

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XIII научно-практическая конференция

**Геология и разработка месторождений
с трудноизвлекаемыми запасами**

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Москва

2013

СОДЕРЖАНИЕ

Алексеев Д.А., Рзаев И.А., Тимчук А.С., Черемисин Н.А. Методические основы геолого-гидродинамического моделирования расчлененных глинистыми прослоями объектов разработки	4
Андрянинова Е.В., Колесников В.А., Хамитов И.Г., Терёшкин В.В. Особенности формирования и распространения залежей нефти в окских отложениях юго-востока Самарской области.....	5
Анохина М.С., Буякина И.В., Насонова Н.В. Тектонический анализ и палеорекострукции. Их применение в создании рекомендаций для выработки трудноизвлекаемых запасов северо-западной неразбуренной части пласта АВ ₁ ¹⁻² Самотлорского месторождения.....	6
Ахметов Ш.Р., Данильченко О.Н., Колбиков В.С., Колбикова В.В., Стулов Л.Г. Инновационные тепловые технологии разработки нефтегазовых залежей, представленных слоем высоковязкой нефти.....	7
Белоусов С.Л., Фищенко А.Н. Построение карт эффективных толщин на основе палеофациального анализа.....	8
Бурдаков Д.А. Особенности моделирования месторождений, разрабатываемых горизонтальными скважинами	9
Гурбатова И.П., Шехирева А.М. Влияние масштабного эффекта на фильтрационно- емкостные свойства сложнопостроенных карбонатных коллекторов	10
Еникеева Ф.Х., Журавлев Б.К., Солохин В.Ю., Хисметов Т.В. О целесообразности применения методов ядерно-физической спектроскопии для решения геологических и промысловых задач в нефтегазовых скважинах	11
Ефимов А.Д., Козубовский А.Г. Влияние на показатели разработки изменения свойств летучей нефти в процессе эксплуатации залежи.....	12
Лялин А.В., Тайменова Ю.Ю. Мониторинг геотектонической обстановки, выявление зон субвертикальной деструкции горных пород в нефтеперспективных отложениях Широтного Приобья и структурно-тектоническое районирование фундамента месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	13
Мавлетдинов М.Г., Рясный А.Г. Многофакторная оценка эффективности повышения коэффициента извлечения нефти за счет закачки газа в газовую шапку на Пякяхинском нефтегазоконденсатном месторождении	14
Максимов А.А. Перспективы внедрения одновременно-раздельной добычи и закачки на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз».....	15
Маслак О.В., Криволапова М.В. Экономическая оценка трудноизвлекаемых запасов нефти.....	16
Мелехин С.В. Экспериментальное моделирование на керне тепловых методов воздействия на пласт при разработке месторождений высоковязких нефтей	17
Мешков В.М., Клюкин С.С., Нестеренко М.Г., Белов К.В., Перфилов Г.Ю. Опыт проведения термометрии автономными приборами при высоких устьевых давлениях	18
Писарев Д.Ю. Применение компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации с целью повышения качества планирования геолого-технических мероприятий и работы с базовым фондом	19

Попков В.И., Зацепина С.В., Хамитов И.Г., Шакшин В.П. Геогидродинамические сопряженные взаимодействия горных напряжений с вязким притоком в многосегментных скважинах	20
Рубцова А.В., Михайлов Н.М., Ахметьянов Р.К., Наумов Ю.А. Комплексирование микросейсмического и кросс-дипольного акустического мониторинга как один из эффективных инструментов для планирования и контроля разработки трудноизвлекаемых запасов	21
Смирнов Д.С., Немирович Г.М., Корниенко С.А. Разработка трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты. Проектирование и первые результаты	22
Стулов Л.Г., Томашев Д.В. Особенности геологического строения пластов-коллекторов маастрихтского яруса верхнего мела Восточного Ставрополя.....	23
Томашев Д.В. Литолого-фациальные критерии формирования нефтекумского природного резервуара нижнего триаса Восточного Ставрополя	24
Трофимова Е.Н., Алексеева Е.В., Быкова О.А., Дроздова И.А., Дякина А.В., Медведева Е.А., Травина Ю.А., Сахарова В.Р., Свиридова Г.Н., Цесарж И.Л. Методика проявления структурно-текстурных особенностей горных пород с макроскопически скрытым, неконтрастным или слабовыраженным рисунком. Результаты применения методики (по материалам изучения керна на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»).....	25
Трофимова Е.Н., Алексеева Е.В., Быкова О.А., Дроздова И.А., Дякина А.В., Медведева Е.А., Травина Ю.А., Сахарова В.Р., Цесарж И.Л. Восстановление последовательности залегания горных пород – отображение истинного геологического строения пластов (по материалам изучения керна на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»).....	26
Хакимзянов И.Н., Разживин Д.А., Багаутдинов Г.М. Оценка нефте- и газоперспективности небольшого месторождения по результатам мониторинга разработки с использованием геолого-технологической модели	27
Хатмуллина Е.И., Хамитов А.Т., Хатмуллин И.Ф. Автоматизированные процедуры принятия решений о проведении геолого- технических мероприятий на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами	28
Чинаров А.С., Рыбаков Р.А., Степанова О.А. Геолого-промысловые особенности разработки терригенных трещиновато-поровых коллекторов на примере месторождений Западной Сибири	29
Чинаров А.С., Токарев М.А., Рыбаков Р.А. Применение метода классификации в многомерном пространстве главных компонент с целью выделения объектов-аналогов продуктивных залежей месторождений	30
Шигапова Д.Ю., Мачукаев Д.Ш., Мальцев А.К. Трехмерная геолого-технологическая модель как инструмент управления выработкой трудноизвлекаемых запасов. Примеры практического применения.....	31
Щербаков А.А., Турбаков М.С. К вопросу увеличения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах месторождений Пермского Прикамья	32
Юдин Е.В., Лубнин А.А., Костригин И.В. Развитие аналитических инструментов мониторинга и планирования разработки нефтяных месторождений в ООО «РН-Юганскнефтегаз»	33
Яхшибеков Ф.Р., Абрамов Е.В., Горгоц В.Д., Солонина Е.С. Разработка буровых растворов, обеспечивающих устойчивость стволов скважин при бурении в условиях аномально высокого пластового давления	34

Методические основы геолого-гидродинамического моделирования расчлененных глинистыми прослоями объектов разработки

*Д.А. Алексеев, И.А. Рзаев, А.С. Тимчук, Н.А. Черемисин
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Высокая рассеянность остаточных запасов нефти и газа на Самотлорском месторождении, обусловленная неоднородностью и расчлененностью пластов АВ₁₋₅, образованием конусов воды и газа, наличием газовой шапки и барьерного заводнения, предусматривает поиск потенциально перспективных участков для бурения скважин и проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Доля объема неколлектора по пластам достигает 0,5. Традиционно в гидродинамической модели ячейки неколлектора неактивны, хотя глинистые породы аллювиального генезиса имеют проницаемость $10^{-5} - 10^{-6}$ мкм², что не гарантирует изоляцию нефтенасыщенных интервалов от водонасыщенной части пласта.

Разработаны методические основы для построения синтетической «непрерывной» модели, в которой неактивные ячейки отсутствуют, а глинистые прослои представлены в виде мембраны, проницаемой для воды и не проницаемой для нефти и газа. Показатели «непрерывной» модели сопоставлялись с данными идентичной ей «дискретной» модели, где по общепринятой практике ячейки неколлектора неактивны. В результате расчета интегральные показатели по накопленной добыче газа и закачке воды различались. На уровне отдельных скважин наблюдались различия в динамике обводненности и забойных давлений. Учет проницаемых для воды глин привел также к существенному перераспределению насыщенности и изменению пластового давления.

Учет свойств глинистых прослоев позволил локализовать зоны остаточных запасов нефти, воспроизвести пластовое давление и внедрение воды в газовую шапку, образование ярко выраженных конусов воды от нагнетательных скважин. На уровне отдельных скважин удалось улучшить адаптацию по накопленной добыче нефти, динамике обводнения и забойного давления.

Таким образом, для моделирования проницаемости глин необходимы детальное литологическое описание всех литотипов, представленных в разрезе, включая сильно заглинизированный песчаник и глины, и изучение их фильтрационно-емкостных свойств. В дальнейшем на Самотлорском месторождении планируется учитывать проницаемость глин во всех секторных моделях. В результате снижения риска при выборе потенциально перспективных участков для зарезки боковых стволов возможный прирост добычи нефти на Самотлорском месторождении за прогнозный период (15 лет) составит 16 млн. т нефти.

