

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XV научно-практическая конференция

**Геология и разработка месторождений
с трудноизвлекаемыми запасами**

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва
2015**

СОДЕРЖАНИЕ

Бобкова С.Г., Гимранов Д.Р. Определение гидрогеохимических критериев оценки пластовых вод	5
Василенко Е.И., Зубков А.А. Экспериментальные исследования стимуляции терригенных коллекторов кислотным воздействием	6
Вахрушева И.А., Новосадова И.В., Гильманов Я.И. Опыт работ и методические подходы к изучению керн, отобранного из неконсолидированных и слабоконсолидированных отложений пласта ПК ₁₋₇	7
Волошин Е.А. Рентгеновская томография как один из методов изучения литолого-петрофизических особенностей карбонатных пород	8
Гнилицкий Р.А., Смирнов Д.С., Глебов А.С., Плиткина Ю.А., Лиходед И.А., Еремян Г.А., Емельянов Д.В., Мельников Л.П., Исламгалиев Р.Ф. Эволюция подходов к разработке трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты Ем-Еговского лицензионного участка Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения	9
Грбович Т., Харьба Е.А., Чашков А.В., Антропов А.В., Селиванов М.Г., Стулов Л.Г. Комплексный подход к изучению месторождения на поздней стадии разработки (на примере месторождения Велебит)	10
Гурбатова И.П., Мелехин С.В., Файрузова Ю.В., Чижов Д.Б. Особенности изучения смачиваемости сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами	11
Гусева Д.Н., Курбанова Г. Оптимизация системы заводнения на основе циклического воздействия	12
Давыдов А.В., Сулейманов Д.Д., Зиганбаев А.Х., Викторова Е.М. Подход к моделированию континентальных отложений тюменской свиты	13
Давыдов А.В., Зиганбаев А.Х., Ишбулатов С.Ю., Рябев Е.А. К вопросам оценки геологических рисков при проектировании геолого-разведочных работ на месторождениях тюменской свиты	14
Мезенцев Д.Н., Пестерев А.В. Лабораторные исследования влияния жидкостей глушения на проницаемость терригенных коллекторов юрских отложений Томской области	15
Михайлов С.П., Новиков Н.О. Ключевые аспекты создания петрофизической модели низкопроницаемых терригенных коллекторов (черкашинская свита, Приобское месторождение)	16

Мокрев А.А., Солодов И.С., Шакшин В.П. Интегрированный программный комплекс мониторинга разработки нефтяных месторождений	17
Овсянникова Е.А. Влияние вторичных изменений терригенных пород на их фильтрационно-емкостные свойства	18
Папоротная А.А., Томашев Д.В., Нелепов М.В. Использование принципов диагностики литолого-генетических типов пород нефтекумской свиты нижнего триаса при пересчете запасов углеводородов на примере одного из месторождений Восточного Ставрополя	19
Петраков А.М., Фомкин А.В., Кузнецов М.А. Системная технология как основа рациональной разработки нефтяных месторождений	20
Петров В.Н., Киямова Д.Т., Хакимзянов И.Н., Багаутдинов Г.М., Поленок П.В. Подбор оптимального сценария разработки неоднородной многопластовой залежи нефти на основе компьютерного проектирования	21
Самошкина Е.В., Мартынов А.В., Чернов С.О. Опытно-промышленные работы по извлечению трудноизвлекаемых запасов пласта ПК ₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения	22
Соловьев И.Б., Арутюнов Т.В. Перспективы разработки хадумских отложений Восточного Ставрополя	23
Соловьева В.Н., Колбунов М.Г. Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции	24
Толстолыткин И.П. Состояние и пути дальнейшего развития добычи нефти в ХМАО-Югре на современном этапе	25
Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В. Восстановление последовательности залегания горных пород – отображение истинного геологического строения пластов	26
Уляшев В.В., Туркин С.Н. Новые проектные решения при термощахтной разработке Ярегского нефтяного месторождения	27
Уразаков К.Р., Габдулов Р.Р., Шакиров А.А., Сливка П.И. Совершенствование конструкции скважинной насосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации на основе УЭЦН-СШН	28
Фаррахов И.М., Нуриев И.А., Харитонов Р.Р., Хайртдинов Р.К. Влияние гравитационной силы на показатели разработки	29
Фурсов Г.А., Мумбер П.С., Лепихин Е.А., Муллагалиев Б.И. Экспресс-оценка эффективности планируемых геолого-технических мероприятий в низкопроницаемых коллекторах	30

Харисов М.Н., Белоногов Е.В., Игибаев Р.Ю., Карпов А.А., Петров С.В. Алгоритм расчета базовой добычи нефти на основе характеристики вытеснения	31
Хисматулина Ф.С., Сваровская М.Г., Поляков Д.В., Шафиков Р.Р. Опыт геолого-технологического моделирования газонефтяного месторождения им. Ю. Корчагина	32
Чекменева Я.Е., Летичевский А.Е. Перспективы разработки доманиковых отложений Самарской области	33
Юсифов Т.Ю. Влияние изменения напряжения пласта на направление трещины гидроразрыва	34
Юсифов Т.Ю. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта в условиях разработки месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз»	35
Юсифов Т.Ю., Якупов Р.Ш., Тулаев Р.В., Гайнетдинов Р.Х. Эффективность применения нетрадиционного подхода к разработке нефтяных месторождений	36

Определение гидрогеохимических критериев оценки пластовых вод

*С.Г. Бобкова, Д.Р. Гимранов
(СургутНИПИнефть, ОАО «Сургутнефтегаз»)*

Наряду с промыслово-геофизическими методами исследования важные сведения при контроле заводнения нефтяных пластов можно получить путем систематического мониторинга степени и динамики обводненности продукции и химического состава попутно добываемой воды. Эти данные также дают ценную информацию об источниках поступления воды в эксплуатационные скважины, позволяют отличить естественные процессы замещения нефти в пласте закачиваемой или пластовой водой от аварийных притоков из других горизонтов в результате негерметичности стволов.

Поскольку при гидрохимическом контроле отбор проб флюидов не связан с остановкой скважин, он является более эффективным по сравнению с традиционными промыслово-геофизическими и гидродинамическими методами.

Обобщен накопленный материал по исследованию проб воды, определены основные гидрогеохимические критерии (ГХК), их фоновые значения и диапазоны измерения в пределах отдельно взятого месторождения (водоносного комплекса, группы пластов, пласта), представлен алгоритм расчета и выдачи заключения при определении природы притока для исключения субъективных факторов. На основе изученного материала и опыта работы в качестве основных критериев оценки пластовых вод выбраны общая минерализация; содержание ионов хлора, гидрокарбонат ионов, ионов кальция; соотношение содержания ионов хлора и кальция.

Для определения фоновых значений основных ГХК пластовых вод выполнена статистическая обработка с использованием кривых нормального распределения значений (по Гауссу) 59881 результата исследований лабораториями ЦНИПР проб пластовой, попутно добываемой воды и воды, используемой для организации заводнения.

Анализ полученных данных показал, что универсальным реперным компонентом для определения наличия в попутно добываемых водах пластовой воды является гидрокарбонат ион (HCO_3^-). Если по результатам определения физико-химических свойств проб воды содержание HCO_3^- составляет 0,5 до 5 г/л, то проба содержит пластовую воду или ее смесь.

Основные диапазоны значений выбранных критериев определены для каждого объекта, построены карты распределения компонентов. Написан алгоритм расчета и выдачи заключения по определению природы притока для исключения вышесказанной субъективности.

Экспериментальные исследования стимуляции терригенных коллекторов кислотным воздействием

*Е.И. Василенко, А.А. Зубков
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ)»*

Кислотные обработки являются эффективным методом очистки ствола и призабойной зоны, а также повышения производительности скважин. В результате проведения комплексного кислотного воздействия кольматирующие материалы, отложения и осадки растворяются с последующим удалением продуктов реакции из скважины и призабойной зоны пласта (ПЗП). В рамках лабораторных исследований проведены работы по поиску и экспериментальному обоснованию новых рецептур комплексных кислотных составов для стимуляции терригенных коллекторов на примере майкопских отложений месторождения Дыш Краснодарского края.

Месторождение представлено чередованием пород смешанного песчано-алевритово-глинистого состава. За время эксплуатации объекта уменьшилась производительность скважин, увеличилась степень загрязнения и насыщенность ПЗП водной фазой. В 2006–2007 гг. на месторождении выполнено восемь глинокислотных обработок с добавлением уксусной кислоты и хлорида калия. При этом успешность составила 25 % (две скважины). Вероятная причина неудачи связана с осадкообразованием и недостаточной степенью удаления продуктов реакции из скважины и ПЗП.

Основываясь на негативном опыте прошлых лет, в качестве рабочих агентов для экспериментальных исследований предложено использование семи глинокислотных композиций с добавлением ПАВ и глинистой фракции (ГФ) в различных комбинациях.

Экспериментальное моделирование процессов фильтрации жидкости в пористой среде проведено на установке для исследования степени повреждения пласта УИК-СК в соответствии с методикой П4-04 СЦ-014 М-002 ЮЛ-008 «Образцы горных пород. Определение коэффициента проницаемости по жидкости при моделировании пластовых условий», аттестованной УНИИМ. Исследования выполнены в условиях, максимально приближенных к пластовым, с использованием натуральных флюидов и образцов керна майкопских отложений месторождения Дыш.

По результатам экспериментов по определению коэффициента восстановления проницаемости подобраны рецептуры составов, удовлетворяющие критерию технологической эффективности кислотного воздействия. Выполнена сравнительная оценка экономической эффективности проведения глинокислотных обработок в промысловых условиях. Подобраны оптимальные рецептуры глинокислотных композиций с добавлением ПАВ и ГФ для проведения эффективных кислотных обработок в условиях продуктивных отложений месторождения Дыш.

