграция в этот процесс прокси-модели. Уникальность процесса прогнозирования привела к необходимости провести анализ и показать перечень требований к прокси-модели. Для максимального учета качества расчетов гидродинамической модели предложено провести аппроксимацию входных параметров (дебитов скважин) и интегрировать результаты в прокси-модель.

Анализ показал, что путей оптимизации процесса расчета прогнозных вариантов разработки на гидродинамических моделях немного, так как большинство из них отсеивается из-за значительных временных затрат. По результатам анализа видов прокси-моделей выбрана 1D модель с использованием инерционности системы и истории разработки, в качестве среды реализации для прокси-модели – табличный процессор MS Excel. Необходимость описания результатов гидродинамических моделей по результатам аппроксимации привела к выделению требований к структуре прокси-модели.

Для снижения временных затрат и минимизации ошибок вследствие большого объема обрабатываемой информации проанализированы также направления автоматизации прокси-модели, в том числе движения фонда скважин, в которых проведены геолого-технические мероприятия, для многопластовых месторождений.

Качество получаемых результатов улучшено за счет применения автоматических проверок.

Таким образом, по результатам работы сформулированы выполнимые требования к качеству прокси-модели, позволяющие оптимизировать процесс расчета прогнозных показателей с помощью гидродинамических моделей.

Метод оценки перетоков между пластами на примере фильтрационной модели группы пластов АВ₁₋₅ Самотлорского месторождения

Р.А. Молоков
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

В данной работе поставлена следующая задача: имеются полномасштабная модель группы пластов АВ₁₋₅, объект с едиными ВНК и ГНК; границы пластов выделяются на некоторых участках, где граница отсутствует (имеются окна слияния); пласты разрабатываются по разным системам разработки, хотя гидродинамически связаны; общий фонд объекта – более 14562 скважин, из них перебивавших в закачке – 5001. Требуется определить эффективность закачки агента для каждого пласта, объем перетекания агентов по всем пластам в выше- и нижележащие пласты объекта. Для решения задачи вычислены объемы закачки в каждый пласт для каждой нагнетательной скважины, размещены скважины-дублиеры по каждому пласту с закачкой одноименного трассера вычисленного объема, выполнены расчеты по скважинам-дублиерам. В результате были определены закачка и добыча всех трассеров как для скважин, так и для пласта в целом, построены карты текущего распределения любого трассера в любом пласте на выбранную дату.

Перспективы применения данного метода: использование результатов расчета для уточнения показателей, характеризующих анализ выработки каждого пласта в составе единого гидродинамически связанного объекта (текущей и накопленной компенсации отборов закачкой); подтверждение или опровержение наличия окон слияния между пластами и др.

Некоторые особенности построения и адаптации геологической модели пласта Нх₃₋₄ Ванкорского месторождения

*Д.О. Морозов, А.В. Локоть, А.В. Дриллер
(ЗАО «Ванкорнефть»)*

Для наиболее эффективного использования геологической модели в целях оптимизации выработки запасов углеводородов степень ее детальности, надежность и актуальность должны поддерживаться с применением методик, выходящих за рамки стандартных требований к построению моделей для подсчета запасов. Некоторые из этих методик были успешно применены для построения модели пласта Нх₃₋₄ нижнехетской свиты Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, а также ее адаптации к истории разработки.

Обоснована необходимость использования нестандартных подходов к петрофизической интерпретации: при прогнозе проницаемости – выделение типов коллекторов – HFU (hydraulic flow units), при расчете водонасыщенности – учет глинистости на основе уравнения Симанду.

Большое внимание уделено процедуре адаптации геолого-гидродинамической модели к истории эксплуатации. При адаптации использован достаточно большой комплекс данных, включающих, помимо базы технологических режимов скважин, данные исследований керна, промыслово-геофизических исследований (ПГИ), С/О каротажа, интервальных опробований и др. Изложены базовые положения применяемой методики адаптации, главными из которых являются приоритет изменения геологической модели, отказ от необоснованных приемов (множители проницаемости, скин-факторы и др.) и индивидуальный подход к каждой скважине. Приведено несколько примеров адаптации работы горизонтальных и наклонно направленных скважин путем геологически обоснованной корректировки литологии, проницаемости и водонасыщенности.

Таким образом, применяемая на практике методика адаптации геологической модели позволяет добиться корректного отображения фактических данных эксплуатации при сохранении ее «геологичности», что повышает ее надежность как основы для принятия решений по управлению разработкой и проектированию эксплуатационно-бурения.

Модуль «Оперативный расчет интегрированных проектов»

С.В. Петров
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Главной целью интегрированного проектирования является создание варианта разработки, который позволит достигать максимального коэффициента извлечения нефти (КИН) при оптимальных экономических показателях. Для решения данной задачи выполняются вариационные расчеты со следующими параметрами: скин-фактор, градиент давления, проницаемость, эффективная толщина пласта, фонд скважин, пористость, нефтенасыщенность, темпы падения добычи, характеристики вытеснения. Для решения задачи интегрированного проектирования разработан модуль, который позволяет оперативно проводить расчеты.

Основные цели модуля «Оперативный расчет интегрированных проектов»:

- визуализация запасов на скважину и куст;
- расчет начальных дебитов;
- сравнение фактических дебитов с расчетными для кустов и скважин в отдельности;
- включение прогнозов уровней добычи в рамках интегрированного проектирования;
- объединение с расчетами X5 и ргоху;
- интеграция экономической модели;
- визуализация координатной сетки;
- включение возможности автоматической подготовки txt-файла и оперативного изменения значений для построения карт проницаемостей в ПК ГИД.

Модуль реализован на языке VBA в MS Excel в виде макросов. Его преимуществом является объединение экономических и технологических расчетов по месторождению, что позволяет оперативно их корректировать и синхронизировать. Модуль можно применять во всех основных расчетах и прогнозах разработки. Модуль планируется использовать как основной инструмент при расчете интегрированного проекта для оперативной оценки добычи. В масштабах компании модуль позволит значительно сократить трудозатраты при расчетах ИПРР, построении карт проницаемостей, оперативной оценке дебитов по кустам и скважинам в формате рейтинга бурения.

В настоящее время разработаны следующие функции и возможности: визуализация координатной сетки в MS Excel и запасов на скважину; расчет начальных дебитов; сравнение динамики падения расчетных и фактических дебитов; формирование таблицы данных для построения карты проницаемостей в ПК ГИД. В перспективе планируется максимально автоматизировать и оптимизировать работу, а также минимизировать субъективный фактор в расчетах.