Особенности формирования и распространения залежей нефти в окских отложениях юго-востока Самарской области

*Е.В. Андриянова, В.А. Колесников, И.Г. Хамитов, В.В. Терёшкин
(ООО «СамараНИПИнефть»)*

Данная работа посвящена актуальной проблеме поиска залежей нефти и газа в окских отложениях нижнего отдела каменноугольной системы на территории юго-востока Самарской области.

Впервые о перспективности карбонатных отложений окского надгоризонта Самарской области заговорили в 60-70-ые годы XX века. При дальнейшем изучении в 90-х годах выявлено обширное платообразное возвышение размерами 400×100 км и высотой 40-70 м, сложенное циклично переслаивающимися сульфатно-карбонатными отложениями веневского и михайловско-алексинского возраста. Ярким примером могут служить залежи нефти пластов O_1 , O_2 , O_3 , O_4 и O_5 Западного купола Кулешовского месторождения. На соседних поднятиях, где ангидритовые пласты замещаются карбонатными, нефтенасыщенные залежи не обнаружены.

На основе анализа материалов по 443 поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам и данных сейсмических исследований 3D последних лет на Утевской, Южно-Несмеяновской, Бариновско-Лебяжинской и Тверской площадях уточнены границы распространения «ангидритового плато», построены карты кровли тарусского горизонта, получены новые данные о строении и нефтегазоносности окского надгоризонта. В результате детальной корреляции толщи окского надгоризонта с большой степенью точности удалось выделить пласты ангидритов и карбонатные пласты-коллекторы, установить их развитие, толщины и последовательность чередования. Рассмотрены основные закономерности строения окских отложений, тектоническое и палеогеоморфологическое развитие территории, выявлены новые поднятия и ловушки для проведения поисково-разведочного бурения как на новых структурах, так и на ранее известных месторождениях.

В результате детального комплексного анализа геолого-геофизических материалов и данных сейсмических исследований получены новые данные о строении и нефтегазоносности окских отложений.

Таким образом, выявлены новые перспективные структуры, рекомендовано бурение разведочных скважин. Важным результатом являются дальнейшие перспективы поиска залежей углеводородов в отложениях окского надгоризонта, а также фактически полученный прирост запасов нефти на Бариновско-Лебяжинском, Грековском (Южно-Несмеяновское поднятие), Утевском, Тверском месторождениях и сопредельных территориях.

Тектонический анализ и палеорекострукции. Их применение в создании рекомендаций для выработки трудноизвлекаемых запасов северо-западной неразбуренной части пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения

*М.С. Анохина, И.В. Буюкина, Н.В. Насонова
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Самотлорское месторождение – одно из крупнейших в мире месторождений нефти, практически вся его площадь охвачена эксплуатационным бурением. Исследования месторождения вследствие его большой площади и фонда скважин носят преимущественно детальный характер. Проект создавался с целью консолидации материалов за длительный исторический период, а также выработки единой концепции оптимизации разработки месторождения.

Рассмотрено влияние тектонических процессов на формирование и переформирование залежей углеводородов. Оценены целостность покрышки юрских отложений и перепады отметок водонефтяного контакта (ВНК). Обобщены и проанализированы данные о трещиноватости пластов. Результаты работы можно использовать для оптимизации дизайна трещин гидроразрыва и выбора направления бурения горизонтальных скважин.

Основные выводы работы.

1. Комплекс геолого-геофизической информации позволил выделить три блока, сформированных сдвиго-сбросами: западный, восточный и центральный. Блоки контролируются тектоническими нарушениями до горизонта БВ₀ (валанжин), выше по разрезу – фрагментарно амплитудными и безамплитудными тектоническими нарушениями. Центральный блок имеет максимальную дезинтеграцию. Наибольшее число крупных залежей в верхнеюрских отложениях связано с западным и восточным блоками.

2. В аптско-сеноманское время структурный план постепенно перестраивался. Самотлорская вершина объединяет все прилегающие куполы в единую складку с подъемом северо-западной части.

3. Максимальное изменение тектонических движений зафиксировано в турон-палеогеновом интервале: рост Самотлорской вершины, опускание восточной части. Начало формирования единой складки.

4. Окончательное формирование единой складки связано с неотектоническим (пост-олигоценным) этапом, обусловившим еще более быстрое опускание восточной части.

5. Тектонические движения вызвали дезинтеграцию блоков. Микросейсмические данные показывают, что трещины имеют азимут 114° – 165°, совпадающий с простиранием выделенных блоков.

Инновационные тепловые технологии разработки нефтегазовых залежей, представленных слоем высоковязкой нефти

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

Рассмотрены комплекс аналитических исследований и опыт внедрения инновационных тепловых технологий разработки массивных нефтегазовых месторождений, представленных слоем высоковязкой нефти, газовой шапкой и подстилающим водонапорным бассейном.

Представлен следующий комплекс исследований:

- технологическая и теплоэнергетическая сущность инновационных тепловых технологий разработки массивных залежей высоковязкой нефти;
- решение технических проблем внутрипластового генерирования тепловой энергии с сохранением высокоэффективного природного гидродинамического режима пластовых систем и экологической чистоты недр;
- теоретические основы исследования тепломассопереноса при использовании инновационных тепловых технологий разработки залежи высоковязкой нефти, представленной газовой шапкой, слоем высоковязкой нефти и подстилающим водонапорным бассейном;
- примеры практического применения инновационных тепловых технологий на месторождениях с геологической характеристикой, аналогичной многим месторождениям Западной Сибири.

В заключение дана оценка проведенному комплексу исследований и обоснованы рекомендации по практическому внедрению инновационных технологий в ближайшей перспективе. Кроме того, отражены основные направления организационных принципов проектирования разработки указанных месторождений с применением инновационных тепловых технологий и технических средств.

Построение карт эффективных толщин на основе палеофациального анализа

С.Л. Белоусов, А.Н. Фищенко
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Красноленинское месторождение нефти расположено в западной части Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (Западно-Сибирская низменность) и является одним из крупнейших месторождений в данном районе. Площадь месторождения составляет около 10 тыс. км².

Изученность месторождения поисково-разведочным бурением равномерна по площади (более 500 скважин). Практически 50 % запасов месторождения сосредоточены в отложениях тюменской свиты средней юры и являются трудноизвлекаемыми. По основным горизонтам разведочный этап завершен, залежи пластов тюменской свиты требуют доразведки – доля запасов категорий С₁ и С₂ составляет соответственно 20 и 80 %.

Отложения тюменской свиты континентального генезиса имеют сложное линзовидное строение как по разрезу, так и по площади. В отложениях тюменской свиты выделяются пласты ЮК₂, ЮК₃, ЮК₄, ЮК₅, ЮК₆, ЮК₇, ЮК₈₋₉. Снизу эти отложения ограничиваются кровлей радомской пачки. Толщины тюменской свиты изменяется от нуля (там, где отложения средней юры стратиграфически выклиниваются) до 204 м.

По каждому пласту тюменской свиты для всей территории Красноленинского свода построены палеофациальные карты на основе седиментологического изучения ядерного материала, данных геофизических исследований скважин (ГИС), сейсмо-разведки и палеотектонического анализа. Для каждой фациальной области установлена доля песчаного материала в общей толщине пласта. Песчаные разности пород в пласте выделялись по данным ГИС с калибровкой по керну. На основе палеофациальных карт построены карты распространения песчаных тел. Установлены тесные связи между толщиной песчаных отложений и эффективной толщиной пластов средней юры. Построены карты эффективных толщин всех пластов тюменской свиты с учетом палеофациальных карт.

Погрешность прогноза эффективных толщин оценивалась методом кросс-валидации при отключении из построения около 15 % скважин, равномерно распределенных по площади. Среднеквадратическое отклонение расчетных эффективных толщин от фактических для пластов ЮК₂₋₉ составляет примерно 1,2 – 3,5 м: пласт ЮК₂ – 1,22 м, ЮК₃ – 2,17 м, ЮК₄ – 3,47 м, ЮК₅ – 2,59 м, ЮК₆ – 2,08 м, ЮК₇ – 2,17 м, ЮК₈₋₉ – 2,73 м.