Опыт работ и методические подходы к изучению керна, отобранного из неконсолидированных и слабоконсолидированных отложений пласта ПК₁₋₇

*И.А. Вахрушева, И.В. Новосадова, Я.И. Гильманов
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Успешное выполнение проектных работ по геологоразведке и разработке месторождений нефти и газа основано на достоверной геолого-геофизической информации. В настоящее время ООО «ТННЦ» является одним из крупнейших региональных центров в области решения таких задач. Одним из значимых крупных проектов является сопровождение работ на Русском месторождении. Объектом работ по проекту являются отложения пластов ПК₁₋₇, представленных неконсолидированными и слабоконсолидированными породами. С 2009 г. Центр исследований керна ООО «ТННЦ» выполняет исследования этих пород собственными силами. В результате сформирована полноценная линейка специализированного инновационного оборудования для изучения неконсолидированных и слабоконсолидированных коллекторов.

Качественный отбор керна является неотъемлемой частью процесса его изучения, особенно актуальным становится вопрос качества отбора керна при изучении неконсолидированных, хрупких и кавернозно-трещиноватых пород. Не менее важной является правильная организация работ на поверхности и обеспечение качественной транспортировки керна с буровых площадок до лабораторных центров исследований.

Рассмотрен опыт организации исследований керна неконсолидированных и слабоконсолидированных пород пластов ПК с учетом особенностей используемых технологий отбора керна. Представлены методические подходы к работе с керном указанных отложений в Центре исследований керна ООО «ТННЦ», начиная с этапа отбора керна в скважине, транспортировки в лабораторию в специализированных контейнерах, профильных исследований керна полного диаметра, включая исследования методом рентгеновской компьютерной томографии, и заканчивая этапом проведения стандартных и специальных петрофизических, а также литолого-минералогических исследований.

Особое внимание уделено технологиям подготовительных работ (продольная распиловка и изготовление цилиндрических образцов), оценке качества керна, детальному планированию программы исследований, применению инновационного лабораторного оборудования при проведении петрофизических исследований, в том числе с применением индивидуальных кернодержателей, получению кривой капиллярного давления в пластовых условиях. Даны рекомендации по дальнейшим направлениям развития научно-исследовательских работ по изучению неконсолидированных и слабоконсолидированных пород.

Рентгеновская томография как один из методов изучения литолого-петрофизических особенностей карбонатных пород

Е.А. Волошин (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

Одной из актуальных проблем при изучении керна нефтегазоносных отложений остаются диагностика и распознавание структуры пустотного пространства горных пород, являющихся коллекторами нефти и газа. Использование рентгеновской томографии полноразмерного керна при комплексном его исследовании позволяет находить ответы на многие вопросы, связанные с его внутренней структурой и распределением породы по плотности относительно всего объема исследуемого образца. Анализатор РКТ-180 позволяет проводить количественные исследования сложных трещиновато-кавернозных преимущественно карбонатных коллекторов.

Применение томографии для исследования керна обосновывается в первую очередь возможностью сканирования материала до выемки его из тары и физического воздействия на него, таким образом всегда можно вернуться к началу исследований, изменить их параметры в отличие от классического.

Первичный экспресс-макроанализ данных томографии позволяет оперативно оценить и проконтролировать качество отбора керна, заполненность кернотруб, а следовательно, внести корректировки при проведении последующих исследований, таких как ГК, плотностной каротаж. Визуальный макроанализ томограммы обеспечивает выбор подходящих участков для отбора образцов и оценку необходимого числа дальнейших исследований. При количественном подсчете трещин с применением томографа практически исключается возможность ошибки, так как керн представлен в неизменном виде. Таким образом, применение томографии дает возможность более качественно описывать структуру и трещиноватость карбонатных пород в сравнении с классическим методом.

Более глубокий анализ томограммы позволяет определять открытую/закрытую пористость, статистически исследовать распределение трещин и пор по исследуемому разрезу, оценивать неоднородность распределения флюидов, а также выбирать репрезентативные участки для лабораторных исследований. В настоящее время проведение томографии помогает значительно ускорить процесс отбора образцов.

Важную роль томография керна имеет при оценке качества проведенных или планируемых фильтрационных экспериментов, так как позволяет оценить целостность образцов керна и в случае явного «выпадания» образца из статистического ряда по одному разрезу обосновать эти несоответствия.

Наиболее перспективным направлением томографии является проведение виртуализации керна, создание виртуальных кернохранилищ, доступных из любой точки мира для исследований. Создание виртуальных цифровых образов керна позволяет проводить симуляции различных экспериментов без необходимости доставлять весь керн в лабораторию. При проведении таких экспериментов появляется возможность проводить разные эксперименты с одним и тем же керном, а также имитировать воздействие на керн, меняя его свойства.

Эволюция подходов к разработке трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты Ем-Еговского лицензионного участка Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения

*Р.А. Гнилицкий, Д.С. Смирнов, А.С. Глебов,
Ю.А. Плиткина, И.А. Лиходед, Г.А. Еремян
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»),
Д.В. Емельянов, Л.П. Мельников, Р.Ф. Исламгалиев
(ОАО «РН-Няганьнефтегаз»)*

Рассмотрен опыт разработки трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты (пласты ЮК₂₋₉) Ем-Еговского лицензионного участка. Основными геологическими факторами, осложняющими эксплуатацию объекта ЮК₂₋₉, являются низкая проницаемость коллекторов (абсолютная – 0,001 мкм²), высокая зональная и послойная неоднородность и значительный этаж нефтеносности (в среднем – 145 м).

Предложена организация комбинированной (избирательной) системы заканчивания скважин, учитывающей геологические условия и обеспечивающей максимальный охват по площади и разрезу. Инструментом для детализации литологических и фильтрационно-емкостных свойств послужила фациальная модель, построенная в 2014 г. на основе данных 3D сейсморазведки.

С целью оптимизации системы разработки и выбора наиболее оптимальной технологии заканчивания скважин (с учетом накопленного опыта и текущего представления о геологии, параметрах трещин гидроразрыва пласта (ГРП), степени влияния автоГРП) в середине 2015 г. выполнены расчеты на секторной гидродинамической модели с оценкой технико-экономических показателей. По итогам расчетов разработана матрица, позволяющая снизить риски при выборе типа заканчивания скважин, которая базируется на распределении запасов по разрезу ЮК₂₋₉, качестве вовлекаемых запасов, типе превалирующих фациальных комплексов и общей толщины разреза. Результаты расчетов свидетельствуют о необходимости бурения горизонтальных скважин вдоль линии регионального стресса на участках с незначительными общими толщинами (до 60 м) и преобладанием русловых фаций, в иных условиях – бурение наклонно направленных скважин по квадратной геометрии с совмещением нагнетательных рядов с линией стресса.

На основе матрицы рисков выполнено картирование зон, для которых определен оптимальный тип заканчивания горизонтальных и наклонно направленных скважин. В соответствии с предлагаемыми решениями уточнены стратегия и программа буровых работ на краткосрочную перспективу.

Комплексный подход к изучению месторождения на поздней стадии разработки (на примере месторождения Велебит)

*Т. Грбович, Е.А. Харыба, А.В. Чашков, А.В. Антропов,
М.Г. Селиванов, Л.Г. Стулов (НТЦ НИС-Нафтагас д.о.о.)*

Для месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, в условиях высокой выработки запасов и ограниченного количества разрозненных данных, актуально использование всей имеющейся информации в комплексе.

Объект исследования характеризуется сложным геологическим строением, представляет собой единый гидродинамически связанный резервуар, сложенный разновозрастными породами различного литологического состава. Коллекторами являются песчаники нижнего понта и карбонатные породы среднего триаса. Для изучаемого месторождения Велебит характерны следующие особенности: блоковое строение; литологическая неоднородность; трещиноватость нижнего горизонта; наличие газовой шапки и мощного водонапорного горизонта.

Коллекторы основного продуктивного горизонта слабосцементированы, что осложняет отбор керна. Для построения адекватных петрофизической и геологической моделей был организован отбор замороженного керна. В результате его исследования впервые получены достоверные данные о фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов в пластовых условиях, а также значения остаточной водо- и нефтенасыщенности. Интерпретация материалов ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), выполненного на ключевых скважинах, позволила разработать алгоритм расчета эффективной пористости по данным стандартных методов геофизических исследований скважин (ГИС).

В работе использован принцип оценки проницаемости путем комплексного анализа всех имеющихся данных. Показана возможность корректировки проницаемости, полученной при исследованиях керна, с учетом результатов интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Построены карты параметра kh (k – проницаемость, h – толщина пласта), сопоставление которых показало хорошую сходимость с результатами работы скважин.

В результате выполненной работы выделено несколько типов пород, различающихся литолого-петрофизическими свойствами. Разработан алгоритм их моделирования. Построен куб проницаемости по комплексу разномасштабных методов (керна, ГИС, ГДИС). Выполнена корректировка геолого-технологической модели сложно-построенного резервуара. Локализованы участки остаточных запасов. Определены интервалы высокого обводнения.

Несмотря на высокую разбуренность месторождения и значительную обводненность, выполненные работы позволили выделить участки для бурения новых скважин. Результаты бурения подтвердили прогнозы. Таким образом, применение комплексного подхода дало возможность вовлечь в разработку дополнительные запасы. Данный принцип планируется применять и в дальнейшем для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Особенности изучения смачиваемости сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами

*И.П. Гурбатова, С.В. Мелехин, Ю.В. Файрузова, Д.Б. Чижов
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми)*

Поверхностные свойства горных пород являются важным параметром, существенно влияющим на процессы вытеснения нефти водой. В реальных системах по смачиваемости породы могут быть от сильно гидрофильных до сильно гидрофобных в зависимости от взаимодействия минерализованной воды и нефти с поверхностью породы. Характеристика смачиваемости является необходимым критерием оценки коллектора.