Новые методы тепловой петрофизики как эффективный инструмент исследований пород баженовской свиты

***Ю.А. Попов, А.В. Паршин, Р.А. Ромушкевич, И.О. Баяк,
М.Ю. Спасенных, Н.Н. Богданович, Е.Ю. Попов, Д.А. Коробков
(Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже),
Г.А. Калмыков (МГУ им. М.В. Ломоносова),
Е.В. Гаврилова (ОАО «НК «Роснефть»)***

На основе новейших разработок в области экспериментальной тепловой петрофизики проведены прецизионные детальные теплофизические исследования керна из скважин, вскрывших баженовскую свиту, основанные на более чем 7000 измерений тепловых свойств на коллекции пород баженовской свиты. Использование новой аппаратурно-методической базы для неразрушающих теплофизических измерений обеспечило существенное повышение представительности и метрологической обоснованности экспериментальных данных о главных значениях тензора теплопроводности и температуропроводности, объемной теплоемкости, коэффициенты тепловой анизотропии, профилей каждого изучавшегося свойства и степени тепловой неоднородности пород вдоль и поперек напластования в пределах каждого образца керна.

Результаты исследований позволили получить уникальную по своей представительности информацию о тепловых свойствах пород баженовской свиты, их пространственно-временных вариациях, связи этих вариаций с минеральным составом, структурными и текстурными характеристиками пород, органическим веществом, поровым флюидом, геометрическими характеристиками порового пространства.

Установлены значительные вариации каждого из измерявшихся тепловых свойств пород вдоль изучавшегося разреза. Выявлена существенная зависимость теплопроводности пород от содержания керогена, что обеспечивает контроль содержания керогена в толще по результатам теплофизических измерений. Изученная толща надежно дифференцируется на зоны по каждому из определявшихся тепловых свойств, а также по вариациям этих свойств при изменениях вида флюида в поровом пространстве. Установлены взаимосвязи между литолого-петрографическими характеристиками пород баженовской свиты и изучавшимися теплофизическими параметрами, а также характерные вариации этих взаимосвязей вдоль изучавшегося разреза.

Полученные данные о тепловых свойствах пород необходимы для решения следующих задач освоения баженовской свиты: оценка эффективности, проектирование и оптимизация применения тепловых методов добычи; типизация пород толщи с целью выделения продуктивных интервалов; прогноз содержания керогена и нефти.

Детализация геологического строения пласта для подбора эффективных ГТМ с целью оптимизации системы разработки на примере объекта БВ₁₀ Поточного и Северо-Поточного месторождений

*Л.Д. Рачева, О.Б. Панкова, Т.С. Белоусова, А.В. Желудков
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» г. Тюмень)*

На примере объекта БВ₁₀ Поточного и Северо-Поточного месторождений по результатам эксплуатации добывающих скважин выделены участки с разными показателями разработки и выработки запасов, выполнены анализ и сопоставление геологических условий осадконакопления. На выбранных участках прослежен характер изменения толщин, параметров неоднородности, коллекторских свойств и нефтенасыщенности.

По методике В.С. Муромцева на основе электрометрических характеристик (метода самопроизвольной поляризации) разрезов скважин проведен палеофациальный анализ условий осадконакопления пород продуктивного пласта. Подтверждена схожесть разрезов пласта БВ₁₀ Северо-Поточного и Поточного месторождений. Пласт развит в шельфовых отложениях, привнос песчаного материала связан с работой речных потоков.

Аналогичные условия осадкообразования приурочены к зонам шельфа, зонам вреза (дельтовые отложения) и глубоководной части шельфа. В ходе анализа песчанистости разреза скважин (форма кривых ПС) выбраны группы скважин, построены карты-схемы объекта БВ₁₀, на которых показаны границы распространения зон с различными условиями осадконакопления. С выделенными зонами осадконакопления связаны участки разработки, различающиеся по промысловым характеристикам.

Коллекторы пласта, образовавшиеся в одинаковых условиях осадконакопления, гидродинамически связаны между собой. В скважинах между коллекторами с разными литотипами гидродинамическая связь нарушается. Из-за разницы в условиях осадконакопления геологические параметры по зонам меняются, что обуславливает разный характер выработки участков пласта.

Сейсмостратиграфия сложнопостроенных ловушек нефти в верхнедевонской колганской толще Оренбургской области

*О.В. Рихтер, Р.Х. Махмудова, Ю.И. Никитин, А.П. Вилесов
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Среднефранско-нижнефаменская карбонатно-терригенная колганская толща – один из основных нефтеносных объектов на юге Оренбургской области. Залежи нефти контролируются структурно-литологическими и литологическими ловушками, песчаные резервуары которых сформировались в различных гидродинамических условиях. Распределение и изменчивость свойств нефтенасыщенных резервуаров слабо контролируется или не контролируется структурным фактором, что затрудняет их поиск, разведку и разработку с применением только структурного метода.

В 2010-2012 гг. на площади 1300 км² ОАО «ТНК-ВР» выполнило 3D сейсморазведку, по результатам которой установлено, что колганская толща в волновом поле отображается в виде типичного сейсмостратиграфического комплекса. Поверхности углового несогласия ограничивают внутри колганского сейсмостратиграфического комплекса наклонные сильные отражения по типу подошвенного прилегания и кажущегося кровельного прилегания соответственно. Подобные контакты характеризуют проградацию осадочных систем окраины бассейна в его глубоководную часть. Проградация наблюдается с юга на север, от палеосуши Соль-Илецкого свода в сторону глубоководного палеобассейна. В латеральном направлении чередуются карбонатные (высокие значения акустического импеданса) и терригенные (его низкие значения) клиноформы.

В пределах Вахитовского месторождения в разрезе евлановско-ливенской терригенной клиноформы многочисленными скважинами зафиксирована фаціальная дифференциация разреза, типичная для авандельтового комплекса речной системы: изучены хорошо отсортированные косослоистые песчаные отложения дельтовых проток и межпроточные глинисто-алевритисто-песчаные отложения, которые чередуются с морскими отложениями.

По кинематическим и динамическим признакам в сейсмическом волновом поле отчетливо выделяется дельтовый комплекс колганской залежи Южно-Кубанского купола Вахитовского месторождения. В этот период времени береговая линия моря протягивалась вдоль края предшествующего воронежского карбонатного палеошельфа, и на его обнаженной для выветривания поверхности была развита речная дренажная система. Вероятная речная дельта также выделяется к северо-востоку от Вахитовского месторождения в пределах нижнефаменской терригенной клиноформы.

Полученные данные 3D сейсморазведки позволили более точно зафиксировать границы структурно-литологической залежи нефти в авандельтовом комплексе колганской толщи Вахитовского месторождения. Это дает возможность снизить риски эксплуатационного бурения за счет правильного размещения скважин. Прогнозируемая нижнефаменская речная дельта является новым объектом поисковых работ.

Обоснование выбора потокоотклоняющих технологий на основе экспериментальных исследований

*М.К. Рогачев, Н.С. Ленченков
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»),
Л.Е. Ленченкова, Х.И. Акчури (ОАО «АЗИМУТ»)*

Современный этап развития нефтяной и газовой промышленности России связан с повышением эффективности эксплуатации месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки. В данных условиях одной из главных причин низкой эффективности добычи углеводородного сырья является высокая обводненность продукции добывающих скважин, которая может быть обусловлена прорывом нагнетаемой воды к забою добывающих скважин по системе каналов и трещин. Это, как правило, приводит к отставанию фактической нефтеотдачи пластов от проектной. Для повышения эффективности эксплуатации высокообводненных слоисто-неоднородных коллекторов применяются потокоотклоняющие технологии на основе различных химических составов.

В лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Национального минерально-сырьевого университета «Горный» и ОАО «Азимут» разработан ряд эффективных потокоотклоняющих технологий на основе гелеобразующих составов с регулируемым временем гелеобразования. В данной работе обсуждаются результаты экспериментальных исследований по выбору потокоотклоняющей технологии на основе неорганического гелеобразующего состава для геолого-физических условий Барязинского нефтяного месторождения (ОАО «АНК «Башнефть»). Экспериментальные исследования включали данные петрографического анализа образцов породы до и после воздействия на них гелеобразующими растворами, позволившие определить механизм взаимодействия гелеобразующего состава с породой, и фильтрационных исследований в термобарических условиях рассматриваемого объекта.

Результаты работы позволяют обосновать выбор составов для потокоотклоняющих технологий с учетом конкретных геолого-физических условий разработки нефтяных и газовых месторождений, а также повысить успешность проведения промысловых испытаний.

Развитие технологий ОПЗ в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

***О.А. Саидов, П.П. Шмелев (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
В.Н. Гусаков (ООО «РН-УфаниПИИнефть»)***

В зависимости от характера загрязнения призабойной зоны на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» применяется несколько видов обработок призабойной зоны (ОПЗ) с разной степенью их эффективности.

Анализ показывает, что на эффективность обработки влияют: 1) качество подбора скважин-кандидатов; 2) селективность и направленность обработок; 3) соблюдение дизайнов обработок и качество приготовления растворов; 4) качество освоения.

Рассмотрены вопросы, связанные с выбором технологий ОПЗ, расширением возможностей применения кислотных обработок, а также проанализирована эффективность проведенных в последнее время ОПЗ.

В зависимости от геологических и технологических условий необходимо подбирать наиболее оптимальный способ освоения каждой скважины после проведения ОПЗ.

В настоящее время активно применяются технологии ОПЗ с водопоглотителем на спиртовой основе. К таким реагентам относятся ХПП, «Ипроден», «Напор». По своему составу они практически идентичны (метанол с различными добавками). Благодаря свойствам спиртов химически связывать воду, находящуюся в поровой матрице породы, снижается риск насыщения пласта водой, применяемой при ремонте, а также полученной в результате воздействия кислот на кольматанты и скелет породы.

При проведении ОПЗ на многопластовых объектах основным фактором, вызывающим различного рода осложнения, является разность пластовых давлений. Для повышения эффективности таких обработок были разработаны решения, позволившие существенно увеличить число и качество проводимых ОПЗ.

Совершенствование технологий ОПЗ и повышение их эффективности позволяют значительно сокращать потери нефти, связанные с ухудшением свойств призабойной зоны скважин, и достигать запланированных показателей добычи в ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Оптимизация конструкции и заканчивания скважин для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов

***В.В. Салеев, И.А. Серeda
(ОАО «НК «Роснефть»)***

Решение задачи эффективной разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти возможно посредством развития двух направлений: 1) совершенствования технологий разработки с целью увеличения продуктивности скважин в тесном взаимодействии с оптимизацией конструкций скважин, увеличением длин и числа стволов, оптимизацией способов вскрытия и заканчивания скважин, использованием инновационного глубиннонасосного оборудования; 2) получения от государства налоговых преференций, что является состоявшейся мировой практикой и начало находить отражение в законодательной практике Российской Федерации.

В последние несколько лет ОАО «НК «Роснефть» прикладывает большие усилия для развития первого направления, начиная с научно-методического обоснования технологических решений с использованием передового отечественного и зарубежного опыта, заканчивая их реализацией применительно к различным горно-геологическим условиям. Наглядными примерами являются бурение горизонтальных скважин с наклонными устьями на месторождении высоковязкой нефти Катангли (о. Сахалин), обоснование перехода от площадной системы расположения вертикальных скважин к скважинам со сложным заканчиванием на Боровском месторождении Самарской области, строительство горизонтальных скважин с многоинтервальным ГРП, планирование скважин с большими отходами от вертикали на месторождениях Удмуртии. Кроме того, в условиях низкой продуктивности, обусловленной как повышенной вязкостью, так и низкой проницаемостью, решение задачи рентабельной эксплуатации возможно благодаря использованию различных комбинаций глубиннонасосного оборудования для одновременно-раздельной добычи, что позволяет не только эксплуатировать одновременно несколько объектов разработки, но и сократить объемы и затраты на бурение скважин.

В данной работе приведены технические решения, реализация которых позволит увеличить дебит нефти, оптимизировать конструкции и процесс заканчивания скважин, а также ускорить темпы ввода в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Северо-Комсомольское месторождение. Перспективы разработки пласта ПК₁

***А.В. Сахань, Р.А. Ягудин (ООО «РН-Пурнефтегаз»),
В.В. Саляев (ОАО «НК «Роснефть»)***

Основным объектом разработки Северо-Комсомольского месторождения является нефтегазовая залежь пласта ПК₁. Ее нефтяная часть представляет собой относительно тонкую протяженную по площади оторочку высоковязкой (115 мПа·с в пластовых условиях) нефти, толщиной до 20 м, повсеместно подстилающуюся подошвенной водой и перекрытую газовой шапкой толщиной до 40 м. Осложняющими факторами являются отсутствие глинистых перемычек, наличие слабосцементированного плохо отсортированного песчаника, образование стойкой эмульсии вязкостью до 2000 мПа·с и более при смешивании высоковязкой нефти с пластовой водой.

Ранее проведенные работы по паротепловому воздействию и установке газо- и водоизоляционных экранов на южном пилотном участке в 2001-2003 гг. в 12 наклонно направленных и 3 горизонтальных скважинах эффекта не дали.

Отмечалось неудовлетворительное состояние всех скважин пилотного участка (заколонные перетоки, прорывы воды и газа к интервалам перфорации). Средние дебиты жидкости составляли 2,1 т/сут; нефти – 0,95 т/сут. Основные выводы по результатам паротепловой обработки скважин: низкие приемистость и прогрев, уход теплоносителя в подошвенный водоносный слой.

В 2012 г. были проведены опытные испытательные работы по индукционному нагреву и закачке деэмульгатора в боковой ствол разведочной скв. 603р. При использовании штангового винтового насоса был получен стабильный приток жидкости дебитом 7-8 м³/сут.