Особенности моделирования месторождений, разрабатываемых горизонтальными скважинами

*Д.А. Бурдаков
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Объектом исследования являлся пласт ВЧ Верхнечонского месторождения, 90 % фонда которого составляют горизонтальные скважины, в которых выполнены высококачественные геофизические исследования. С каждого куста пробурена одна наклонно направленная скважина с отбором керна (средний выход керна по новым скважинам – 95 %) и проведением расширенного комплекса ГИС.

При создании модели со стандартным подходом к распространению свойств возникли сложности при адаптации: в зонах с большими отборами и закачкой наблюдались существенное несоответствие расчетного пластового давления фактическому и более ранние прорывы воды, чем по факту. Сравнение статистики по расчлененности и толщинам в наклонно направленных и горизонтальных скважинах показало, что мода по числу встреченных прослоев резко смещена в сторону горизонтальных скважин, а на картах толщин максимумы приходятся на вертикальные и наклонно направленные скважины с уменьшением значений в районах, разбуренных горизонтальными скважинами. Таким образом, результат зависит от типов используемых данных, а следовательно, исключительно важна их верная приоритизация. Определяющим типом являются данные, полученные в новых наклонно направленных и вертикальных скважинах. Следующими по значимости являются данные по старым разведочным скважинам. Наименее достоверны данные, полученные в горизонтальных скважинах.

Исходя из принципа, что менее приоритетные данные не должны нарушать статистику, полученную по более приоритетным данным, была построена модель с существенно более высокими прогнозными качествами, чем при использовании стандартного подхода. Методика моделирования в этом случае основывалась на детальной корреляции и авторском подходе к использованию данных ГИС в горизонтальных скважинах. Так, если в наклонно направленной скважине вскрыты два глинистых прослоя, то и окружающие горизонтальные скважины не должны вскрывать больше двух. Для этого выделялись «уверенные» интервалы интерпретации по данным ГИС и коррелировались с опорными скважинами, а интервалы с сильной дифференциацией, где значения близки к граничным, относились к тем или иным частям пласта по решению геолога. В результате реализации такого подхода при проницаемостях, соответствующих полученных при гидродинамических исследованиях скважин было получено точное повторение расчетных значений пластового давления и времен подхода воды.

Влияние масштабного эффекта на фильтрационно-емкостные свойства сложнопостроенных карбонатных коллекторов

*И.П. Гурбатова, А.М. Шехирева
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми)*

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция характеризуется сложным геологическим строением, а выделяемые в ее пределах крупные тектонические элементы резко отличаются друг от друга стратиграфией, толщиной и литолого-фациальными особенностями даже разновозрастных осадочных комплексов, что весьма затрудняет их изучение. Для решения этой проблемы требуется проведение исследовательских работ на разных стадиях изучения месторождения. Очевидно, что изучение неоднородности необходимо на этапе петрофизического исследования керна, так как нужна достоверная литолого-петрофизическая основа для проведения геофизических исследований.

Целью работы являлось изучение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и анизотропии пласта на образцах полноразмерного керна. Объектом исследования стали карбонатные отложения задонского горизонта девонской системы. Глубина залегания залежи составляет 3695,04-3829,77 м, общая толщина – 134,73 м. Основная сложность изучаемого разреза заключается в том, что породы в результате литификации и постседиментационных процессов претерпели ряд вторичных изменений: уплотнение, перекристаллизацию, кальцитизацию, доломитизацию, сульфатизацию, выщелачивание. Ограниченно развита пиритизация, каолинитизация, точно – окремнение. Вследствие протекания указанных процессов образовалась сложная структура порового пространства.

ФЕС пород характеризуются следующими значениями: пористость образцов стандартного размера – в среднем 4,84 %, полноразмерных образцов – 7,32 %; среднее геометрическое значение проницаемости стандартных образцов – $0,667 \cdot 10^{-3}$ мкм², полноразмерных – $2,2109 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Изучение анизотропии пласта по проницаемости выполнено на образцах полноразмерного керна. Проницаемость измерялась по направлениям (горизонтально вдоль напластования, горизонтально под углом 90°, вертикально) методом стационарной фильтрации с помощью пермеметра. По полученным данным построены зависимости между абсолютными газопроницаемостями, измеренными в разных направлениях. Наблюдается значимая вертикальная анизотропия, ее коэффициент составил 6,24. Латеральной анизотропии не наблюдается.

Данные исследования требуют специального учета при проектировании и анализе разработки.

О целесообразности применения методов ядерно-физической спектрометрии для решения геологических и промысловых задач в нефтегазовых скважинах

***Ф.Х. Еникеева, Б.К. Журавлев (ОАО НПП «Тверьгеофизика»),
В.Ю. Солохин, Т.В. Хисметов (ЗАО «НТЦ ГеотехноКИН»)»***

Современный комплекс спектрометрических модификаций ядерно-физических методов (ЯФМ) включает импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС), спектрометрический гамма-каротаж (СГК) и импульсный нейтронный каротаж в многозондовой модификации (ИНК). С помощью ЯФМ количественно оцениваются основные (базисные параметры): границы пластов-коллекторов толщиной до 0,4 м, элементный и минеральный состав коллекторов и вмещающих пород, емкостные свойства коллекторов, объемная глинистость пород, содержание нефти, газа, газоконденсата, воды различной минерализации, воды глин, текущие коэффициенты нефте-, газо-, водонефтенасыщенности, характер насыщения коллекторов, положения межфлюидальных контактов и прогнозные дебиты. Оцененные базисные параметры позволяют получить текущий геологический «образ» каждого отдельного разрабатываемого объекта, определить степень его выработки при длительной эксплуатации. Роль методов ЯФМ в изучении геологии месторождений, поиске новых залежей и принятии оптимальных решений при планировании геолого-технологических мероприятий трудно переоценить.

Сохранившиеся после «постсоветского» разрушения прикладные направления геофизики, не поддерживаемые ни государственными структурами, ни крупными нефте- и газодобывающими компаниями, только исходя из собственных ресурсов предлагают и внедряют разработки, ничем не уступающие, а даже превосходящие мировые аналоги. При этом «экономическая» стратегия крупных нефтяных компаний, озвученная во втором десятилетии XXI века, ставит под сомнение и мировой, и российский опыт. Очевидной становится некомпетентность специалистов, занимающихся тендерными оценками геофизических услуг.

Приведен сравнительный анализ методов, входящих в состав ЯФМ. Показаны область применения и возможности каждой модификации. Представлены подтвержденные независимыми экспериментами фактические материалы, полученные в сложнейших геологических и технических условиях исследований.

Влияние на показатели разработки изменения свойств летучей нефти в процессе эксплуатации залежи

*А.Д. Ефимов, А.Г. Козубовский
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Разработка залежей, насыщенных летучей нефтью, имеет ряд особенностей, обусловленных спецификой физико-химических и термодинамических свойств пластового флюида, содержащего большой объем растворенного газа. При снижении давления ниже давления насыщения скорость фильтрации газа значительно возрастает, и залежь, которая до этого считалась нефтяной, может повести себя как газовая. Это негативно влияет на показатели разработки, в частности, снижается коэффициент извлечения нефти (КИН). Для предотвращения нежелательных последствий необходимо своевременное применение мероприятий по поддержанию пластового давления (ППД).

Приведены результаты математического моделирования процесса извлечения пластового флюида из залежи одного из месторождений Западной Сибири. Расчетные характеристики сопоставлены с фактическими данными. По результатам лабораторного анализа глубинной пробы нефти создана флюидальная модель. Даны сведения о точности оценок таких параметров нефти, как начальное газосодержание, объемный коэффициент, вязкость. Приведена динамика показателей разработки залежи в режиме естественного истощения. Проанализированы оценки изменения свойств газовой и жидкой фаз пластового флюида. Показано, что газовый фактор в процессе разработки некоторое время остается постоянным, затем несколько уменьшается с последующим резким ростом до значений, в разы превышающих начальное газосодержание.

Дегазация пластовой нефти приводит к существенному повышению ее молекулярной массы, плотности и вязкости, а впоследствии – к уменьшению газового фактора. Из-за увеличения вязкости снижается КИН. Анализ нефте- и газонасыщенности в окрестности скважин показал, что в залежи возможно образование техногенной газовой «шапки». Характерной особенностью процесса является также содержание в извлекаемом газе значительных концентраций углеводородов группы пентанов и вышекипящих. Это необходимо учитывать при проектировании систем сбора, подготовки и утилизации газа.

С целью интенсификации добычи нефти рассмотрены различные варианты использования систем ППД. Показано, что наиболее эффективным является использование системы ППД с самого начала разработки подобных залежей.