Изучено влияние экстракции на поверхностные свойства сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов и проанализирована информативность различных методов определения смачиваемости. Смачиваемость определялась двумя наиболее часто применяемыми методами: по ОСТ и по методу Амотта.

Исследования выполнены для карбонатных отложений верхнего девона одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Коллекторские характеристики рассматриваемой толщи весьма неоднородны: наряду с высокопористыми и кавернозными породами в разрезе имеются низкопористые и трещиноватые разности. Карбонатные породы изученного разреза обладают сложными структурой пустотного пространства и составом минерального скелета. Породы стилолитизированы, доломитизированы, сульфатизированы, нефте- и газонасыщены. Поверхностные свойства пород-коллекторов изученного разреза также отличаются высокой степенью неоднородности. Сильная неоднородность смачиваемости по глубине может быть охарактеризована как гетерогенная (избирательная) смачиваемость.

Экстракция оказывает частичное филизирующее влияние на поверхностные свойства пород, однако не приводит к изменению гидрофобного типа смачиваемости на гидрофильный. Образцы остаются в пределах одной группы по характеристике поверхностных свойств или переходят в следующую, что является незначительным изменением.

Различие в показателях смачиваемости, определенных по ОСТ и методу Амотта, отмечено для образцов, обладающих избирательной смачиваемостью.

Оптимизация системы заводнения на основе циклического воздействия

Д.Н. Гусева, Г.Я. Курбанова
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

В настоящее время значительная часть запасов находится в слабопроницаемых коллекторах и в зонах, не охваченных заводнением. Неоднородность по разрезу продуктивных пластов является одним из главных факторов, снижающих эффективность разработки. Эффективным методом вовлечения застойных зон в процесс разработки является нестационарное заводнение, одним из видов которого – циклическое заводнение. Основным преимуществом применения технологий циклического заводнения является отсутствие необходимости в привлечении существенных дополнительных затрат, а также применимость на различных стадиях разработки.

Представлены результаты исследований оптимизации системы заводнения на основе циклического воздействия с использованием гидродинамического моделирования. Выполнено более 50 расчетов на синтетических моделях с применением стационарного заводнения для различных геологических условий и около 100 – с применением циклической закачки. В качестве объектов исследования выбраны пласты однородного и неоднородного строения, а также упрощенные модели двойной пористости. Во всех вариантах задач на участке залежи работают две скважины: добывающая и нагнетательная. Условие остановки добывающей скважины – достижение предельной обводненности 98 %, а также снижение дебита нефти до 0,5 м³/сут и менее. Циклическое заводнение включало три фазы: 1) работа нагнетательной скважины; 2) «отстой»; 3) работа добывающей скважины. На первом этапе исследования подбиралась оптимальная продолжительность цикла для различной подвижности нефти. Одна серия расчетов проведена с изменением вязкости нефти при постоянной проницаемости, другая – с изменением проницаемости при постоянной вязкости нефти. На следующем этапе расчетов анализировалась структура циклов. Численные исследования выполнялись с применением симметричных циклов работы и остановки добывающих и нагнетательных скважин. Оценено также влияние изменения продолжительности интервалов добычи, «отстоя» и закачки на эффективность извлечения нефти. Для оценки эффективности циклического заводнения карбонатных коллекторов созданы модели двойной пористости с различным соотношением проницаемостей трещиноватой и пористой среды.

Расчеты, выполненные на тестовых моделях, выявили зависимость влияния циклического заводнения от степени неоднородности коллектора: чем выше соотношение неоднородности пластов, тем эффективнее процесс циклического заводнения.

Результаты данной работы могут быть использованы для подбора участков-кандидатов с оптимальными геолого-физическими параметрами, сочетание которых способствует повышению эффективности циклического заводнения.

Подход к моделированию континентальных отложений тюменской свиты

*А.В. Давыдов, Д.Д. Сулейманов, А.Х. Зиганбаев,
Е.М. Викторова (ООО «РН-Уфанинефть»)*

Продуктивные отложения тюменской свиты на ряде месторождений ХМАО отнесены к категории трудноизвлекаемых запасов. Разработка таких месторождений, помимо низкой проницаемости, осложнена неопределенностью строения геологических тел, образующих сложнопостроенную гидродинамическую систему. Проблема особенно актуальна для пластов, формировавшихся в континентальных условиях осадконакопления, которые характеризуются нестационарностью. В этом случае при создании геолого-гидродинамических моделей, необходимо решить задачу максимально возможной детализации геологического строения пласта.

Предлагаемый способ решения проблемы прогнозирования геологической неоднородности пластов, сформировавшихся в континентальных условиях, заключается в создании детальной модели осадконакопления, воспроизводящей основные элементы систем переноса и отложения материала. Восстановление элементов системы проводится на основе комплексного анализа сейсмических данных, материалов геофизических исследований скважин (ГИС) и изучения керна. При этом выполнение условия динамической изменчивости системы осадконакопления во времени достигается путем выделения и анализа более мелких, условно стратиграфических, интервалов в пределах пласта.

На основе полученной информации о положении источников сноса и знаний о морфологии песчаных тел, сформированных речными системами, обоснована прогнозная карта палеообъектов. Принимая во внимание имеющиеся керновые данные и материалы ГИС, пласт можно описать четырьмя фациями, при этом три фации способны вмещать и фильтровать флюид, четвертая – является непроницаемой. В процессе моделирования использован тривиальный метод двухточечной статистики. Применяемые при построении куба литологии карты-тренды прослеживают распространение каждой фации по латерали с использованием набранного статистического материала.

Метод фациальной дифференциации способствовал получению более высоких коэффициентов корреляции параметров вариограмм и более достоверного концептуального отражения 3D модели. На стадии моделирования фильтрационно-емкостных свойств подход к распространению параметров для каждой фации выбирался, исходя из особенностей ее строения. Для построения куба нефтенасыщенности выделены регионы равновесия, которым соответствуют разные отметки зон свободной воды, и с учетом данных разработки для каждого региона в гидродинамическом симуляторе подобрана J -функция. Построенная модель протестирована и апробирована при бурении новых скважин: фактические данные подтвердили прогнозные эффективные и нефтенасыщенные толщины, а также фациальную зональность.

К вопросам оценки геологических рисков при проектировании геолого-разведочных работ на месторождениях тюменской свиты

*А.В. Давыдов, А.Х. Зиганбаев, С.Ю. Ишбулатов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
Е.А.Рябец (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

В ООО «РН-УфаНИПИнефть» в 2014–2015 гг. проведены региональные работы по восстановлению фациальной обстановки и построению геологической модели тюменской свиты на территории месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз». Получены прогнозные карты развития коллекторов. Проблема выявления геологических рисков при формировании рейтинга бурения решена путем разработки восьми критериев, позволяющих оценить перспективность выявленных песчаных тел, характеризующих пространственную протяженность коллектора, вероятность заполнения резервуара углеводородами и их сохранности. С целью ранжирования по перспективности выделенных в ходе моделирования песчаных тел принято решение о построении 2D карт, на которых критерии интерполированы на всю территорию деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Первый примененный критерий – положение береговой линии – определялся для каждого прослоя. В связи с преобладанием площадного распространения тел в отложениях мелкого моря вероятность обнаружения коллектора выше, чем в континентальных. Второй критерий является результатом тектонического анализа, отражающим наличие и характер распространения тектонических нарушений. Карта введена как вероятностный критерий сохранности залежи. Для учета возможности миграции нефти из нефтематеринской породы вниз, в тюменскую свиту, использованы два критерия: продуктивность баженовской свиты и оценка вероятности миграции углеводородов в выше- и нижележащие отложения.

Выявлено, что в генетически связанных телах, таких как меандры одной реки, одновозрастные баровые тела, преобладает один тип насыщения. Построены карты вероятностной оценки характера насыщения, при этом реализовано условие генетически связанных объектов. Дополнительно, для оценки насыщения, использованы карты, оценивающие степень изученности бурением.

Последним критерием стала оценка степени достоверности выявления песчаных тел с точки зрения изученности территории. Результатом стала карта, на которой высокими коэффициентами маркированы участки, для которых имеются материалы 3D сейсморазведки и скважинные данные.

Каждая карта представлена как независимое событие. По формуле вероятности независимых событий рассчитана суммарная карта вероятности для каждого прослоя. Для каждой скважины, намеченной к бурению, и каждого прослоя с 2D карты получены значения вероятности.

Лабораторные исследования влияния жидкостей глушения на проницаемость терригенных коллекторов юрских отложений Томской области

*Д.Н. Мезенцев, А.В. Пестерев
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

Большинство нефтяных месторождений Томской области находится на заключительной стадии разработки, характеризующейся ростом обводненности продукции. Это обуславливает преждевременный выход из строя глубинного оборудования и необходимость проведения текущего ремонта скважин с предварительным глушением. После ремонта отмечается снижение дебитов нефти. Одной из причин падения добычи является использование жидкости глушения на водной основе, что приводит к ухудшению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (снижению проницаемости для нефти из-за гидрофильного характера смачиваемости породы, свойственного пластам юрских отложений). Перспективным способом минимизации влияния негативных факторов является введение в состав водных растворов жидкости глушения гидрофобизирующих ПАВ, которые позволяют сохранить преимущественно гидрофобную смачиваемость коллектора и способствуют снижению сил поверхностного натяжения на границе нефть – вода – порода.