Гидроразрыв пласта на нагнетательных скважинах с учетом эффекта автоГРП

*А.В. Соловьёв, А.А. Максимов
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Гидроразрыв пласта (ГРП) и резка боковых стволов (ЗБС) в добывающих скважинах являются наиболее распространенным видом геолого-технических мероприятий (ГТМ), нацеленных на увеличение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз». В связи с большим числом проводимых ГРП и ЗБС структура скважин-кандидатов ухудшается из года в год, смещаясь в зоны пласта с крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Основные мероприятия, проводимые в нагнетательных скважинах (кислотные обработки ПЗП, применение порохового генератора давления, волновое воздействие) направлены лишь на восстановление их приемистости и не позволяют добиться ощутимого ее прироста. Решением проблемы является проведение ГРП в таких скважинах. Однако это требует изменения технологии для снижения стоимости работ и повышения экономической эффективности мероприятия.

В данной работе рассматриваются вопросы, связанные с построением оптимального дизайна ГРП для нагнетательных скважин, снижением стоимости операции, перспективами распространения технологии. Кроме того, проводится анализ результатов выполненных мероприятий. Целью данной работы является выявление наиболее оптимального подхода к подбору скважин-кандидатов для проведения ГРП в нагнетательных скважинах, а также перспектив развития метода с учетом существующих проблем в разработке и эксплуатации месторождений.

В настоящее время проводится опытно-промышленное испытание технологии ГРП с применением оптимизированного дизайна, формированием трещины меньшей ширины и снижением массы пропанта. Такой дизайн позволяет существенно сократить затраты и обеспечить необходимый прирост приемистости. Однако применение данной технологии ограничено в большей степени высокими требованиями к дополнительной добыче нефти. Поэтому была разработана технология безпропантного ГРП и запланировано проведение опытно-промышленных исследований на второе полугодие 2012 г.

Совершенствование технологий ГРП в нагнетательных скважинах и повышение их экономической эффективности позволяют значительно сокращать потери нефти и достигать запланированной добычи в ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Некоторые аспекты условий формирования природного резервуара верхнемеловых отложений Восточного Ставрополя

*Л.Г. Стулов, А.А. Папоротная, Е.Г. Тимонов
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

Несмотря на то, что нефтегазоносные комплексы Восточного Ставрополя в значительной мере разведаны и находятся в длительной разработке, стратегия развития отрасли предусматривает переход на поиски залежей нефти и газа в ловушках неструктурного типа. Трудности их обнаружения связаны с нетрадиционным характером коллекторов и покрышек, присущих верхнемеловым отложениям. Наиболее перспективными в этом нефтегазоносном комплексе являются маастрихтские отложения, представленные белыми мелоподобными трещиноватыми известняками с прослоями более плотных светло-серых пелитоморфных известняков.

Для выяснения особенностей формирования коллекторов маастрихтского яруса верхнего мела проанализированы данные изучения карбонатных пород под растровым электронным микроскопом. По структурно-генетическим признакам выделены хемогенные и органогенные известняки (данные И.А. Бурлакова, 1978 г.). Последние относятся к тонкообломочным породам фации писчего мела. Мелоподобные разности сложены мельчайшими известковистыми скелетами одноклеточных планктонных водорослей – кокколитофоридами, для которых характерны следующие особенности литификации.

Хемогенные пелитоморфные карбонатные илы литифицируются весьма быстро, при этом резко снижается их пористость. Карбонатные органогенные осадки, состоящие из форменных образований, имеют более жесткую каркасную основу, реагируют на уплотнение слабее и длительное время находятся в первозданном состоянии. В кокколитофоридных разностях широко развиты процессы выщелачивания. Однако окончательное формирование коллекторских свойств карбонатных пород происходит в эпигенезе в результате развития процессов трещинообразования.

Способность известняков к растрескиванию максимальна при содержании CaCO_3 в них более 80 % (писчий мел), для них характерна также максимальная раскрытость микротрещин. Эти известняки являются преимущественно нефтенасыщенными. Прослой более плотного известняка хемогенного происхождения характеризуются значительным снижением трещиноватости, раскрытости и, как следствие, насыщены преимущественно водой. Следовательно, основной емкостью карбонатных пород маастрихта являются трещины и пустоты выщелачивания вдоль них, что следует учитывать при подсчете запасов нефти и газа.

Перспективы нефтегазоносности нижнетриасовых отложений (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя

*Д.В. Томашев, А.А. Папоротная
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

Отложения нижнего триаса (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя являются одним из главных объектов геолого-разведочных работ, обеспечивающих основной прирост запасов нефти и газа в крае. К настоящему времени с целью выявления и оценки емкостных свойств карбонатных отложений проведены многочисленные исследования нижнетриасового комплекса пород лабораторными, геофизическими, гидродинамическими и другими методами. Однако большинство работ носит региональный характер, что усложнило разработку залежей. Открытым остался вопрос, связанный с выяснением закономерностей распространения высокеемких карбонатных коллекторов в нефтекумской свите и условий их образования.

В связи с этим решение проблемы нефтегазоносности отложений нижнего триаса на изучаемой территории осуществлялось путем:

- уточнения геологического строения и детализации литолого-фациальных условий образования карбонатных пород нефтекумской свиты;
- изучения фильтрационно-емкостных свойств пород промыслово-геофизическими и гидродинамическими методами;
- анализа данных бурения и испытания скважин;
- пересмотра и переинтерпретации материалов сейсморазведки с целью выделения приоритетных направлений геолого-разведочных работ.

На основе результатов проведенных исследований предложена дифференциация карбонатного массива на слагающие его комплексы пород по условиям седиментогенеза. Комплексный анализ фактического материала показал, что фильтрационно-емкостные свойства улучшаются в породах автохтонного карбоната накопления. Выделение литогенотипов является затруднительным, тем не менее установлены признаки, которые позволяют с определенной долей достоверности решить эту задачу: разработаны принципы диагностики седиментологических особенностей карбонатных пород, основанные на данных ГИС. В результате пересмотра и переинтерпретации материалов сейсморазведки построена схематическая карта распространения органогенных построек в отложениях нефтекумской свиты, с учетом которой даны рекомендации по дальнейшему проведению геолого-разведочных работ в пределах территории исследования. В первую очередь заслуживают внимания зоны распространения автохтонных пород, не затронутые бурением, характеризующиеся высоким емкостно-фильтрационным потенциалом, что подтверждается результатами испытаний и промышленной эксплуатации скважин.

Регулирование закачки на нагнетательном фонде многопластовой залежи Приобского месторождения с помощью оборудования ОРЗ

*Т.С. Усманов, В.А. Байков, Р.З. Зулъкарниев, И.В. Фахретдинов
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)*

Приобское месторождение является уникальным по запасам нефти, его геологические запасы составляют более 3,5 млрд.т. Особенностью разработки месторождения является одновременная совместная эксплуатация трех пластов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂, которая дает возможность регулировать и контролировать процесс заводнения многопластовой залежи. Оборудование для одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) применяется в НК «Роснефть» с 2003 г. В настоящее время 211 скважин нагнетательного фонда оснащено таким оборудованием.