Мониторинг геотектонической обстановки, выявление зон субвертикальной деструкции горных пород в нефтеперспективных отложениях Широкого Приобья и структурно-тектоническое районирование фундамента месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

*А.В. Лялин, Ю.Ю. Тайменова
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Исследования проведены в пределах Широкого Приобья, на территориях, приуроченных в тектоническом отношении к Сургутскому (Повховское и Ватьеганское месторождения) и Вартовскому (Урьевское месторождение) сводам Западно-Сибирской молодой плиты.

В цели и задачи исследований входило: 1) изучение сейсмогеологических характеристик волнового поля в интервале отражений от поверхности отложений доюрского (пермско-триасового) возраста («переходный» комплекс) и палеозойя (фундамент); 2) интеграция результатов интерпретации данных сейсморазведки 3D/2D в модели разрыво- и трещинообразования, позволяющие достоверно прогнозировать сеймотектоническую обстановку при разработке залежей; 3) динамический анализ волнового поля исследуемого нефтеперспективного комплекса. Изучены формы и типы процессов преобразования физических энергий, перенесенных на геотектонические процессы; виды деформаций и разрушений как отражение современной структуры массивов горных пород, подверженных тектоническим движениям и разрушениям; проявления геодинамической активности в виде возникновения зон субвертикальной деструкции и приуроченность к ним залежей углеводородов.

В результате динамического анализа волнового поля, приуроченного к отложениям доюрского возраста установлено, что границы выявленных сейсмодинамических зон являются участками напряженной тектонической обстановки (зоны повышенной трещиноватости: разуплотнения, граничные участки горст – грабен), уходящими выше по разрезу до глубин залегания верхнеюрских отложений (зоны субвертикальной деструкции). При анализе данных сейсмодинамического анализа также успешно использовался тренд-анализ. Установлено, что зоны повышенной трещиноватости коллекторов пласта Ю₁ непосредственно зависят от тектонически напряженных участков в палеозойском фундаменте, приуроченных к границам горст – грабен.

Отмечено, что доля нефти увеличивается в продукции скважин пласта Ю₁, расположенных либо в зонах трещиноватости (зонах субвертикальной деструкции), либо на граничных участках зоны деструкции (зона отсутствия активной тектоники).

Многофакторная оценка эффективности повышения коэффициента извлечения нефти за счет закачки газа в газовую шапку на Пяяхинском нефтегазоконденсатном месторождении

*М.Г. Мавлетдинов, А.Г. Рясный
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Разработан алгоритм обоснования эффективности закачки газа для повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) из нефтяных оторочек.

Составленный авторами алгоритм включает экспериментальную и математическую части. Экспериментальная часть предусматривает выполнение исследований на керне по вытеснению нефти газом при различных условиях нагнетания и составах агента. Для используемых в экспериментах флюидов необходимы детальное описание компонентного состава и результаты PVT исследований. Результатом являются оценка эффективности вытеснения газом на микроуровне и подготовка исходных данных для следующего этапа. Математическая часть предполагает оценку объекта месторождения либо участка пласта посредством геолого-гидродинамического моделирования. Результатом моделирования является оценка потенциала скважин и коэффициента извлечения нефти (конденсата) по месторождению/пласту. Реализация этапов алгоритма позволяет выполнить технологическую оценку эффективности закачки газа и при положительном заключении перейти к экономической части.

При апробации данной методики на объекте БУ₁₅ Пяяхинского месторождения результаты экспериментов указывают на низкую эффективность вытеснения нефти «сухим» газом в сравнении с традиционным вытеснением водой. Это в первую очередь связано с низкой смешиваемостью «сухого» газа с нефтью и проявлением эффекта «проскальзывания» газа. Расчеты на гидродинамической модели также показали низкую эффективность вариантов вытеснения нефти за счет расширения газовой шапки и с одновременной реализацией вытеснения водой и расширения газовой шапки. По результатам экспериментов на керне и расчетов на модели сформулированы требования к закачиваемому газу, объемным и фильтрационным параметрам пласта, выполнение которых позволит повысить эффективность закачки газа.

Представленный авторами алгоритм и требования к характеристикам газового агента, объекту закачки газа на примере Пяяхинского месторождения можно использовать для месторождений-аналогов и дополнять с учетом особенностей решаемых задач.

Перспективы внедрения одновременно-раздельной добычи и закачки на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»

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

В последние годы при разработке многопластовых месторождений активно внедряется оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин. В основном это компоновки одновременно-раздельной закачки (2-3 пласта) и одновременно-раздельной добычи (2 пласта). Оборудование для совмещения в одной скважине нагнетания в один пласт и добычи из другого пласта (одновременно-раздельная добыча и закачка – ОРДиЗ) используется крайне редко. В частности, в ООО «РН-Юганскнефтегаз» такая технология ранее не применялась. Более того, в настоящее время нет понимания потенциала применимости подобных технологий.

Альтернативой использования ОРДиЗ являются: 1) использование отдельных скважин для добычи и закачки, что приводит к большим затратам; 2) отказ от закачки в пользу добычи или от добычи в пользу закачки, что снижает выработку запасов. Однако в низкопроницаемых сложнопостроенных коллекторах забойное давление остановленной нагнетательной скважины снижается медленно. Если скважины будут одновременно и добывающими, и нагнетательными, то для замены погружного оборудования (ЭЦН) придется ждать длительное время, что чревато дополнительными потерями добычи нефти. Для таких месторождений внедрение компоновок оправдано, если суммарные прогнозные потери от простоя скважины компенсированы отборами из скважины с ОРДиЗ и окружающих.

Проанализирован добывающий и нагнетательный фонд ООО «РН-Юганскнефтегаз». Выделены категории скважин, которые являются потенциальными кандидатами для внедрения технологии ОРДиЗ. По имеющимся данным в каждой категории определены выработка запасов и энергетическое состояние целевых пластов. В ряде случаев запланированы дополнительные исследования (определение профиля притока, трассерные исследования, С/О-картаж и др.). Для каждой скважины рассчитаны необходимая и ожидаемая приемистость, потенциальные и ожидаемые дебиты продукции. Выполнен прогноз параметров разработки участков для случаев использования ОРДиЗ и раздельной эксплуатации. Для каждой скважины-кандидата оценена экономическая целесообразность внедрения технологии.

В результате в первом приближении получен список возможных скважин-кандидатов для внедрения ОРДиЗ, а также сформулирован алгоритм их поиска.

Экономическая оценка трудноизвлекаемых запасов нефти

*О.В. Маслак, М.В. Криволапова
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

В настоящее время ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» открыто 65 месторождений нефти. На баланс поставлены запасы более 1000 подсчетных объектов. Запасы в неразбуренных зонах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» приурочены преимущественно к низкопродуктивным коллекторам, при этом доля трудноизвлекаемых запасов составляет 72 %. Огромные запасы нефти практически не осваиваются из-за экономической нецелесообразности при текущей налоговой системе и конъюнктуре нефтяного рынка. В связи с этим целью исследования стала разработка предложений по снижению ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) (налоговое стимулирование со стороны государства) для вовлечения в разработку пластов с трудноизвлекаемыми запасами.

Рассмотрена существующая в настоящее время законодательная база по уплате НДПИ при добыче нефти, проанализированы предложения со стороны государства по экономическому стимулированию разработки пластов с трудноизвлекаемыми запасами. Сформирован комплекс предложений по снижению ставки НДПИ при добыче нефти из низкопродуктивных пластов разрабатываемых месторождений.

В основу предлагаемых решений по снижению ставки НДПИ для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти положен расчет технико-экономических показателей разработки исследуемых объектов двух месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» по пяти расчетным вариантам с различной системой уплаты НДПИ. Для получения на законодательной основе возможно низкой ставки НДПИ (определения степени снижения ставки НДПИ от установленной ставки и срока предоставления льгот) предложено совокупно учитывать все геолого-физические характеристики коллектора, по которым запасы относятся к трудноизвлекаемым (объединить критерии проницаемости с нефтенасыщенностью пласта и его расчлененностью).

Основные усилия по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов на эксплуатируемых месторождениях должны быть направлены на создание налогового стимулирования со стороны государства в виде предоставления налоговых льгот в части уплаты НДПИ, проработку в законе четких условий предоставления льгот.