Повысить эффективность подбора добавок к жидкости глушения на водной основе и одновременно оценить влияние негативных факторов можно с помощью лабораторного моделирования процесса глушения. Достоверность полученных результатов обеспечивается применением естественного керна и специальных установок, позволяющих моделировать термобарические условия изучаемого объекта разработки.

Представлены результаты фильтрационных исследований нескольких широко применяемых в других нефтедобывающих регионах гидрофобизирующих веществ как добавок к базовой жидкости глушения на водной основе. Проведены фильтрационные исследования в различных вариациях (в одноцикловом и многоцикловом режимах), а также моделирование параллельного глушения естественного керна верхнеюрских отложений нефтяных месторождений Томской области и трещины гидроразрыва пласта. В многоцикловом режиме первое глушение приводит к наибольшему снижению проницаемости для нефти, последующие циклы глушения существенно на коэффициент восстановления проницаемости не влияют.

В результате исследований выявлены наиболее эффективные гидрофобизирующие добавки ПАВ к жидкости глушения на водной основе, которые рекомендованы к применению на территории деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК при проведении промысловых работ.

Ключевые аспекты создания петрофизической модели низкопроницаемых терригенных коллекторов (черкашинская свита, Приобское месторождение)

*С.П. Михайлов, Н.О. Новиков
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

В последние годы перспективы прироста запасов углеводородов связываются с приобщением залежей, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, в том числе краевых зон с повышенной глинизацией высокорасчлененных коллекторов (проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Построение достоверной петрофизической модели коллектора сопряжено с некоторыми трудностями, обусловленными прежде всего низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) матрицы, многокомпонентным составом и значительной неоднородностью пород, наличием протяженных зон переходного насыщения, неопределенностью минерализации пластовой воды.

Опробован ряд традиционных подходов к определению параметров ФЕС и прогнозированию характера насыщенности. Выявление связи геофизической информации с характером насыщения коллекторов посредством сопоставления материалов геофизических исследований скважин (ГИС) с результатами работы скважин не дало положительного результата. По данным первичных испытаний в разведочных скважинах либо получены притоки безводной нефти, либо притока жидкости не было. Кривые капиллярного давления перестроены в кривые относительных фазовых проницаемостей, вычисленные в соответствие с моделью Бурдайна. Расчеты показали, что практически все коллекторы, давшие приток как чистой нефти, так и нефти с водой, попадают в одну нефтеводонасыщенную зону, т.е. отсутствует прямая корреляция насыщенности коллекторов со структурным фактором. Определение характера смачиваемости поверхности пор коллекторов в условиях сложного минералогического состава пород затруднено, так как разные минералы обладают различными типами смачиваемости. На основе детального изучения кернового материала установлен «полосчатый» характер насыщения некоторых коллекторов, нефтенасыщенные зоны чередуются с водонасыщенными (до 80 % пор заняты водой). На основе палеотектонических реконструкций предполагается, что во время формирования горизонтов K1a1 (альбский; ханты-мансийская свита), K2m (маастрихтский; ганькинская свита), P (датский; талицкая свита) могли происходить тектонические подвижки, обусловившие блоковое строение залежи.

Использование традиционных методик не обеспечивает успешного прогнозирования ФЕС. Перспективными направлениями исследования являются литолого-фациальное районирование, капилляриметрические исследования керна в каждой литолого-фациальной зоне, определение размера и доли участвующих в фильтрации пор, уточнение минерализации пластовых вод.

Интегрированный программный комплекс мониторинга разработки нефтяных месторождений

*А.А. Мокрев, И.С. Солодов, В.П. Шакшин
(ООО «СамараНИПИнефть»)*

При проектировании и мониторинге разработки нефтяных месторождений необходимо постоянно владеть актуальной и исчерпывающей информацией о текущем состоянии добычи, проведенных и запланированных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и др. Данная информация чаще всего поступает из различных источников, обрабатывается разрозненными программными комплексами и хранится в разных базах данных. Это обуславливает проблему актуализации и совместного использования данных. При мониторинге разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами необходимы постоянный контроль проведенных ГТМ, оценка их влияния на текущую добычу и оперативное корректирование планов ГТМ. Рассмотрен программный комплекс UserWorkSpace (UWS), который разрабатывался с целью получения единого инструмента анализа и проектирования. Комплекс UWS интегрирует все имеющиеся наработки в рамках проектирования и разработки нефтяных месторождений, которые были реализованы ранее. Архитектура программного комплекса реализована в виде отдельных модулей, что позволяет внедрять в него программное обеспечение, разработанное на различных языках программирования. Ключевым преимуществом UWS является предоставление единой точки доступа ко всему программному обеспечению, разработанному в ООО «СамараНИПИнефть», а также возможность получения необходимой информации из баз данных посредством стандартного интерфейса. При этом реализация механизма Workflow (поток работ) обеспечивает актуальность предоставляемой информации, так как система гарантирует прохождение всех циклов бизнес-процесса для получения и утверждения данной информации. Единая точка входа позволяет повысить эффективность работы сотрудников, уменьшает информационные риски, а также повышает прозрачность реализации бизнес-процессов общества. В качестве единой точки доступа в UWS применяется интерактивная карта месторождений Самарской области, которая обеспечивает наглядный интерфейс взаимодействия и удобство работы с программным комплексом. Интерактивная карта реализована с применением технологий компании ESRI на базе ArcGIS JavaScript API в виде web-приложения. Пользователь на карте выбирает интересующий его объект и через него обращается к необходимому функционалу или получает необходимую справочную информацию. В ходе разработки, внедрения и сопровождения интегрированного программного комплекса UWS получен значительный опыт, который подтверждает эффективность применяемых подходов при мониторинге и разработке нефтяных месторождений.

Влияние вторичных изменений терригенных пород на их фильтрационно-емкостные свойства

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

Проанализированы основные факторы постседиментационных преобразований и определена степень их влияния на коллекторские свойства пород. Работа проводилась на основе данных петрофизического исследования ядерного материала и пород в шлифах Ванкорского месторождения.

С помощью петрографического анализа выявлены диагенетические и эпигенетические изменения компонентов пород. Диагенетические изменения коллекторов выразились в уплотнении осадков, сопровождающемся уменьшением полезной емкости и процессами аутигенного минералообразования. Аутигенные минералы образуют цементы, различные по минеральному составу и типу. Вторичные цементы образуются в стадии диагенеза (в осадке) и эпигенеза (в породе) при определенных показателях рН и химическом составе поровых и пластовых вод. Это позволило по минералам-индикаторам определить геохимические обстановки диагенеза пород.

При микроскопическом изучении пород в шлифах были выявлены катагенетические процессы растворения и преобразования обломочного материала. По возникшим в процессе растворения структурам на стыках зерен определена начальная стадия катагенеза. Изначальное растворение и коррозия зерен повысили емкостной потенциал пород, но последующее замещение зерен другими минералами привело к запечатыванию их пустотного пространства. В большей степени отмеченное относится к слюдам, поскольку деформация и разбухание их листочков приводит к заполнению пустот и перекрытию межпоровых каналов. Однако установлено, что в присутствии нефтяных углеводородов катагенетическое преобразование слюдистых минералов тормозится.

Литолого-петрофизический анализ пород-коллекторов показал, что их пористость и проницаемость зависят не только от первичных (седиментационных) факторов. Немаловажную роль в формировании емкостного пространства сыграли вторичные процессы, происходившие на стадиях диагенеза и эпигенеза, которые двояко повлияли на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород.

Таким образом, результаты детального микроскопического изучения пород в шлифах объяснили их ФЕС и позволили выделить зоны с определенными коллекторскими свойствами. В дальнейшем методом аналогии, с учетом геологии и тектоники района, можно прогнозировать и методом корреляции – выделять предполагаемые продуктивные пласты месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Использование принципов диагностики литолого-генетических типов пород нефтекумской свиты нижнего триаса при пересчете запасов углеводородов на примере одного из месторождений Восточного Ставрополя

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

Давно сложившееся и до сих пор бытующее мнение об однородном массивном разрезе рифа и равномерном распределении в его разрезе коллекторских свойств чрезвычайно упрощено. Изучено пространственное распределение пород-коллекторов в карбонатных отложениях нефтекумской свиты.

Многочисленные исследования и практика показали, что емкостно-фильтрационным потенциалом для промышленных скоплений нефти обладают породы биогенного карбонатакопления, в которых в результате метасоматических процессов образовались вторичные доломиты, которые и являются коллекторами нефти. Все переотложенные карбонатные породы, в процессе литогенеза подвергшиеся перекристаллизации, являются флюидоупорами.

Для одного из месторождений Восточного Ставрополя в интервале залегания нефтекумских отложений переинтерпретированы материалы геофизических исследований скважин, а также проанализированы данные бурения и результаты гидродинамических исследований скважин. Это позволило выделить в карбонатном массиве отдельные пачки карбонатных пород (R1-R4), характеризующиеся высокими фильтрационно-емкостными свойствами, изолированные друг от друга практически непроницаемыми породами, соответствующие циклам формирования рифов, которые хорошо прослеживаются на стандартном каротаже.

Предположение о том, что плотные фации обломочного перекристаллизованного известняка изолируют выделенные пачки R1-R4, подтверждается результатами опробования скважин. Предложенная модель строения нефтекумских отложений объясняет получение в одной и той же скважине воды гипсометрически выше, чем нефти. Таким образом, залежи нефти в карбонатных отложениях нефтекумской свиты не являются массивными в классическом понимании в пределах данного месторождения, а приурочены к отдельным пачкам и имеют отдельные водонефтяные контакты (ВНК).