Основными проблемами совместной эксплуатации пластов на Приобском месторождении являются опережающая выработка одного из пластов (как правило, пласта АС₁₁) из-за различных фильтрационно-емкостных свойств (при этом основные запасы сосредоточены в низкопродуктивном пласте АС₁₂), отсутствие возможности проведения селективных исследований и геолого-технических мероприятий по пластам.

Применение оборудования для ОРЗ позволяет решать вышеперечисленные проблемы. При этом контроль и регулирование процесса заводнения на многопластовой залежи с использованием оборудования для ОРЗ осуществляются по нескольким направлениям.

1. Выбор критериев для применения ОРЗ, условий для монтажа оборудования и регулирования закачки.
2. Проектирование режима работы скважин с оборудованием для ОРЗ.
3. Оценка технологической эффективности ОРЗ.

Результатами применения данной технологии являются прирост извлекаемых запасов, а также дополнительная добыча нефти.

Создание модели трещиноватости для повышения качества прогнозирования показателей разработки месторождений с карбонатными коллекторами

*И.А. Устинов, Т.А. Амбарян, О.В. Струкова
(Roxar Services AS)*

В данной работе на примере реального месторождения исследовалось влияние трещиноватости пород на представление фактического геологического строения объекта, расчет гидродинамических потоков и технологических показателей. Для построения геологической модели в качестве исходных данных использовались стандартный набор исходной информации, а также данные FMI. В результате анализа роз-диаграмм, отображающих распределение трещин в пространстве, выделено несколько зон с разными азимутальными направлениями трещин, что позволило построить трендовый куб азимутов для модели трещиноватости. В модели используются две базовые концепции модели трещин: в зависимости от расстояния до разломов и в зависимости от расстояния до разломов и от структурных напряжений. Обе модели увязаны с данными FMI. В рамках каждой из концепций учитывается несколько вариантов модели трещин, различающихся степенью их раскрытости, изменением интенсивности и плотности в зависимости от расстояния до разломов. Для оценки эффективности модели трещиноватости использовалась фильтрационная модель. На гидродинамической модели было проведено несколько вариантов расчета систем двойных сред: двойной пористости и двойной пористости/проницаемости.

Гидродинамическая сетка в модели задавалась двумя способами: 1) удвоением числа слоев сетки; 2) моделью сток /источник (одинарная сетка, содержащая параметры трещин).

Проводимость между ячейками матрицы и трещинами рассчитывалась через определение куба SIGMA, в котором для каждой ячейки матрицы задавался коэффициент, учитывающий размер ячеек в объеме матрицы. В предположении, что вытеснение нефти из системы матриц происходит за счет разности гидростатических давлений, использовалась опция гравитационного дренажа.

На заключительном этапе было проведено сравнение фактических технологических показателей с показателями, полученными в различных вариантах моделей двойной пористости, двойной пористости/проницаемости и модели без учета трещиноватости. Сравнение показало, что модели двойных сред намного точнее отображают фактическую динамику технологических показателей разработки месторождения.

Геология и разработка месторождений сверхвязкой нефти в Республике Татарстан

Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, И.Е. Шаргородский, В.Б. Либерман, К.А. Сухов, А.З. Ахметшин (ОАО «Татнефть»)

Около 60 % общих запасов и ресурсов тяжелой сверхвязкой нефти (СВН) Волго-Урала приходится на Республику Татарстан, где они оцениваются в 7 млрд. т. В республике выявлены и изучены 163 поднятия и нефтескопления СВН нижнепермского отдела, уфимского и казанского яруса.

Нижнепермский карбонатный нефтебитумоносный комплекс представлен ассельским, сакмарским, артинским и кунгурским ярусами. Районы концентрации залежей комплекса – восточный борт Мелекесской впадины, западный, юго-восточный и северо-восточный склоны Южно-Татарского свода (ЮТС). С данным комплексом связаны Николашкинское месторождение и около 15 нефтескоплений.

Наибольшее промышленное значение имеют залежи нефтей верхней (песчаной) пачки шешминского горизонта уфимского яруса, распространенные в пределах западного склона ЮТС. Пространственное расположение залежей контролируется распространением пород-коллекторов песчаной пачки, образующих структурные зоны (гряды) песков и песчаников повышенных толщин. Залежи песчаной пачки характеризуются аномально низким пластовым давлением.

Нижне- и верхнеказанский нефтебитумоносные комплексы в плане практически совпадают. Наибольшая концентрация углеводородов и наиболее значимые выявленные залежи приурочены к восточному борту Мелекесской впадины. Продуктивны как терригенные отложения, так и литофации органогенно-обломочных, оолитовых, карвернозных, пористых и трещиноватых карбонатов. Для нефтебитумоносных комплексов казанского яруса характерно неравномерное и прерывистое развитие коллекторов и покрышек.

Анализ известных технологий показывает, что продуктивные пласты месторождений шешминского горизонта с экономической точки зрения целесообразнее разрабатывать паротепловыми методами и внутрипластовым горением.

В Республике Татарстан накоплен богатый опыт по освоению залежей СВН. На Ашальчинской залежи пробурены 11 пар горизонтальных скважин, 8 из которых введены в эксплуатацию. Средний дебит одной скважины превышает 52 т/сут. На Мордово-Кармальском месторождении СВН за все время проведения опытно-промышленной эксплуатации, преимущественно методом внутрипластового горения с применением вертикальных скважин, добыто 225 тыс. т нефти. В настоящее время на месторождении ведется обустройство участков для испытания этого метода с применением горизонтальных скважин на южном и юго-западном куполах и паротеплового воздействия на северном куполе.

Влияние тепловых свойств резервуара и вмещающих пород на точность оценки параметров добычи методом парогравитационного дренажа

*Е.М. Чехонин, Ю.А. Попов, А.В. Паршин, М.Ю. Спасенных,
С.С. Сафонов (Московский научно-исследовательский
центр Шлюмберже)*

В настоящее время практически единственным способом проектирования и оптимизации тепловых методов добычи является численное моделирование, для которого требуется наличие данных о тепловых свойствах пласта и вмещающих пород. В то же время имеющиеся литературные данные, базы данных по тепловым свойствам и традиционные средства измерений не могут обеспечить представительную информацию о тепловых свойствах осадочных горных пород с учетом их неоднородности, анизотропии, разного флюидонасыщения, пластовых давления и температуры. Используемые в симуляторах теоретические модели оценки тепловых свойств пород также не позволяют дать надежную информацию и компенсировать отсутствие экспериментальных данных. Это приводит к значительной неопределенности в тепловых свойствах (в большинстве случаев до 100 %, часто и более, по теплопроводности и 70 % по объемной теплоемкости), тогда как степень ее влияния не учитывается при построении геолого-технологических моделей и прогнозировании показателей разработки.