Экспериментальное моделирование на керне тепловых методов воздействия на пласт при разработке месторождений высоковязких нефтей

*С.В. Мелехин
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми)*

В настоящее время на территории Российской Федерации становится все более актуальным совершенствование методов освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Неуклонно растет доля месторождений с тяжелыми, высоковязкими нефтями. Для разработки таких месторождений наиболее эффективными являются тепловые методы воздействия на пласт, позволяющие снизить вязкость нефти, применение которых связано с большими затратами, ограниченностью области воздействия, сложностью интерпретации результатов.

Оценить эффективность применения того или иного метода воздействия на пласт можно путем изучения керна материала рассматриваемого месторождения. Исследования керна месторождений высоковязкой нефти – процесс трудоемкий и требующий специализированного подхода. Существующие регламентирующие документы на исследования керна не дифференцируют методики исследования по типам нефтей.

Приведены результаты анализа исследований керна месторождений высоковязких нефтей на всех этапах, начиная от первичной обработки и заканчивая специализированными физико-гидродинамическими исследованиями по моделированию тепловых методов воздействия при разработке месторождений, на основе опыта Центра исследований керна и пластовых флюидов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». Описаны основные этапы исследования, проблемы, возникающие при проведении работ. Представлены результаты физико-гидродинамических исследований керна с использованием высоковязкой нефти в диапазоне изменения температур от 23 до 200 °С.

Кроме того, рассмотрена проблема сохранения или восстановления поверхностных свойств порового пространства для моделирования процессов фильтрации в условиях, максимально приближенных к условиям залегания продуктивных отложений изучаемых месторождений. Высокое содержание полярных компонентов в нефти обуславливает поверхностные свойства пород. В процессе подготовки и исследования образцы керна подвергаются воздействию как физических (температура, давление), так и химических факторов (экстракция спирто-бензольной смесью, толуолом, проквашка химических реагентов и др.), что приводит к изменению поверхностных свойств.

Опыт проведения термометрии автономными приборами при высоких устьевых давлениях

*В.М. Мешков, С.С. Клюкин, М.Г. Нестеренко,
К.В. Белов, Г.Ю. Перфилов
(ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»)*

Подход к решению наиболее актуальных задач при разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов, особенно на ранних и поздних стадиях, подразумевает в первую очередь внедрение и применение современных методик мониторинга текущего состояния месторождений, а также оценку эффективности применяемых технологий с целью дальнейшего планирования работ по увеличению добычи углеводородов.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при контроле разработки нефтяных месторождений. Особенно актуальными являются задачи, связанные с определением эксплуатационных характеристик продуктивного пласта (выделение интервалов притока), и контроль технического состояния скважины (выявления заколонных перетоков и определения мест нарушения герметичности колонны и НКТ). Одним из осложняющих факторов проведения термометрии на коротажном кабеле силами геофизической партии являются высокое давление на устье эксплуатируемых скважин и длительность исследований.

Рассмотрен ряд исследований, проведенных силами «СургутНИПИнефть» в 2012-2013 гг. с использованием разных технологий, автономными приборами, спускаемыми на скребковой проволоке. Выполнены анализ и интерпретация полученных результатов, а также сравнение с «эталонными» исследованиями треста «Сургутнефтегеофизика». Даны рекомендации для выбора оптимальной технологии исследований методом термометрии автономными приборами.

Во всех исследованных скважинах наблюдаются различные термоаномалии, которые интерпретированы как интервалы поглощения, трещинообразования и притока флюида. Проведено сравнение результатов замеров температуры в стволе скважины при разных скоростях движения прибора. Для более точного определения границ термоаномалий в стволе скважины выработаны рекомендации по применяемому оборудованию и технике.

Применение автономных преобразователей давления и температуры совместно с регистратором глубины и скорости позволяет получить качественную картину распределения температуры по стволу скважины и выявить наличие или отсутствие термоаномалий в скважине за относительно непродолжительное время. Это способствует решению оперативных задач и оптимизации работы геофизических партий при проведении детальных исследований скважин.

Применение компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации с целью повышения качества планирования геолого-технических мероприятий и работы с базовым фондом

Д.Ю. Писарев
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

С 2003 по 2006 г. в ООО «РН-Юганскнефтегаз» проводились подбор и испытание технологий одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), в 2007 г. началось активное внедрение этой технологии на крупнейшем Приобском нефтяном месторождении. Всего за 2003-2013 гг. установлено 260 компоновок, 239 из которых находятся в скважинах на текущую дату.

Массовое внедрение технологий ОРЗ напрямую влияет на эффективность разработки месторождения в целом и открывает новые возможности для применения методов увеличения нефтеотдачи, регулирования закачки, обработок призабойной зоны и контроля выработки запасов. В условиях низкой проницаемости коллектора $(1-2) \cdot 10^{-3}$ мкм², наличия протяженных трещин, низкой информативности стандартных исследований (КВД/КПД) технологии ОРЗ обеспечивают возможность контроля энергетического состояния многопластовых систем. Компоновки ОРЗ мандрельного типа применяются при исследовании скважин с целью определения степени и характера работы пластов. Это существенно повышает достоверность прогноза эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В настоящее время ООО «РН-Юганскнефтегаз» осуществляет испытания технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД). Массовое внедрение этой технологии наряду с ОРЗ позволит охватить исследованиями практически все месторождение, повысит эффективность его разработки и существенно снизит риски при подборе ГТМ.

Приведен обзор опыта применения ОРЗ на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Рассмотрены принципы и критерии внедрения технологий.

Геогидродинамические сопряженные взаимодействия горных напряжений с вязким притоком в многосегментных скважинах

***В.И. Попков, С.В. Зацепина, И.Г. Хамитов, В.П. Шакишин
(ООО «СамараНИПИнефть»)***

Представлена инновационная теория поиска, разведки и разработки сложнопостроенных месторождений нефти и газа в самоорганизованных блочных структурах литосферы Земли. Каналы сейсмической эмиссии и генезиса углеводородов, подтвержденные вертикальным дистанционным зондированием, имеют фазовую траекторию и не могут определяться структурным бурением. Предложенный метод, который позволяет интерпретировать топологию проводящих каналов на основе анализа данных геофизических и гидродинамических исследований скважин сложноорганизованных месторождений, рассмотрен на примере Западно-Сибирского и Волго-Уральского регионов. На основе результатов исследований предложена методика проектирования разработки сложноорганизованных блочных залежей.

Геофизические и сопряженные с ними гидродинамические поля генезиса и аккумуляции углеводородов, фациальных границ порового пространства вязкого притока в скважинах характеризуются следующими общими аномальными особенностями:

- сложная организация пространства масштабов макромира и микромира с отсутствием строгого структурного контроля;
- колебания профилей притока от нуля до сотен кубических метров в сутки, не согласующиеся с низкими пористостью и проницаемостью;
- ограничения залежей разломами, замещениями, волновыми намывами, уплотнениями, а скважин – сегментами отсутствия притока из низкопроницаемых, застойных, капиллярно защемленных зон и противоточной пропитки;
- тангенциальные напряжения, неравновесная температура, вязкость и трудность, а иногда невозможность, инверсии насыщенности и давления, установления водонефтяного контакта;
- конвективно-диффузионные сдвиговые деформации, неравновесная литология, суффозия.

Решение проблемы асимметричной фильтрации с конечной скоростью воздействия представлено в рамках блочно-однородной модели на основе уравнений Навье – Стокса. Приведены дисперсионные соотношения вынужденных и резонансных диссипативных структур сдвигового слоя фильтрации с учетом деформации пор на фронте вытеснения.

Предлагается научно обоснованная технология разработки сложных коллекторов Западной и Восточной Сибири интеллектуальными скважинами, представляющая наименьшие геологические и технологические риски. Даны результаты гидродинамических исследований скважин и расчетов технологических параметров разработки месторождений высоковязких нефтей.

Комплексирование микросейсмического и кросс-дипольного акустического мониторинга как один из эффективных инструментов для планирования и контроля разработки трудноизвлекаемых запасов

*А.В. Рубцова, Н.М. Михайлов, Р.К. Ахметьянов, Ю.А. Наумов
(Weatherford)*

Истощение активных извлекаемых запасов нефти и газа обуславливает необходимость освоения нетрадиционных запасов углеводородов, находящихся в низкопроницаемых коллекторах (сланцах), а также в ловушках со сложным геологическим строением, глубокозалегающих отложениях и др. Разработка нетрадиционных запасов предполагает интеграцию рациональных подходов и методик, позволяющих максимально увеличить прибыльность проектов.