В результате внутрислоевой корреляции по имиджу кривых, а также используя имеющиеся результаты микроскопических исследований керна, в разрезе исследуемых скважин удалось выделить литолого-генетические типы пород (биогенные коллекторы и обломочные перекристаллизованные известняковые фации-флюидоупоры) и обосновать горизонтальные ВНК для каждой продуктивной пачки. Ранее ВНК принимался единым для всей толщи нефтекумской свиты, что приводило к включению некоторых водонасыщенных участков коллектора в контур залежи и завышению запасов нефти.

Представленная модель геологического строения нефтекумских отложений позволяет объективно подсчитывать запасы нефти исследуемых отложений и может служить основой для построения адекватных гидродинамических моделей.

Системная технология как основа рациональной разработки нефтяных месторождений

*А.М. Петраков, А.В. Фомкин (ОАО «ВНИИнефть»),
М.А. Кузнецов (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)*

Уменьшение доли активных запасов в структуре запасов России, которые в течение десятилетий обеспечивали основную добычу нефти, является характерной особенностью последних лет. К настоящему времени большинство месторождений Западной Сибири вступило на позднюю стадию разработки, что значительно осложняет процесс добычи нефти и требует особых подходов к повышению уровня добычи нефти и снижения обводненности.

Высокие показатели эксплуатации нефтяных месторождений можно получить только при рациональной разработке, соответствующем действенному и эффективному регулировании. Средствами регулирования служат изменение темпов и распределение отбора жидкости по скважинам, увеличение проницаемости призабойной зоны и охвата пласта заводнением, изменение направлений фильтрационных потоков и др. Однако осуществляемые в настоящее время обработки скважин имеют целью воздействие на отдельные скважины, которые как бы отрываются от всего пласта и совокупности нагнетательных и добывающих скважин, посредством которых и осуществляется процесс разработки.

Выполненные в рамках системной технологии работы по выравниванию профиля приемистости и изменению фильтрационных потоков на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в 2006–2014 гг. показали целесообразность и эффективность комплексного подхода. Дополнительная добыча нефти за этот период составила более 1,3 млн. т, сокращение объема попутно добываемой воды – более 4,7 млн. м³, непроизводительной закачки – 8,5 млн. м³.

Подбор оптимального сценария разработки неоднородной многопластовой залежи нефти на основе компьютерного проектирования

***В.Н. Петров, Д.Т. Киямова (ТатНИПИнефть),
И.Н. Хакимзянов, Г.М. Багаутдинов, П.В. Поленок (ООО «Наука»)***

Процесс разработки залежей многопластовых объектов в условиях обычных заводнения и эксплуатации скважин, как правило, имеет низкую эффективность. При стандартном заводнении, когда все нефтенасыщенные пласты вскрываются одним фильтром, часто происходит опережающий прорыв нагнетаемой воды по самому проницаемому пласту, а в низкопроницаемых пластах остается нефть. При этом коэффициент охвата пластов вытеснением редко превышает 30 %. Важным этапом при решении задачи повышения эффективности разработки многопластовых залежей является совершенствование технологий, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти.

С целью подбора наиболее эффективной технологии для выработки запасов нефти из неоднородных и низкопроницаемых многопластовых залежей нефти построена модель послойно-неоднородного по проницаемости пласта, представленного десятью пластами различной толщины (от 3 до 5 м), три из которых – нефтенасыщенные (проницаемость – от 0,004 до 0,008 мкм², нефтенасыщенность – 0,75) и разделены изолированными непроницаемыми прослоями. Пористость по слоям изменяется от 0,103 до 0,16. Для гипотетической залежи создана расчетная сетка 37×37×32 узлов.

В качестве вычислительных экспериментов рассмотрены следующие сценарии: 1) проектирование разработки залежи по девятиточечной системе вертикальными скважинами, эксплуатирующими одновременно все три пласта с применением оборудования одновременно-раздельной добычи (ОРД) и закачки (ОРЗ); 2) разработка залежи с использованием скважин с горизонтальным окончанием (СГО), эксплуатирующих все три пласта единым фильтром и закачкой воды в наклонно направленную скважину; 3) разработка залежи СГО, эксплуатирующими каждый пласт отдельно с использованием оборудования ОРД и ОРЗ.

Сопоставление основных технологических показателей разработки залежи по различным сценариям показало, что применение оборудования ОРЗ в СГО позволяет регулировать направления линий нагнетания для создания более эффективной системы заводнения. Это способствует заметному увеличению коэффициента извлечения нефти.

Дифференциацию давления необходимо проводить в соответствии с фильтрационно-емкостным свойствам каждого пласта, что обеспечит максимальное восстановление давления в зоне отбора при вытеснении нефти и не приведет к преждевременному обводнению добываемой продукции.

Опытно-промышленные работы по извлечению трудноизвлекаемых запасов пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения

*Е.В. Самошкина, А.В. Мартынов, С.О. Чернов
(ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»)*

Восточно-Мессояхское месторождение расположено на территории Тазовского района ЯНАО на юго-западе Гыданского п-ова. По запасам нефти и газа месторождение относится к крупным. Общий этаж нефтегазонасыщенности – более 20 пластов, наиболее крупным и изученным из них является пласт ПК₁₋₃.

Глубина залегания пласта ПК₁₋₃ небольшая – 789 м, тип залежи – массивная водоплавающая с газовой шапкой, средняя нефтенасыщенная толщина – 16,4 м, газонасыщенная толщина – 13,2 м. Проницаемость пласта и вязкость нефти высокие (соответственно 1 мкм² и 111 мПа с). Газосодержание 16,2 м³/т. Залежь предельно насыщенная: пластовое давление, равное давлению насыщения, составляет 7,8 МПа. Ближайший аналог – Русское месторождение.

Действующий проектный документ – дополнение к технологической схеме 2014 г.

В связи с большим числом осложняющих факторов (подстилающая вода, газовая шапка, высокая вязкость нефти, высокопроницаемый коллектор, неопределенность геологического строения, отметка газонефтяного контакта, выдержанность коллектора) и для снижения неопределенности по добыче нефти в 2012–2014 гг. проведены опытно-промышленные работы (ОПР).

ОПР условно разделены на два этапа: 2012–2013 г. – бурение двух первых полуэлементов (шесть горизонтальных скважин), 2014 г. – бурение вторых полуэлементов (шесть горизонтальных скважин). В настоящее время разработка пласта ПК₁₋₃ предполагает бурение 458 горизонтальных скважин до 2024 г., в том числе 19 скважин в 2015 г. и 46 – в 2016 г. Ввод месторождения в эксплуатацию намечен в октябре 2016 г.

За время проведения ОПР изменились представления о геологическом строении пласта. Отмечается высокая расчлененность коллектора. По ряду скважин при пуске отмечены газовые факторы, значительно превышающие газосодержание (250–2000 м³/м³). Возможные источники газа – прорыв из газовой шапки, разгазирование нефти. Отсутствие заколонных перегородок подтверждено промыслово-геофизическими исследованиями.

По результатам гидродинамических исследований скважин коэффициент проницаемости составляет 0,65–1,3 мкм², коэффициент анизотропии – 0,18.

В ходе ОПР отработывались технологические режимы эксплуатации, проводки и заканчивания скважин, оценивались эффективности системы поддержания пластового давления, успешность геолого-технических мероприятий, методы контроля разработки. Определено давление автоГРП и повторного раскрытия трещины.

Сделаны выводы и даны рекомендации по стратегии проводки скважин и режимам их эксплуатации. Подготовлена база для проведения полномасштабного бурения.

Перспективы разработки хадумских отложений Восточного Ставрополя

И.Б. Соловьев, Т.В. Арутюнов
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

Целенаправленные поиски залежей нефти, приуроченных к палеогеновым отложениям в Восточном Предкавказье, ведутся на протяжении 20 лет. Тем не менее до настоящего времени ни в России, ни за рубежом нет достаточного опыта изучения сложных коллекторов олигоценовых отложений. Изучение этих коллекторов малоинформативными методами промысловой геофизики с привлечением противоречивых и неоднозначных (без локализации притока флюидов) результатов испытания скважин не позволяет выделить в разрезах скважин нефтесодержащие и нефтеотдающие интервалы. Кроме того, нельзя сказать уверенно, соответствуют ли фильтрационно-емкостные свойства, определенные по непредставительному керну, пластовым. Это приводит к формированию спорных мнений о геологических особенностях коллекторов данного типа и, как следствие, к недостаточно обоснованным выводам о перспективности тех или иных интервалов.

В условиях снижения добычи нефти из высокопродуктивных коллекторов нижнего и верхнего мела все более актуальным становится вопрос о разработке низкопроницаемых и низкорентабельных пластов. К рассматриваемому типу относятся залежи в битуминозных аргиллитах нижнемайкопского резервуара, приходящиеся на олигоценовый отдел палеогеновой системы. Аргиллитоподобные глины – нетрадиционный тип коллектора нефти, отличающийся от терригенных (поровых) и карбонатных (трещинных, кавернозно-трещинных) коллекторов. Согласно современным представлениям к аргиллитоподобным глинам на Северном Кавказе относятся хадумская и баталпашинская свиты, составляющие и нижнюю часть майкопской серии. Пустотное пространство пород представлено первичными порами матрицы и вторичным межплитчатым и межлистоватым пространством. Олигоценовые отложения по своим характеристикам (литологический тип и генезис глинистых пород, их минеральный состав, восстановительные условия в осадке, значительное содержание органического вещества и битумоидов) относятся к потенциально нефтематеринским.

Залежи нефти в хадумских отложениях в пределах Восточного Ставрополя известны с 50-х годов XX века на Прасковейской, Ачикулакской, Лесной, Южно-Острогорской площадях. Однако в настоящее время для данного типа коллекторов отсутствует экономически обоснованная система разработки.