На примере технологии парогравитационного дренажа оценено влияние неопределенности в тепловых свойствах резервуара и вмещающих пород на основные показатели разработки: накопленную добычу и паронефтяное отношение. Показано, что типичные на практике неопределенности указанных тепловых свойств приводят к значительным ошибкам в прогнозируемых параметрах добычи (до 50 %). Установлено, что значительное влияние оказывают ошибки определения как теплопроводности, так и объемной теплоемкости пласта и вмещающих пород. При этом степень влияния таких ошибок на показатели добычи зависит от времени и конкретного показателя добычи. В связи с отмеченным проблема уменьшения неопределенности исходных данных о тепловых свойствах пород приобретает особую важность. Разработаны рекомендации по решению данной проблемы на основе экспериментальных определений тепловых свойств пород с применением новых методов и средств измерений, которые существенно повышают надежность экспериментальных оценок тепловых свойств пород с учетом их неоднородности, анизотропии, пластовых давления, температуры, типа и свойств насыщающего флюида. Результаты выполненной работы могут быть использованы для повышения надежности данных гидродинамического моделирования.

Аспекты геологии и разработки терригенных трещиновато-поровых коллекторов Западной Сибири

*А.С. Чинаров, Р.А. Рыбаков
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Характерной особенностью геологического строения осадочного чехла Ярайнерского месторождения является его многопластовость. Нефтегазоносность связана с ниже-среднеюрским, верхнеюрским, ачимовским, неокомским шельфовым и апт-сеноманским нефтегазоносными комплексами. В настоящее время на месторождении в 35 продуктивных пластах выявлено 69 залежи углеводородов.

Изначально представлялось, что основными объектами разработки будут пласты ачимовских и юрских отложений. Успешный опыт бурения и эксплуатации горизонтальной скв. 611 пласта БВ₆, компактность залежей, их небольшие запасы нефти и нефтенасыщенные толщины, а также наличие в большинстве их подошвенной воды предопределили роль горизонтальных скважин как главного элемента в системе разработки пластов групп АВ и БВ. Соотношение эффективности работы горизонтальных и наклонно направленных скважин, исходя из накопленной добычи нефти, составило около 1/10.

Согласно результатам анализа куба сейсмического атрибута (коэффициента когерентности) пласты, приуроченные к северному поднятию, пересекают вертикально ориентированные зоны неоднородности, имеющие тектонически обусловленный генезис. Данные зоны неоднородности имеют вертикальное простирание, пересекают большинство залежей северного купола месторождения и уходят в нижнюю юру. Рассматриваемые зоны ведут себя как мелкие разрывы, тянущиеся вверх. Характерным моментом для зоны повышенной неоднородности по всем продуктивным пластам является очень низкая эффективность работы скважин.

Максимальный накопленный оборот нефти (708 тыс. т) получен по горизонтальной скв. 611Г и является рекордным показателем не только для скважин Ярайнерского месторождения, но и для региона в целом. По данным ГИС, проведенных в горизонтальном стволе скважины, следует, что удаленная часть ствола, которая составляет около 30 % всей его длины, вскрыла неколлектор.

Фильтрационное моделирование рассматриваемых объектов, обладающих весьма высокой степенью геологической изученности, не позволяет выполнить адекватную адаптацию моделей к истории разработки. Следует отметить, что скважин с подобным сочетанием добычных характеристик и геолого-физических условий расположения во всем Ноябрьском регионе практически нет. На основании результатов анализа можно сделать вывод, что в Ноябрьском регионе существуют скважины со значительным потенциалом добычи нефти, а на рассматриваемом Ярайнерском месторождении наблюдается проявление эффекта аномально высоких добычных способностей.

Эффективность ППД вязких нефтей в самоорганизованных структурах эффективного порового пространства

*В.П. Шакин, В.И. Попков, И.Г. Хамитов, Д.А. Криков,
А.С. Овсиенко (ООО «СамараНИПИнефть»)*

Существует множество природных форм, которые имеют регулярную структуру. Возможны различные варианты симметрии этих структур: трансляционная (вязкие, упругие, термические, диффузионные сдвиги); масштабная (фракталы); изометрические (включая трансляционную); симметрии, сочетающие все описанные.

Областями возникновения несимметричных структур могут быть отдаленные участки, вдоль которых происходит преобразование параметров массопереноса в характеристики других процессов, тем самым осуществляются энергетические превращения и десимметризация основного потока. На подобных участках формируются устойчивые структуры, которые являются своего рода реакторами по преобразованию одних форм движения и видов энергии в другие: продольных скоростей – в поперечные с разуплотнением породы и глинизацией коллектора, капиллярным защемлением флюидов, акустической эмиссией; инерционного движения в броуновское; теплового взаимодействия в электрическое и др.

С точки зрения дифференциальных уравнений необходимо формирование средствами дифференциальных операторов некоторых условий такого зонирования. Примером модификации численной дифференциальной схемы модели трехмерной трехфазной фильтрации являются схемы с относительными фазовыми проницаемостями, зависящими от капиллярного числа и мольных долей компонентов. Для таких модифицированных численных схем характерно образование аномальных зон фильтрации. На границах этих зон диффузионный поток будет обладать особыми свойствами, его параметризация может быть осуществлена при помощи дифференциальных операторов дробного порядка. Для идентификации аналогичных свойств аномальной конвективно-диффузионной фильтрации успешно применяются методы математического моделирования: расщепления и эволюционного уточнения.

При анализе результатов параметризации подобных динамических структур осуществлено численное исследование таких зон. На примерах вытеснения высоковязких нефтей (более 100 мПа·с) Боровского, Катангли, Северо-Комсомольского месторождений средствами ECLIPSE, CMG STARS и FLORA численно оценена «эффективность дренирования порового пространства» (С.Н. Закиров) вертикальными и горизонтальными скважинами. Приведены геофизически-сопряженные симметричные и несимметричные решения элементов заводнения, их характеристики.

Таким образом, учет влияния диссипативных энергетических структур меняет концепцию организации заводнения нефтенасыщенных пластов и оптимизации ППД, определяет направление совершенствования системы разработки нефтегазовых залежей.

Пласт ЮВ₂ – новый этап освоения юрских отложений Вартовского свода

*Р.Р. Шафикова, Д.А. Прокофьев, О.В. Крамар
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Целями данной работы являются рассмотрение геологических особенностей строения пласта ЮВ₂ тюменской свиты средней юры и изучение проблем его разработки на месторождениях структурного подразделения НК «ЛУКОЙЛ».

Терригенные отложения пласта ЮВ₂ промышленно нефтеносны на двух месторождениях: Кечимовском и Северо-Покачевском. На Северо-Покачевском месторождении в пласте ЮВ₂ выявлены три небольшие залежи нефти пластово-сводового типа, тектонически экранированные с преобладанием водонефтяной зоны. На 01.01.12 г. разрабатывалась самая крупная из них тремя добывающими скважинами. Скважины имеют непродолжительный период эксплуатации, характеризуются низкой обводненностью. Запасы пласта незначительны, коллектор имеет неплохие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Нефть маловязкая с высоким содержанием растворенного газа.