Одним из основных эффективных инструментов для решения данной задачи является комплекс микросейсмического (МСМ) и кросс-дипольного акустического (СХД) мониторинга. В большинстве резервуаров имеются естественные трещины, вследствие чего при гидроразрыве пласта (ГРП) создается очень сложная система трещин. Наблюдение за распространением трещин при ГРП с помощью МСМ-СХД мониторинга позволяет оптимизировать дизайн ГРП, уточнить траекторию горизонтальных скважин в соответствии с локальными напряжениями, а также избежать прорывов трещин в водонасыщенные пласты, если такой риск имеется.

Первые успешные работы с использованием комплекса МСМ-СХД мониторинга в условиях Западной Сибири показали возможность его эффективного применения как для пересмотра дизайна ГРП, так и для изменения траекторий скважин. В то же время при работе в Западной Сибири существовал ряд ограничений, таких как конфигурация проекта, максимальное расстояние наблюдения и многие другие факторы, на которые необходимо обращать внимание как перед, так и во время проведения мониторинга. При проведении микросейсмического мониторинга требуется минимизировать шум на территории, прилегающей к территории исследования, чтобы получить возможность «слышать» очень слабый микросейсмический сигнал. В настоящее время проводятся исследования по оптимизации конфигурации проекта и увеличению чувствительности сейсмоприемников, что позволит регистрировать более слабый сигнал на более дальних расстояниях.

Оптимизация микросейсмического мониторинга многостадийного ГРП, повышение надежности выделения перспективных объектов за счет развития имеющихся геолого-геофизических методов геологоразведки и адаптации мировых технологий освоения трудноизвлекаемых запасов к условиям в том числе Западной Сибири являются ключевыми критериями развития нефтегазового комплекса России.

Разработка трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты. Проектирование и первые результаты

*Д.С. Смирнов, Г.М. Немирович, С.А. Корниенко
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Перспективы увеличения добычи нефти в Западной Сибири во многом связаны с вводом в активную разработку низкопроницаемых пластов-коллекторов юрских отложений. Промышленная разработка данных залежей ведется на единичных месторождениях. Однако данные эксплуатации системой наклонно направленных скважин свидетельствуют о низкой эффективности выработки запасов. Необходим поиск новых технологических решений, оправданных как технически, так и экономически. Рассмотрены проблемы разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты (пласты ЮК₂₋₉) Красноленинского месторождения.

Выполнен комплексный анализ эффективности разработки низкопроницаемого прерывистого объекта ЮК₂₋₉. Для оценки технологической эффективности реализации технологии и определения оптимальной системы разработки пластов тюменской свиты проведен ряд гидродинамических имитационных расчетов. В расчетах варьировались следующие параметры системы: тип скважин, плотность сетки, длина горизонтальной части ствола, число гидроразрывов пласта (ГРП), профиль нагнетательных скважин. Выполнены ранжирование и приоритизация участков, в том числе с учетом технико-экономического анализа, для тиражирования технологии зарезки горизонтального ствола с проведением многостадийного ГРП (ГС+МГРП). Выделены первоочередные участки в пределах Ем-Еговской площади, горно-геологические условия которых благоприятствуют реализации ГС+МГРП. Рекомендована система разработки, включающая применение добывающих и нагнетательных ГС с оптимальными параметрами системы. Полученные результаты легли в основу пилотного проекта в районе одного из кустов Ем-Еговской площади.

Реализация первого модуля пилотного проекта на Ем-Еговской площади начата в январе 2013 г. На начало июня пробурены три горизонтальные скважины, введена в эксплуатацию одна с фактической длиной горизонтального участка 650 м. В связи с технологическими сложностями в результате заканчивания удалось реализовать три операции ГРП из запланированных четырех.

Фактические начальные дебиты превышают показатели по наклонно направленным скважинам, что свидетельствует о высоких эффективности и потенциале технологии ГС+МГРП.

Особенности геологического строения пластов-коллекторов маастрихтского яруса верхнего мела Восточного Ставрополя

*Л.Г. Стулов, Д.В. Томашев
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

Объектом исследования являлись маастрихтские отложения верхнего мела Восточного Ставрополя, традиционно рассматривающиеся как один из перспективных нефтегазоносных комплексов. Однако сложность строения маастрихтского природного резервуара, а также специфические условия формирования и распространения залежей нефти обуславливают трудности поисков, разведки и разработки месторождений.

Основываясь на теоретических представлениях о формировании карбонатных пород, исследованиях карбонатных разностей маастрихтских отложений с помощью растрового микроскопа, результатах изучения коллекторских свойств известняков, проведенных ранее, модель резервуара изучаемого комплекса можно представить в виде системы, состоящей из высокопористой матрицы, которая рассечена трещинами на мелкие блоки от миллиметров до нескольких сантиметров. Залежи в известняках обладают высокой степенью несовершенства: их форма, структура и положение в основном контролируется литологическим фактором, т.е. определяются развитием трещиноватости: капиллярные и субкапиллярные трещины и поры заполнены пластовой водой, крупные микротрещины, а также все макротрещины и пустоты – преимущественно нефтью. Этим можно объяснить получение при опробовании маастрихтских отложений в пределах залежи притоков нефти с различным содержанием воды. Таким образом, основной емкостью карбонатных пород маастрихта являются трещины и пустоты выщелачивания вдоль них, что следует учитывать при подсчете запасов нефти и газа.

Связь развития трещиноватости с чистыми разностями известняков может служить одним из поисковых критериев при оценке перспектив нефтегазоносности районов и зон: чем выше содержание CaCO_3 , тем выше трещиноватость. Другими словами, зоны с повышенной карбонатностью, при прочих равных условиях, более предпочтительны как возможные коллекторы для аккумуляции нефти и газа. Повышенное содержание CaCO_3 следует также учитывать при выделении пластов и прослоев при опробовании карбонатного разреза в пределах каждой скважины.

Литолого-фациальные критерии формирования нефтекумского природного резервуара нижнего триаса Восточного Ставрополя

Д.В. Томашев
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»)

В Ставропольском крае нижнетриасовые отложения (нефтекумская свита) являются одним из главных объектов геолого-разведочных работ (ГРР), обеспечивающим основной объем прироста запасов нефти и газа.

При изучении строения природного резервуара нефти и газа очень важно знать механизм и время формирования пустот, выявить их генезис, чтобы правильно оценить тип коллектора и потенциальную возможность нефтегазонасыщенности пород. Несмотря на большой объем исследований, направленных на изучение карбонатных пород нефтекумской свиты Восточного Ставрополя, до сих пор нет единого мнения о факторах, доминировавших при их формировании. Так, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) карбонатного массива связывались в основном с тектоническим и гидрогеологическим факторами (что являлось основной концепцией при проведении ГРР), а литолого-фациальные критерии при этом не учитывались.

На основе нового подхода к пониманию геологического строения нефтекумской свиты (выделение автохтонных (биогенных), паравтохтонных и аллохтонных пород (интракластов)) предложены модели залежей нефти, находящихся в длительной разработке. Исследованиями доказано, что промышленные залежи нефти в отложениях нефтекумской свиты Восточного Ставрополя приурочены к доломитам, которые имеют вторичную природу и образовались в консолидированной породе автохтонного карбонатакопления.

Таким образом, закономерности пространственного размещения углеводородов в нефтекумской свите на исследуемой территории, а также многочисленные исследования и практика показали, что потенциалом для обнаружения промышленных скоплений нефти обладают породы автохтонного (биогенного) карбонатакопления. Ведущим фактором, обуславливающим ФЕС пород, является метасоматический процесс доломитизации известняков. Дальнейшие работы следует направить на совершенствование методов диагностики различных литотипов карбонатных пород.

Методика проявления структурно-текстурных особенностей горных пород с макроскопически скрытым, неконтрастным или слабовыраженным рисунком.

Результаты применения методики

(по материалам изучения керна на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»)

*Е.Н. Трофимова, Е.В. Алексеева, О.А. Быкова, И.А. Дроздова,
А.В. Дякина, Е.А. Медведева, Ю.А. Травина,
В.Р. Сахарова, Г.Н. Свиридова И.Л. Цесарж
(ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»)*

Одним из сложных вопросов при детальном изучении и описании керна является характеристика структурно-текстурных особенностей горных пород с макроскопически скрытым, неконтрастным или слабовыраженным рисунком. Частично данную проблему решает изучение смоченного спила породы. Однако этот способ больше подходит для пористых пород, которые при смачивании хорошо удерживают воду. Плотные и литологически неоднородные породы при смачивании увлажняются, либо высыхают неравномерно.