Собрана и проанализирована имеющаяся геолого-промысловая информация, выделены основные особенности коллектора, которые влияют на выбор оптимальной технологии разработки Прасковейского месторождения. На основании обобщенной информации рассмотрены четыре варианта разработки хадумских отложений. По результатам множественных расчетов выбрана оптимальная технология.

Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции

*В.Н. Соловьева
(Кубанский гос. технологический университет),
М.Г. Колбунов (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)*

Карбонатные породы во всех стратиграфических горизонтах южной группы месторождений ООО «РН-Северная нефть» имеют схожее геологическое строение, определяющее характер выработки запасов нефти. Выработка запасов осуществляется из единого массива нефтенасыщенных пород при перемещении водонефтяного контакта снизу вверх. Фронтальное вытеснение нефти может происходить на коротких отрезках пласта по трещиноватым прослоям и является неэффективным.

Предложенная вероятностная модель массивных залежей нефти в карбонатных коллекторах позволяет проектировать эффективные технологии выработки запасов, использовать для прогноза апробированные аналитические методики, созданные для вероятностно-статистических моделей.

Перспективными технологиями выработки запасов нефти из залежей рассматриваемого типа являются следующие:

- рассредоточенные внутриконтурные и приконтурные системы заводнения с закачкой воды под залежь;
- избирательное заводнение в высокопроницаемые зоны под контуром или на контуре нефтеносности;
- циклическое заводнение;
- последовательная выработка объектов снизу вверх;
- бурение горизонтальных скважин на присводовую низкопроницаемую пачку нефтенасыщенных пород;
- раздельная эксплуатация нижних высокопроницаемых пластов и верхних низкопроницаемых пластов верхнекаменноугольных отложений.

Состояние и пути дальнейшего развития добычи нефти в ХМАО-Югре на современном этапе

*И.П. Толстолыткин
(АУ ХМАО-Югры НАЦРН им В.И. Шпилемана)*

Текущие извлекаемые запасы промышленных категорий ХМАО превышают 8 млрд. т, предварительно оцененные запасы категории C_2 – 3 млрд. т. В составе текущих запасов распределенного фонда недр 31 % сосредоточен в пластах проницаемостью более $0,05 \text{ мкм}^2$, 33 % – проницаемостью от $0,01$ до $0,05 \text{ мкм}^2$, обводненностью 65 % и выработанностью 37 %. В пластах проницаемостью от $(2-10) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ содержится 20 % запасов нефти, обводненность продукции составляет 44 %, выработанность – 23 %. В низкопроницаемых пластах проницаемостью менее $2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ содержится 16 % запасов нефти. При применении современных технологий они также являются объектами разработки. Таким образом, несмотря на существенное снижение продуктивности и рост обводненности запасов, добычной потенциал округа довольно высок.

В 2014 г. в округе добыто 250 млн. т нефти, более половины которой была извлечена из отложений с трудноизвлекаемыми запасами. После интенсивного роста годовой добычи в 1999–2007 гг. с 2008 г. уровни добычи стали закономерно плавно снижаться (2–2,5 %), несмотря на значительные усилия нефтяных компаний по наращиванию производства. В 2014 г. увеличение добычи за счет внедрения передовых технологий и методов увеличения нефтеотдачи составило 26 млн. т.

Значительный прогресс достигнут в результате применения многозонного гидродобычи пласта в горизонтальных скважинах по сравнению с обычной технологией. На Мамонтовском месторождении успешно испытаны дилатансионные методы. Большие перспективы для повышения эффективности разработки имеют газовые и газоводяные методы, применение которых в округе только начинается. Начато применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на многопластовых месторождениях. В условиях Югры внедрение 1000 установок ОРЭ позволит обеспечить прирост годовой добычи 2,5 млн. т.

На месторождениях округа успешно опробовано плазменно-импульсное воздействие на пласт. Работы проводились на Южно-Приобском, Вахском, Западно-Полуденном и других месторождениях. Положительные результаты были получены даже в коллекторах проницаемостью $(1,5-3) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Большой прирост добычи нефти в условиях Югры может обеспечить выработка остаточных запасов высокопроницаемых обводненных уникальных месторождений: Самотлорского, Мамонтовского, Федоровского и других, которые содержат значительные запасы нефти. Для этого планируется применить комплексную технологию с закачкой поверхностно-активных, потокоотклоняющих и гидрофобизирующих составов.

Восстановление последовательности залегания горных пород – отображение истинного геологического строения пластов

*Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина
(СургутНИПИнефть, ОАО «Сургутнефтегаз»)*

Керн является неоспоримо важным, а зачастую первостепенным источником информации о геологическом строении, нефтеносности, свойствах горных пород продуктивных пластов Западно-Сибирской территории. К сожалению, отмечаются случаи, когда по ряду иногда объективных, иногда субъективных причин керн поступает на исследования в последовательности, не соответствующей залеганию горных пород в недрах.

Изучение восстановленного керна является актуальными для понимания геологического строения изучаемых объектов, процессов формирования отложений Западной Сибири, связанных с залежами углеводородов. От правильного понимания геологического разреза, зависят создание корректных структурных моделей месторождений нефти и газа и выработка рациональной методики поисков углеводородного сырья.

Предложенный метод основан на регистрации стыкующихся кусков на поверхности керна и позволяет упорядоченно проводить действия при восстановлении, виртуально моделировать последовательность керна на фотоизображениях до его перекладки. Методика описывает стандартный порядок и последовательность технологических операций при восстановлении керна, поступившего на исследования с нарушениями.

Каждое место геологического пространства, из которого отбирается керн, характеризуется индивидуальными свойствами и не повторяется. Каждый интервал керна как минимальный объект изучения, имеет индивидуальный и не повторяющийся набор данных, описание которых является научно-исследовательской работой при литологическом исследовании керна с новыми научными данными о геологической последовательности горных пород и их флюидонасыщении в пластах.

Разработанная и внедренная методика – пример научно-технического подхода к решению многолетней проблемы. Апробация методики показала, что она является успешным техническим инструментом.

Новые проектные решения при термошахтной разработке Ярегского нефтяного месторождения

В.В. Уляшев, С.Н. Туркин
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПечорНИПИнефть» в г. Ухте)

Ярегское месторождение расположено в Республике Коми на северо-восточном склоне Южного Тимана, в междуречье Ижмы и Ухты, открыто в 1932 г., относится к категории крупных и содержащих трудноизвлекаемые запасы вследствие высокой вязкости нефти (достигает 12000 мПа·с в пластовых условиях). В 1935–1972 гг. добыча нефти осуществлялась на естественном режиме с поверхности, а также шахтами по ухтинской и уклонно-скважинной системе. Достигнутый коэффициент извлечения, равный 0,031, оказался предельно возможным. С 1972 г. ведется вторичная разработка пласта термошахтным методом, что позволило довести коэффициент извлечения нефти (КИН) на отработанных площадях до 0,51. Действующий технологический проект разработки предусматривает максимальный уровень добычи нефти 3500 тыс. т (2027–2032 гг.) и достижение проектного КИН = 0,503 в 2059 г.

В 2015 г. подготовлен новый технологический проект. Основные изменения по сравнению с действующим проектом заключаются в следующем.

1. Увеличение длины подземных добывающих скважин от 300 до 800 м позволило существенно сократить объемы горнопроходческих работ с 245 до 110 км, а также ограничить объемы поверхностного бурения с 1259 до 649 скважин. Это позволяет ускорить ввод запасов в разработку.

2. Изменение конструкции подземных добывающих скважин (применение перфорированных обсадных труб) позволяет сохранять геометрию ствола, исключает образования песчаных пробок, что положительно сказывается на показателях добычи.

3. Применение буровых станков с системами направленного бурения дает возможность строго придерживаться определенной проектом схемы разбуривания в части взаимного расположения добывающих и паронагнетательных скважин.

4. Отказ от внутришахтной системы сбора и подготовки нефти в пользу поверхностной, автоматизация процесса добычи при закрытой эксплуатации блоков исключают необходимость спуска людей непосредственно в нефтяной пласт для обеспечения технологических процессов добычи.

5. Внедрение системы дистанционного контроля и управления режимами работы паронагнетательных скважин обеспечит оптимальный подбор режима эксплуатации добывающих блоков.

Новые проектные решения позволят недропользователю раньше выйти на максимальный уровень добычи нефти, дольше его удерживать и, как следствие, сократить время достижения проектного КИН на 6 лет.

Совершенствование конструкции скважинной насосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации на основе УЭЦН-СШН

***К.Р. Уразаков, Р.Р. Габдулов, А.А. Шакиров (УГНТУ),
П.И. Сливка (ООО «РН-УфаНИПИНефть»)***

В настоящее время техника и технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нескольких пластов переживают второе рождение. Использование ОРЭ позволяет увеличить рентабельность скважины за счет добычи нефти одновременно из двух пластов, а также выполнять «Правила охраны недр» ПБ 07-601-03.

Известна установка для ОРЭ, включающая электроцентробежный насос (ЭЦН) и скважинный штанговый насос (СШН). Однако отсутствие фильтрующего элемента на приеме штангового насоса приводит к осложнениям, связанным с попаданием в его полость механических примесей, что обуславливает преждевременный износ и заклинивание плунжерной пары.