Пласт ЮВ₂ на Кечимовском месторождении введен в эксплуатацию в 1995 г. На 01.01.12 г. по объекту отобрано чуть более 100 тыс. т нефти, отбор от НИЗ составляет 1,6 %, текущий КИН – 0,003. На 01.01.12 г. на объекте было пробурено 26 скважин (6 % общего фонда месторождения), в том числе 17 добывающих и 9 нагнетательных. Объект находится в пробной эксплуатации, залежь практически не разбурена. Основными причинами низкой степени вовлечения объекта ЮВ₂ в разработку являются недостаточная разведанность запасов, крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства, высокая степень расчлененности, низкие показатели песчаности. При этом необходимо отметить, что запасы пласта ЮВ₂ значительны и составляют 26,7 % запасов месторождения.

С целью поиска технологических решений, обеспечивших рентабельную разработку пласта ЮВ₂, предлагается выбрать участки для опытно-промышленных работ по внедрению технологии поинтервального ГРП в горизонтальных скважинах с длиной ствола 1000 м. На выбранном участке для объекта ЮВ₂ на фильтрационной модели выполнены технологические расчеты, рассмотрены три варианта разработки с бурением горизонтальных скважин с длиной ствола 1000 м и применением технологии поинтервального ГРП. После отработки на участке ОПР и получения положительного результата появится возможность применения данной технологии на других участках и месторождениях компании, имеющих аналогичные ФЕС.

Модификация системы заводнения в процессе разработки (на примере одного из нефтяных месторождений Западной Сибири)

М.Б.Шевелев
***(Нефтяная Индустрия Сербии,
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)***

Объектом исследования является месторождение, находящееся в разработке с 1996 г. На его площади сформирована рядная система с выделением блоков по рядам нагнетательных скважин. В период активного разбуривания в 2008-2011 гг. краевой зоны в фациальной обстановке дистальной части дельты, характеризующейся ухудшением коллекторских свойств, была сформирована площадная система заводнения. В результате в целом по месторождению за годовой временной промежуток удалось снизить темпы падения базовой добычи нефти на 3,4 %, что составляет более 70 тыс. т дополнительно добытой нефти.

Согласно исследованиям и наблюдениям автора при формировании системы заводнения в условиях переслаивающихся коллекторов высока вероятность формирования техногенной трещинноватости по плотным прослоям в направлении роста геологической структуры. При формировании площадной системы по месторождению в условиях переслаивания нефтенасыщенных и плотных прослоев одна из добывающих скважин в элементе будет скважиной-реципиентом закачки. Это обусловлено геологическими особенностями, а также технологическими ограничениями по адаптации системы поддержания пластового давления к конкретным участкам залежи.

По данным мониторинга разработки отмечается взаимосвязь между добывающими и нагнетательными скважинами. Временной промежуток, по которому отмечается интенсивное взаимовлияние, составляет менее 1 мес. Такой малый временной промежуток свидетельствует о наличии в межскважинном пространстве «суперпроводящих» каналов. В условиях репрессии на пласт в результате проведения ГРП и освоения скважин под закачку плотная порода, как наименее пластичная, способствует активной раскрываемости уже существующей системы трещин или микротрещин. При формировании канала обводнения в одном направлении нагнетание – добыча остальные скважины по площадному элементу, не получая избыточного объема закачиваемого агента, имеют более близкие к оптимальным условиям соотношения отбор – закачка.

Формирование площадной системы разработки в условиях переслаивания малых нефтенасыщенных и плотных прослоев позволило снизить темпы падения добычи нефти. Тем не менее отмечается риск интенсивного обводнения при несоблюдении режимов закачки, а также отключения из разработки добывающих скважин-реципиентов в площадном элементе заводнения. По этой причине геологические характеристики на крупных месторождениях выделяются локально. Схема расположения нагнетательных и добывающих скважин на выделенных зонах в пределах одного месторождения должна быть различной.

РН-Геобанк – интегрированная платформа проектирования и мониторинга разработки нефтегазовых месторождений

*Д.А. Шевелев, А.Г. Биккинина, С.Ф. Мартина
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)*

В 2008 г. в ОАО «НК «Роснефть» начато создание интегрированной электронной платформы для решения научно-производственных задач – «РН-Геобанк». Цель создания: повышение качества инженерных решений при проектировании и мониторинге разработки нефтегазовых месторождений. Для достижения установленной цели ОАО «НК «Роснефть» приобрело и эксплуатирует программное обеспечение различных производителей, моделирующее поведение пласта, скважины, системы подготовки и перекачки нефти, воды, газа. Для его работы необходима историческая и актуальная информация, которая отсутствует в эксплуатируемых базах данных. Кроме того, такое программное обеспечение неинтегрировано, т.е. с целью последующего его применения требуется преобразование информации.

Задачи «РН-Геобанк»:

1) описание, ввод в электронную базу данных, проверка целостности относительно геологического строения месторождений, исследований скважин, в том числе сейсмических, проектных решений по разработке месторождений;

2) интеграция программного обеспечения для моделирования поведение пласта, скважины, системы подготовки и перекачки нефти, воды, газа;

3) вывод решений по разработке месторождений в форме, необходимой для включения в проектную документацию;

4) вывод информации безотносительно к задаче.

Автоматизированы полностью или частично следующие производственные процессы:

- сбор первичной геолого-технологической информации;
- интерпретация результатов исследований;
- геологическое и гидродинамическое моделирование, принятие проектных решений;
- выпуск проектной документации;
- локализация остаточных извлекаемых запасов углеводородов.

Объектами автоматизации являются все нефтегазодобывающие операторы, предприятия научно-проектного комплекса ОАО «НК «Роснефть».

Неполные аналоги: Petrobank (производитель – Halliburton), Finder (производитель – Schlumberger), ProSource (производитель – Schlumberger), «Контакт» (производитель – ОАО АНК «Башнефть»).

Исполнители: ООО «РН-УфаниПИНефть», ООО «КрасноярскНИПИнефть», ООО «ТомскНИПИнефть», ООО «СамараНИПИнефть».

Обзор проблем и особенностей данных ГИС, ПГИ и методик их обработки и интерпретации в условиях горизонтальных и сильно искривленных скважин

*К.О. Шмыгля
(BP Exploration Operating Co. Ltd.)*

В условиях постоянно растущего объема бурения горизонтальных и сильно пологих скважин в мировой нефтегазовой отрасли значительно возросла актуальность разработки и апробирования подходов к более эффективному использованию результатов геофизических исследований таких скважин.

В работе рассматриваются отличительные особенности регистрации, обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) в условиях малых углов пересечения пластов скважиной, ограничения традиционных стандартных подходов к определению геофизических параметров и петрофизических свойств разреза в горизонтальных скважинах. Приводится обзор современных разработок в области визуализации, интерпретации и принципов интеграции данных геофизических исследований горизонтальных скважин в геологические модели месторождений.