В 2011 г. была опробована новая технология, позволяющая на отсканированных изображениях равномерно «проявлять» макроскопически скрытый текстурный рисунок. Суть технологии «проявления» сводится к сканированию спиленной поверхности в воде. Технология позволяет равномерно и однообразно «проявить» макроскопически скрытый текстурный рисунок, делает его насыщенным и контрастным. Вода «залечивает» микроцарапины и снижает риск их образования на стекле сканера.

Применение данной технологии актуально для скальных, скрытокристаллических, криптокластических пород, особенно с темной окраской, результативно для «темных» битуминозных пород баженовской свиты.

Визуализация – еще один из плюсов отсканированных изображений. Они позволяют увидеть выделяемые литотипы, их структурно-текстурные особенности, особенно макроскопически скрытые или мелкомасштабные; сохраняют внешний вид пород, разрушаемых в процессе аналитических исследований; отображают литологические участки, которые на момент изучения описывать трудоемко или невозможно. Сравнительный анализ таких изображений дает возможность провести корреляцию между однотипными породами разных месторождений (областей, континентов), разными этапами преобразования породы и др.

За 2005-2011 гг. получены более 1500 образцов.

Восстановление последовательности залегания горных пород – отображение истинного геологического строения пластов

(по материалам изучения керна на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»)

***Е.Н. Трофимова, Е.В. Алексеева, О.А. Быкова,
И.А. Дроздова, А.В. Дякина, Е.А. Медведева,
Ю.А. Травина, В.Р. Сахарова, И.Л. Цесарж
(ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»)***

Описана технология восстановления керна, поступившего на исследования с нарушенной последовательностью залегания пород в недрах. Технология разработана в 2012 г. специалистами «СургутНИПИнефть» на основе опыта восстановления, накопленного в 1998-2012 гг. при изучении керна.

Керн является неоспоримо важным источником информации о геологическом строении, нефтеносности, свойствах горных пород продуктивных пластов Западно-Сибирской территории. К сожалению, по ряду причин керн поступает на исследования с нарушенной последовательностью залегания пород в недрах.

При изучении керна данной проблеме всегда уделялось большое внимание. Обработка керна с грубыми нарушениями укладки не имеет смысла, так как результаты его изучения в такой последовательности не привязываются к данным геофизических исследований скважин (ГИС) и не могут характеризовать конкретную часть разреза. Доля бракованного керна – это неэффективные затраты на бурение, исследования, моделирование, подсчет запасов, эксплуатацию, добычу сырья, поэтому при выявлении нарушений в процессе приема, подготовки керна к исследованиям или в процессе исследований всегда рассматривается возможность восстановления последовательности залегания пород в недрах путем состыковки, анализа литологии пласта – слоя – интервала на основе данных ГИС, профильной гаммаспектрометрии, разрезов в соседних скважинах или аналогичных пластов с других месторождений.

За последние 14 лет были использованы разные способы восстановления керна. Многие были успешны, в отдельных случаях на восстановление было затрачено много времени, в некоторых – попытки не увенчались успехом. В 2011-2012 гг. был выработан единый подход к восстановлению. Технология позволяет корректно проводить литологическое изучение и описание керна, восстанавливать истинное геологическое строение пластов. Сотрудниками НИЛ литологии по описанной технологии восстановлено более 1500 м кернового материала. Технология может быть использована в работе организаций, занимающихся изучением керна.

Оценка нефте- и газоперспективности небольшого месторождения по результатам мониторинга разработки с использованием геолого-технологической модели

*И.Н. Хакимзянов, Д.А. Разживин
(ОАО «Татнефть» ТатНИПИнефть),
Г.М. Багаутдинов (ОАО «Татнефть»)*

Рассматриваемое месторождение расположено в Оренбургской области в зоне сочленения Северо-Бузулукского и Восточно-Оренбургского нефтегазоносных районов. В тектоническом отношении месторождение приурочено к внешней бортовой зоне Муханово-Ероховского внутриформационного прогиба и частично к Восточно-Оренбургскому валобразному поднятию. Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях бобриковского горизонта и карбонатных отложениях турнейского яруса нижнего карбона. Месторождение открыто в 1971 г. по результатам электроразведочных работ, сейсморазведки МОВ и бурения десяти разведочных скважин. При составлении первого проектного документа на разработку месторождения уточнена имеющаяся и получена дополнительная информация для подсчета запасов нефти, построена геолого-технологическая модель, а также предложены виды исследований для получения необходимых дополнительных данных для оценки нефте- и газоперспективности месторождения.

Рассмотрены предложенные варианты детальной оценки нефте- и газоперспективности по результатам проведения мониторинга разработки и оценки выполнения программы исследовательских работ с помощью геолого-технологической модели месторождения. Бурение четырех скважин позволило детально уточнить представление как о размерах, так и о геологическом строении залежей.

В результате выполненных работ установлено, что при небольших размерах залежи наблюдается тенденция снижения пластового давления: каждая новая скважина вводится в эксплуатацию с меньшим пластовым давлением, чем предыдущая. Это свидетельствует о плохой связи с законтурной зоной. Забойное давление в скважинах снижено ниже давления насыщения; залежи характеризуются отсутствием достаточных энергетических ресурсов, и в период промышленной разработки необходимо предусмотреть поддержание пластового давления (закачку воды в очаговые скважины). По результатам моделирования получено значительное расхождение в геологических запасах нефти.

Рекомендован ряд мероприятий, в частности, выяснение причин обводнения скважин; проведение исследований профиля притока жидкости в связи с совместной разработкой в некоторых скважинах двух пластов; пересчет запасов нефти и уточнение коэффициента извлечения нефти.

Автоматизированные процедуры принятия решений о проведении геолого-технических мероприятий на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами

***Е.И. Хатмуллина, А.Т. Хамитов, И.Ф. Хатмуллин
(ООО «Уфимский НТЦ»)***

Одной из важнейших задач мониторинга разработки нефтяных месторождений является оперативная выработка стратегии, которая обеспечивает оптимальную динамику добычи нефти и отбора запасов. Качество управления разработкой существенно зависит от технологической эффективности планируемых геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Рассмотрена эвристическая процедура идентификации недовыработанных зон объектов с низким текущим коэффициентом извлечения нефти (КИН) и высокой обводненностью, перспективных для проведения технологически эффективных ГТМ.

Предлагаемый подход к автоматизации процедур отбора рациональных решений обобщенно можно представить в виде следующих этапов:

- выбор набора вербальных критериев, значимых для принятия решения;
- формализация критериев в терминах нечеткой логики: построение «функций желательности»;
- переход от многокритериальной задачи к однокритериальной путем создания обобщенного критерия, учитывающего экспертное понимание «оптимальности» выбираемого решения;
- картирование критериев: построение карт по заданным функциям желательности;
- картирование обобщенного критерия для последующего зонального анализа в пределах заданного уровня значимости;
- расчет оценочных дебитов в точках областей с высоким итоговым критерием желательности;
- ранжирование полученных решений по убыванию значений обобщенной функции.

Применение описанной схемы позволяет существенно ограничить область поиска объектов для проведения ГТМ.

Автоматизированные процедуры принятия решения по предложенной схеме были успешно апробированы на проблемных участках одного из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе. Объекты характеризуются высокой обводненностью скважин, большой долей бездействующего фонда при значительных остаточных извлекаемых запасах (текущий КИН – 5-10 %, средняя обводненность – 75-85 %, доля бездействующего фонда около 40 %). Полученные результаты показали приемлемый уровень надежности прогнозов при планировании зарезок боковых стволов: максимальное расхождение расчетных и фактических запускных дебитов нефти не превышает 15 %.

Геолого-промысловые особенности разработки терригенных трещиновато-поровых коллекторов на примере месторождений Западной Сибири

*А.С. Чинаров, Р.А. Рыбаков, О.А. Степанова
(ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр»)*

Весьма характерно проявляется влияние «малой тектоники» на разработку Чатылькинского месторождения Западной Сибири. Чатылькинское поднятие ограничено двумя грабенообразными прогибами, в центральной горстообразной части разреза сформировалось Чатылькинское месторождение. Разрывные нарушения представляют собой сдвиговые зоны. На керне наблюдается наличие трещин в терригенной толще, насыщение пласта под углом к напластованию.