Для защиты от механических примесей предлагается оборудовать прием штангового насоса специальным фильтром. Фильтрующий элемент устанавливается непосредственно под всасывающим клапаном глубинного насоса во втулке, которая соединяется лифтовыми трубами с ЭЦН. Фильтр выполнен так, что нефть из вышележащего горизонта поступает на боковую поверхность фильтрующего элемента. Закрепление фильтрующего элемента по торцу позволяет максимально использовать его площадь. Жидкость, поступающая на прием насоса из пласта через межтрубное пространство скважины, очищается от механических примесей фильтрующим элементом, который выполнен в виде навитой проволоки из нержавеющей стали и профиль которого позволяет самоочищаться. Сообщение с пластом осуществляется через радиальные отверстия во втулке корпуса фильтра. Изменение конструкции штангового насоса оборудованием его приема фильтрующим элементом, установленным в удлиненном корпусе в полости перфорированного патрубка, позволяет повысить межремонтный период работы насосной установки в целом. Кроме того, данное решение позволит избежать преждевременного чрезмерного износа и заклинивания плунжерной пары из-за попадания механических примесей.

Влияние гравитационной силы на показатели разработки

*И.М. Фаррахов, И.А. Нуриев, Р.Р. Харитонов,
Р.К. Хайрtdинов (ЗАО «Консалтинговый Центр»)*

Рост доли добычи нефти из карбонатных коллекторов требует все более тщательного анализа всех условий, влияющих на показатели разработки. Исследовано влияние гравитационной силы на приток нефти из пластов в скважину. Анализ проведен по башкирским карбонатным отложениям Зюзеевского месторождения (восточный борт Мелекесской впадины, одна залежь) и Аканского месторождения (западная часть Южно-Татарского свода, три залежи). Амплитуда высот кровли структуры Зюзеевского месторождения достигает 57 м, по залежам Аканского месторождения – 9,3–20,5 м. Выборка по Зюзеевскому месторождению включает 99 скважин, по Аканскому – 75 скважин. Средний дебит жидкости составляет соответственно 2,9 и 2,7 т/сут, вязкость нефти в пластовых условиях – 106 и 274 мПа·с, газовый фактор – 6,5 и 5,3 м³/т, размеры – 4,3×2,9 и 15×7 км. Из анализа исключены скважины, находящиеся в первом ряду от нагнетательных, поскольку фильтрационные потоки в пласте определяются энергией закачиваемой воды, а также обводненные скважины, так как приток воды в скважину может происходить за счет энергии законтурных, подошвенных вод или от закачки в системе поддержания пластового давления.

Построены взаимные корреляционные зависимости между перепадами отметок и забойными давлениями, дебитами скважин, продуктивностью, пластовыми давлениями, обводненностью и др. Полученная взаимосвязь между перепадом отметок и забойным давлением, хотя и с очень низкой величиной корреляции, имела обратную зависимость, что позволило сделать вывод об отсутствии влияния гравитационной силы на крыльях структуры. Сделано предположение об ограниченности передачи гравитационной составляющей по пласту за счет потерь гравитационной силы на капиллярное сопротивление. Выполнено разделение анализируемых выборок скважин на отдельные группы с ограниченным радиусом их расположения от возвышенностей структур. По группам скважин получены прямые корреляционные зависимости: с увеличением перепада отметок забойное давление растет. Для Зюзеевского месторождения в зависимости от угла падения крыла структуры радиус проявления гравитационной силы составляет 96–340 м, для Аканского – 25–208 м. Меньшие радиусы проявления гравитационной силы для Аканского месторождения могут быть обусловлены более высокой вязкостью нефти, чем на Зюзеевском месторождении.

Результаты анализа предлагается учитывать при изучении взаимовлияния скважин, подборе плотности сетки скважин для каждого участка залежи и крыла структуры, определении минимального забойного давления.

Экспресс-оценка эффективности планируемых геолого-технических мероприятий в низкопроницаемых коллекторах

*Г.А. Фурсов, П.С. Мумбер (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
Е.А. Лепихин, Б.И. Муллагалиев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Планирование геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на месторождении сводится к оценке остаточных запасов нефти и энергетического состояния пласта. К основным видам ГТМ следует отнести прежде всего зарезку боковых стволов (ЗБС) и проведение повторного гидравлического разрыва пласта (ГРП). Для эффективной разработки низкопроницаемых коллекторов с высокой расчлененностью пласта во всех скважинах проводится ГРП. Жидкость закачивается при высоких давлениях нагнетания, что приводит к развитию в продуктивных пластах трещин автоГРП. Задачи по оценке геометрии трещин автоГРП и энергетического состояния пласта успешно решаются в модуле «Прокси-модель» программного комплекса «РН-КИН». Модуль «Прокси-модель» может также использоваться для экспресс-оценки эффективности проведения планируемых ГТМ.

«Прокси-модель» представляет собой упрощенный 2D гидродинамический симулятор, позволяющий в автоматическом режиме настраиваться на различные промысловые данные и результаты исследования скважин. Для снижения рисков прорыва трещины автоГРП из нагнетательных скважин в зону планируемого ГТМ и уточнения энергетического состояния пласта проводят дополнительные исследования (гироклинометрия, гидродинамические исследования скважин и закачка трасеров). При отсутствии противоречий в результатах исследований на основе расчетов в прокси-модели строятся карты пластового давления и остаточных запасов нефти. На основе полученных карт принимается решение о целесообразности проведения ГТМ.

Эффективность проведения планируемых ГТМ оценивается на основе прогноза дополнительной добычи нефти как по скважине, так и по ее первому окружению. Прогноз добычи нефти выполняется с учетом перевода соседних скважин в нагнетание, а также с остановкой влияющих нагнетательных скважин - для снижения риска прорыва воды и выравнивания энергетического состояния пласта. По результатам расчетов принимается решение о проведении ГТМ с отказом от нерентабельных мероприятий.

Данный подход апробируется на ключевых месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Планирование ГТМ таким способом позволяет достигать высоких начальных показателей эксплуатации в скважинах после проведения ГТМ. В 2012–2015 гг. пробурено более 100 боковых стволов со средними начальными показателями выше запланированных.

Алгоритм расчета базовой добычи нефти на основе характеристик вытеснения

*М.Н. Харисов, Е.В. Белоногов, Р.Ю. Игибаев,
А.А. Карпов, С.В. Петров (ООО «БашНИПИнефть»)*

В качестве альтернативы геолого-гидродинамическому моделированию для прогнозирования уровней базовой добычи нефти месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в условиях невысокой информативности данных о фильтрационно-емкостных свойствах пород, а также о физико-химических свойствах флюидов можно использовать метод оценки на основе характеристик вытеснения. Основным преимуществом данного метода является высокая адекватность описания исторических значений накопленной добычи и дебитов флюидов используемой математической моделью ввиду ее низких требований к объему входных данных.

Предложенный в рамках работы алгоритм включает этапы определения методов построения характеристик вытеснения месторождений, выбора критериев их качества, выбора критериев определения базового фонда скважин месторождений, вычисления периодов определения базового фонда скважин и регрессионного анализа характеристик вытеснения, регрессионного анализа характеристик вытеснения, а также ретроспективного прогнозирования характеристик вытеснения. Использованы статистические методы исследования взаимосвязи переменных, частотного и системного анализа.

На основе частотного анализа предметной области выбраны пять методов построения характеристик вытеснения: Максимова, Назарова – Сипачева, Пирвердяна, Камбарова и Сазонова. Кроме того, к множеству методов построения характеристик вытеснения добавлены два метода, рекомендованные специалистами ООО «БашНИПИнефть» и ПАО АНК «Башнефть». В соответствии с требованиями, предъявляемыми к математическим моделям, в качестве критериев качества характеристик вытеснения выбраны адекватность и прогнозоспособность. Период определения базового фонда скважин вычислялся на основе частотного анализа данных о проведенных на месторождении геолого-технических мероприятиях и составил в среднем 79 мес. Период регрессионного анализа рассчитывался по критерию максимальной точности годового ретроспективного прогнозирования и составил в среднем 20 мес.

Разработанный алгоритм расчета базовой добычи нефти на основе характеристик вытеснения имеет большое практическое значение для прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, в том числе уровней базовой добычи нефти. Алгоритм может применяться при краткосрочном и среднесрочном бизнес-планировании, а также в качестве инструмента управления разработкой месторождений углеводородов.

Опыт геолого-технологического моделирования газонефтяного месторождения им. Ю. Корчагина

***Ф.С. Хисматуллина, М.Г. Сваровская, Д.В. Поляков, Р.Р. Шафиков
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)***

Опыт разработки морского месторождения им. Ю. Корчагина имеет большое значение при реализации проектных решений не только для находящихся в обустройстве и ожидании ввода в эксплуатацию месторождений Каспийского региона, но и в целом для разведки и разработки морских месторождений России. Месторождение представляет собой терригенно-карбонатный объект с массивной газовой шапкой и подошвенной водой, сложенный породами неокомского и волжского возраста. Объект осложнен системой тектонических нарушений и зон разуплотнений, выделяемых по результатам сейсмических исследований и подтверждаемых данными бурения. Разработка ведется со стационарной платформы горизонтальными скважинами.

При построении геолого-технологической модели месторождения принята к реализации модель сплошной среды (без неколекторов). Породы пласта дифференцированы по петрофизическим и литологическим особенностям, выделено девять литотипов: шесть – для неокомского надъяруса, и три – для волжского яруса. Модель насыщенности восстановлена посредством функции Леверетта для каждого петротипа и откалибрована на данные геофизических исследований горизонтальных скважин. Выявлена необходимость изменения схемы напластования для нижележащего карбонатного пласта вследствие неоднородной динамики обводнения и роста газового фактора по скважинам, расположенным в одинаковых условиях. Для настройки динамики газового фактора использованы данные интерпретации 3D сейсморазведки для определения наличия разломов и сопутствующих зон разуплотнений.