Мониторинг разработки трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа-Югры

*А.В. Шпильман, И.П. Толстолыткин, Н.В. Мухарлямова
(Научно-аналитический центр рационального
недропользования им. В.И. Шпильмана)*

С 1996 г. НАЦРН им. В.И. Шпильмана проводит мониторинг разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры. Благодаря сотрудничеству администрации округа и аналитического центра с нефтедобывающими компаниями удалось обеспечить достаточную стабильность информационного потока, позволяющую судить об использовании разведанных запасов и прогнозировать добычу нефти на среднесуточную и долгосрочную перспективу.

С 1999 г. добыча нефти округа характеризовалась непрерывным ростом. Максимальный годовой уровень добычи нефти (278,4 млн. т) в постперестроечный период был достигнут в 2007 г., но с 2008 г. рост годовой добычи нефти прекратился из-за ухудшения состояния сырьевой базы, что снизило темпы добычи нефти за последние 4 года. При этом нефтяные компании наращивают инвестиции в разработку месторождений Югры. За 2005-2011 гг. объемы эксплуатационного бурения увеличились в 1,5 раза, фонд действующих добывающих скважин – на 20 тыс. Даже с учетом такого стремительного роста объемов бурения, ввода новых запасов в разработку добыча нефти неуклонно снижается, что связано с качеством вводимых в разработку запасов.

В настоящее время объектами разработки в округе становятся низкопроницаемые пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Считаем, что диапазон низкопроницаемых коллекторов следует расширить до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² включительно. К трудноизвлекаемым следует также отнести запасы в подгазовых, водоплавающих, высокообводненных (более 95 %) и низкодебитных (менее 5 т/сут) залежах. В условиях Югры к трудноизвлекаемым относятся запасы нефти баженовско-абалакского комплекса. Начальные извлекаемые запасы нефти низкопроницаемых коллекторов составляют 4 % запасов округа с КИН, равным 0,308. Степень их выработки составляет 26 %, обводненность – 56 %. В 2011 г. из низкопроницаемых коллекторов было добыто 24 млн. т (9 % общей добычи). Примером эффективной разработки подгазовых и водоплавающих залежей может служить Федоровское месторождение. В 2011 г. из низкодебитных и высокообводненных скважин было добыто 48 млн. т нефти (18 % общей добычи), что свидетельствует о необходимости стимулирования выработки таких запасов.

Эффективность разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти на месторождениях Югры может быть повышена только путем инновационного развития отрасли.

Опыт применения технологии доизвлечения выпавшего в пласте конденсата (на примере Вуктыльского НГКМ)

*Л.В. Юнусова, А.Н. Волков
(Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта)*

Разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений на режиме естественного истощения сопровождается выпадением конденсата из газа, что приводит к значительным потерям жидких углеводородов в пласте. На крупнейшем в Европейской части России Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении, введенном в разработку в 1968 г., потери жидких углеводородов оцениваются порядка 100 млн. т. Эксплуатация его на режиме естественного истощения осуществлялась до 1993 г. и в настоящее время находится на завершающей стадии.

Для увеличения конденсатоотдачи на месторождении впервые в мировой практике реализуется технология активного воздействия на истощенные газоконденсатные пласты «сухим» газом. Применяемая технология создала условия для поддержания пластового давления в пласте; замещения жирного пластового газа «сухим», испарения за фронтом вытеснения легких фракций ранее выпавшего ретроградного конденсата, снижения вязкости остаточного газа. Данные эффекты сопровождаются поддержанием градиентов давления в пласте, обеспечивающих стабильную фильтрацию газовой фазы; испарением конденсата в призабойных зонах добывающих скважин и увеличением их дебитов; замедлением продвижения в газонасыщенную часть пластовых вод; дополнительным извлечением выпавших в пласте ретроградных компонентов.

В настоящее время воздействием «сухим» газом охвачена большая площадь месторождения, объемы его закачки определяются действующим Проектом доразработки Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения в режиме хранилища регулятора. Регулирование объемов закачки газа направлено на наиболее полное воздействие на всю продуктивную толщу. Определение путей поступления и продвижения закачанного «сухого» газа осуществляется на основе мониторинга, включающего газоконденсатные, газодинамические и геофизические исследования скважин. Это позволяет обосновано подойти к разработке геолого-технических мероприятий, направленных на оптимизацию параметров процесса.

Одним из показателей эффективности применения технологии является удельный расход добываемого «сухого» газа на добычу ретроградного конденсата (C_{5+}), который на протяжении последних 5 лет остается на одном уровне. Эффективность применяемой технологии подтверждает зависимость добычи ретроградного конденсата от количества извлеченного «сухого» газа, которая имеет тенденцию к росту.

Из общего объема закачанного «сухого» газа 64 % добыто из пласта, 36 % остается в нем. В настоящее время в целом по месторождению доля «сухого» газа, прошедшего пласт, составляет 58 % общей доли, доля ретроградного конденсата – 55 %.

Влияние гидроразрыва на нефтяные пласты с низким давлением

Т.Ю. Юсифов
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)

В данной работе представлен опыт проведения гидроразрыва пластов (ГРП) на месторождениях с низкими пластовыми давлениями.

Как правило, скважины для ГРП выбирают на основе промысловых либо исследовательских данных. В первую очередь выбирают скважины с низкой продуктивностью или скважины, фильтрационная способность призабойной зоны которых ухудшилась при эксплуатации. При снижении пластового и забойного давлений возрастает геостатическое давление, что может приводить к заметной деформации пород-коллекторов, особенно в призабойной зоне пласта.

Существующий способ определения пластового давления в нефтяной скважине с кольматированной околоскважинной зоной, включающий остановку скважины и основанный на методе снятия кривой восстановления давления (КВД), не всегда дает правильные результаты. Недостатком способа является то, что для полного снятия КВД необходима длительная остановка скважины. Это ведет к значительным потерям добычи нефти и большим эксплуатационным затратам. Кроме того, такое решение для практических целей неприемлемо, поскольку, если околоскважинная зона сильно кольматирована, то скважина практически не выходит на радиальный поток, в итоге замеряется только околоскважинное давление и не определяется точное пластовое давление. Таким образом, значительное число потенциальных с точки зрения интенсификации добычи нефти скважин считается нерентабельным.

С целью исправления ситуации было принято, что скважины для ГРП должны выбираться с учетом выработки запасов, даже если по результатам КВД пластовое давление критически низкое, т.е. ГРП выполняются на объектах с низкими пластовыми давлениями. В результате установлено, что в пластах с выработкой потенциальных запасов не более 75 % проведение ГРП целесообразно независимо от пластового (околоскважинного) давления, даже если околоскважинная зона кольматирована, а скважина работает с низким дебитом или находится в бездействии из-за отсутствия притока.

После получения положительных результатов по ряду скважин было принято решение проводить ГРП на объектах, которые не подвергались гидроразрыву в связи с тем, что имеют низкое пластовое давление, а следовательно, считались неперспективными.