При адаптации модели учтены среднемесячные дебиты нефти, воды, газа и забойное давление. Данные промыслово-геофизических исследований использованы для моделирования прорыва газа к определенным интервалам фильтров; данные промывок на неокомских скважинах, свидетельствующие о загрязнении забоя скважин – для корректировки эффективной длины ствола. По данным заканчивания скважин предложена и апробирована методика определения степени контакта с пластом. Параметры работы скважины (в частности забойное давление) настроены с учетом скин-фактора по данным гидродинамических исследований (более 50 определений). При выполнении адаптации подобраны проводимости разломов.

В процессе адаптации модели к истории разработки достигнута хорошая сходимость текущих и накопленных показателей в целом по месторождению, удовлетворительная сходимость по группам скважин неокомского и волжского ярусов, краткосрочные прогнозы совпадают с аналогичными расчетами в OFM (Schlumberger). Адаптация на уровне скважин выполняется регулярно. Модель является постоянно действующим инструментом, созданным и используемым для сопровождения бурения, планирования геолого-технических мероприятий и расчета базовых и альтернативных прогнозных вариантов.

Перспективы разработки доманиковых отложений Самарской области

*Я.Е. Чекменева, А.Е. Летичевский
(АО «Самаранефтегаз»)*

Доманиковые отложения Самарской области, являющиеся потенциальным источником нефти, относятся к нефтематеринским породам, приурочены к Камско-Кинельской системе прогибов, датируются верхним и средним девоном и выделяются в самостоятельную доманиковую свиту, насыщенную органическим веществом. Цель работы – доказать перспективность и экономическую целесообразность вовлечения доманиковых отложений в разработку.

Оценка потенциала доманиковых отложений в настоящее время является приближенной вследствие сложности их строения и недостаточной изученности коллекторских свойств. Ввиду малого количества данных возникают риски, которые необходимо оценить. При оценке геологических рисков проанализированы имеющиеся данные и предложены меры по дальнейшему снижению и исключению рисков.

Доманиковые отложения планируется разрабатывать горизонтальными скважинами с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП). Для снижения рисков в скважине, вскрывающей доманиковые отложения, планируется проведение DFIT (diagnostic fracture injection test – динамические испытания целостности пластов). При проектировании направление бурения горизонтального ствола и тип трещин ГРП выбраны таким образом, чтобы достичь максимальной стимуляции пласта. На основе анализа существующих технологий для применения предложена технология Plug&Perf ввиду ее простоты и минимальных рисков. Исходя из первичной информации, составлен дизайн ГРП, который будет скорректирован по результатам проведения DFIT.

Предварительный расчет дебита и динамики добычи по одной скважине на основе имеющихся данных свидетельствует о рентабельности проекта, несмотря на то, что на начальном этапе затраты велики. Необходимо отметить, что проект находится на ранней стадии, когда данных мало и практически все параметры подлежат уточнению по результатам исследований. С увеличением числа пробуренных скважин будут происходить усовершенствование и рационализация технологий.

С учетом того, что доманиковые отложения распространены на территории не только Самарской области, исследования и предложения, приведенные в данной работе, представляют интерес для целого ряда регионов.

Влияние изменения напряжения пласта на направление трещины гидроразрыва

Т.Ю. Юсифов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Представлены результаты реализации операций гидроразрыва пласта (ГРП) на нефтяных месторождениях Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки и требующих особого подхода для рентабельной эксплуатации.

Предметом исследования являлось направление трещины при ГРП. При проектировании ГРП наибольший эффект достигается, когда выбор скважин для проведения операций осуществляется с учетом свойств всей пластовой системы, взаимовлияния параметров закачки воды и добычи нефти. На характер распространения трещины ГРП в основном влияют такие факторы, как региональный стресс и распределение пластового давления, причем, как правило, пластовое давление в зоне нагнетания воды выше, чем в зоне добычи. Есть основания полагать, что при действующей системе поддержания пластового давления (ППД) трещина развивается в сторону закачки, при остановке же нагнетательных скважин, трещина распространяется по региональному стрессу.

С целью повышения эффективности операций ГРП и во избежание прорыва трещин в зоны закачиваемой воды, было принято решение перед проведением ГРП остановить закачку, влияющую на запланированные для проведения операций добывающие скважины. Прорыв трещин в зону закачиваемых вод, как правило, происходит за счет изменения напряженного состояния горных пород в зоне фронта нагнетания, поэтому для создания энергетически выгодного направления развития трещины напряженное состояние горных пород в зоне закачки воды не должно быть повышенным.

В результате проведения ГРП с учетом рассмотренных условий возросла успешность операций, сократилось число скважин в которых не был достигнут эффект, обводненность добываемой продукции не превышала расчетных значений. Это подтверждает правильность выбранного подхода – остановка закачки воды перед проведением ГРП становится обязательной. Кроме того, проведение ГРП с предварительной остановкой ряда скважин системы ППД позволило более точно определить технологические параметры операций, при соблюдении которых может быть достигнуто оптимальное соотношение изменения обводненности продукции скважин и затрат на проведение ГРП.

Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта в условиях разработки месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Т.Ю. Юсифов
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)

Основные месторождения, эксплуатируемые ООО «РН-Юганскнефтегаз», находятся на завершающей стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью продукции, наличием фронта нагнетаемых вод (ФНВ), аномально низким пластовым давлением (АНПД), что обуславливает необходимость поиска, создания и внедрения нетрадиционных методов воздействия на призабойную зону пласта. Правильный выбор скважины и технологии проведения геолого-технических мероприятий может существенно увеличить дебиты нефти скважин, в том числе в осложненных условиях эксплуатации. Одним из эффективных методов интенсификации притока нефти является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Обоснованы и успешно проведены операции ГРП на высокообводненном фонде скважин (содержание воды в добываемой жидкости – до 99 %). После проведения ГРП обводненность большинства скважин значительно снизилась.

С целью создания гидродинамической связи между зонами высокого и низкого давления пласта успешно реализуется методика проведения ГРП в скважинах с низким пластовым давлением. Зона высокого давления – это зона закачки, зона низкого давления – околоскважинная зона добывающей скважины. В результате ГРП искусственно созданная трещина гидродинамически соединяет удаленную, ранее не вовлеченную в разработку зону пласта с зоной добывающей скважины. Ранее неэффективная закачка становится эффективной за счет изменения направления: вода с остаточной нефтью вытесняется в сторону трещины, флюид по высокопроницаемым каналам поступает в добывающую скважину, дебит скважины стабилизируется.

Разработан новый подход к проведению ГРП в зонах ФНВ – ГРП с уменьшением массы проппанта, позволяющий вовлекать в разработку новые перспективные участки. В процессе эксплуатации пласта его геомеханические свойства постоянно меняются, точки напряжения перемещаются. В итоге проведение повторного ГРП с уменьшением массы проппанта приводит к переориентации трещин и снижает риски их прорыва в зоны закачки воды. Метод позволяет проводить операции ГРП в ранее нерентабельных зонах, где риски прорыва трещин в зону закачки воды при классическом проведении операции были бы максимальны.

Разработанные методы могут быть рекомендованы для реализации на месторождениях нефти и газа, в частности эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», для совершенствования технологий интенсификации добычи и увеличения коэффициента извлечения нефти.

Эффективность применения нетрадиционного подхода к разработке нефтяных месторождений

*Т.Ю. Юсифов, Р.Ш. Якупов, Р.В. Тулаев,
Р.Х. Гайнетдинов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

В настоящее время проведение ГРП на залежах с близко расположенными водоносными горизонтами остается значимой проблемой из-за риска прорыва трещин в водонасыщенный пласт. Это весьма актуально для месторождений Западной Сибири, находящихся на поздних стадиях разработки, которые характеризуются значительным обводнением добываемой продукции. Однако использование нестандартных методов позволяет добиться более стабильного и длительного эффекта от проведения ГРП.

Примером успешной реализации ГРП может служить проведение операций на пластах Северо-Тарасовского месторождения, эксплуатируемого ООО «РН-Пурнефтегаз», где имеется близко расположенный водоносный горизонт. Месторождение находится на поздней стадии разработки, залежи осложнены негативными геологическими и эксплуатационными условиями. Кроме того, проектный объект БП₁₀² маломощный, расчлененный, низкопроницаемый, заглинизированный, близко расположен нижний высокопроницаемый водонасыщенный пласт. Учитывая подвижность воды пласта БП₁₁¹ (нижний водонасыщенный пласт), которая в 2,2 раза ниже подвижности нефти пласта БП₁₀² (нефтенасыщенный пласт), прорыв трещины ГРП в водоносный горизонт не является высококритичным.

Для интенсификации добычи и увеличения коэффициента извлечения нефти была проведена операция ГРП с подключением близко расположенного водоносного пласта с целью создания максимальной полудлины трещины, предусматривающая закачку в пласт большого объема пропанта. Прорыв в соседний водонасыщенный пласт дает возможность развивать большую полудлину трещин для увеличения объема добываемой нефти за счет жидкости. При проведении ГРП с малой массой пропанта во избежание прорыва трещины в водяной пласт создается короткая трещина, и продолжительность эффекта от ГРП снижется.

В результате проведения операций ГРП с прорывом трещины в нижний водонасыщенный пласт в двух скважинах удалось достичь значительного среднесуточного дебита скважин, ранее выведенных из эксплуатации как бесперспективных. Следует отметить, что в рассматриваемой части месторождения, скважины после бурения вводились в эксплуатацию без проведения ГРП с низкими дебитами из-за риска прорыва пластовой воды, низкие начальные дебиты были обусловлены также глинизацией коллектора пласта БП₁₀².

В дальнейшем планируется провести операции ГРП еще в пяти скважинах объекта БП₁₀², пригодных для обработки, в условиях близкого расположения высокопроницаемого водонасыщенного пласта. Ожидаемый средний дебит нефти на одну скважину – 12 т/сут при обводненности 90 %.

Для заметок

Для заметок

Для заметок