Ярким примером, характеризующим влияние трещиноватости на работу скважин является вертикальная скв. 12, в которой получен приток безводной нефти дебитом 210 т/сут при проницаемости $3,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². В ходе проведения исследований установлено, что скважина обладает сверхсовершенной связью с пластом и в данном районе отмечаются устойчивые признаки притока к трещине. Наложение пробуренного фонда на срез куба когерентности показало, что рассматриваемая скважина находится в зоне разуплотнения. При проведении анализа отмечено наличие тесной статистической связи между закачкой и добычей жидкости по скважинам, расположенным только в направлении линий разломов, что подтверждает вывод о наличии на месторождении разветвленной сети трещин данного простирания. Можно сделать вывод, что скважины дренируют весь разрез, несмотря на высокую расчлененность. За 4 года эксплуатации на месторождении более 40 % добывающего фонда характеризуется накопленной добычей нефти более 400 тыс. т, при этом средняя обводненность составляет 18 %.

Проведенный анализ указывает на следующие особенности: зоны проявления малой тектоники тяготеют к тектоническим выступам имеющим «корни» в фундаменте; между скважинами наблюдается тесная гидродинамическая связь вдоль линий тектонических нарушений; для ряда скважин технологические показатели не могут быть объяснены в рамках представлений о поровом объеме коллектора.

Применение метода классификации в многомерном пространстве главных компонент с целью выделения объектов-аналогов продуктивных залежей месторождений

*А.С. Чинаров, Р.А. Рыбаков
(ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр»),
М.А. Токарев
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)*

Для классификации сложных геологических объектов целесообразно применение задач по распознаванию образов. Для этого используют методы главных компонент (МГК) потенциальных функций, дендрограммы, процедуру Вальда, ранговую классификацию и др. Анализ показывает, что в случае значительной корреляции признаков объектов между собой и большим числе объектов для классификации наиболее эффективен МГК.

Главные компоненты – новые переменные (оси координат), которые являются линейными комбинациями исходных измеряемых параметров, – ортонормированы и выбираются из соображения минимизации среднеквадратичной ошибки для представления заданных объектов. Главные компоненты полностью зависят от качества исходной информации. Однако распределение исходной информации таково, что каждая последующая главная компонента содержит меньше информации, чем предыдущая. Число главных компонент равно числу исходных параметров, и при анализе, используя данное свойство главных компонент, можно значительно сократить размерность рабочей матрицы. Геометрическая интерпретация результатов расчетов по МГК с целью классификации объектов разработки позволяет выделить однородные группы.

Методом главных компонент можно решить следующие задачи: отыскание скрытых, но объективно существующих закономерностей, определяемых воздействием внутренних и внешних причин; описание изучаемого процесса значительно меньшим числом главных компонент, чем число первоначально взятых признаков; главные компоненты адекватно отражают исходную информацию в более компактной форме; выявление и изучение стохастической связи признаков с главными компонентами; прогнозирование развития процесса на основе уравнения регрессии, построенного по полученным главным компонентам; классификация множества изучаемых объектов по полученным обобщенным показателям; такая классификация объектов более объективна, чем разделение при помощи отдельных исходных признаков.

Применение рассмотренной методики позволяет распределить (ранжировать) объекты относительно выбранного центра группирования. При решении различных геолого-промысловых задач за центр группирования можно принять наиболее интересный объект и найти наиболее близкие к нему аналоги по любому комплексу геолого-физических показателей.

Трехмерная геолого-технологическая модель как инструмент управления выработкой трудноизвлекаемых запасов. Примеры практического применения

*Д.Ю. Шуганова, Д.Ш. Мачукаев, А.К. Мальцев
(Roxar Services)*

Управление выработкой трудноизвлекаемых запасов сопряжено с рядом особенностей: сложное геологическое строение; детальное/дифференцированное проектирование разработок; чувствительность к рискам/неопределенностям; технологическая и инструментальная базы. Их необходимо учитывать при моделировании.

В ряде случаев трудноизвлекаемые запасы приурочены к карбонатным отложениям, характеризующимся развитой в различной степени трещиноватостью. Показано решение задачи моделирования системы трещин и прогноза добычных характеристик на примере девонской залежи месторождения А, где основной проводящей средой является неравномерно развитая по объему залежи система трещин.

Значительная часть трудноизвлекаемых запасов приурочена к объектам, находящимся на стадии разведки, опытно-промышленной эксплуатации или начальной стадии разработки. В этом случае возникает два уровня задач: 1) долгосрочные, связанные с полномасштабной разработкой объекта, увязкой с существующими объектами разработки, инфраструктуры и, как следствие, значительными финансовыми рисками; 2) краткосрочные, такие как планирование и сопровождение опытно-промышленных работ (ОПР) с учетом стратегических задач, определение очередности ввода элементов разработки и др.

Месторождение В представляет собой многопластовую систему. Углеводороды находятся в различном фазовом состоянии. По геологическому строению месторождение относится к сложным и находится на стадии опытно-промышленной эксплуатации. Представлен алгоритм разработки концепции развития месторождения с акцентом на выявление и оценку чувствительности к ключевым неопределенностям. Выработано дерево решений с рекомендациями.

Особенностью геологического строения залежи месторождения С является латеральная и вертикальная неоднородность пластов при малой изученности. Одной из целей работы являлась минимизация объемов ОПР при увеличении эффективности использования получаемой информации. Выделены геологические и технологические параметры, чувствительность добычи к которым наиболее высока. Оценена возможность получения выделенных параметров в рамках ОПР. В итоге эффективность программы ОПР повышена более чем на 20 % (оценка по вероятностным профилям добычи нефти).

К вопросу увеличения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах месторождений Пермского Прикамья

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

Месторождения Пермского Прикамья значительно различаются по геолого-физическим характеристикам и свойствам флюидов. Выбор способа воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи определяется спецификой запасов. Разработка карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Пермского Прикамья с вязкостью пластовой нефти, достигающей 100 мПа·с, характеризуется коэффициентами извлечения нефти от 0,25 до 0,30. В этих условиях актуальны вопросы оценки эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) продуктивных пластов.

Для оценки эффективности МУН, реализованных в 2007-2011 гг. на месторождениях Пермского Прикамья, использованы мгновенный и среднегодовой приросты дебита выше среднего по скважинам. Средний мгновенный прирост для технологии радиального бурения составляет 7 т/сут, для кислотных обработок – 4,5 т/сут, средний годовой прирост – соответственно 6,2 и 3,5 т/сут, что подтверждает эффективность мероприятий.

По результатам анализа МУН предложено разделить скважины на три группы в соответствии с полученными мгновенным и среднегодовым приростами: I – получены мгновенный и среднегодовой приросты (высокие остаточные извлекаемые запасы, улучшенные коллекторские свойства, низкая обводненность, стабильный прирост дебита нефти); II – получен мгновенный прирост, но не получен среднегодовой (дебит снижается до первоначального вследствие наличия остаточных извлекаемых запасов в районе скважины и низкой проницаемости отдаленной зоны пласта (ОЗП)); III – не получен прирост (низкие проницаемость ОЗП, остаточные извлекаемые запасы, пониженное пластовое давление и высокая обводненность после проведения МУН). Для каждой группы выделены параметры работы скважин, позволяющие оценить эффективность МУН.

Результаты анализа свидетельствуют о том, что скважины-кандидаты для проведения МУН должны соответствовать параметрам I группы.

С целью оценки возможного увеличения дебита после проведения МУН выполнено гидродинамическое моделирование Змеевского и Шагиртско-Гожанского месторождений.

Развитие аналитических инструментов мониторинга и планирования разработки нефтяных месторождений в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

*Е.В. Юдин, А.А. Лубнин (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
И.В. Костригин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

В настоящее время стандартом для планирования и анализа разработки месторождений является использование трехмерных сеточных гидродинамических моделей. Однако данный подход имеет ряд существенных недостатков, ограничивающих его применение в рабочем процессе добывающего общества (неопределенность в исходных данных, трудоемкость создания, адаптации и др.). Высокую актуальность приобретает разработка новых численно-аналитических методов и алгоритмов, способных, с одной стороны, исключить часть ограничений при использовании полномасштабных 3D гидродинамических моделей. Этого можно добиться путем подготовки исходных данных, отбраковки некорректных значений, сужения области неопределенности при адаптации с помощью использования численно-аналитических моделей меньших размерностей. С другой стороны, реализация данных алгоритмов с акцентом на принятие решений при разработке месторождений имеет самостоятельную ценность при низком уровне или недостатке исходной информации.

Приведены примеры разработки и внедрения специалистами геологической службы ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ООО «РН-УфаНИПИнефть» в корпоративные программы (ПК «РН-КИН», «РН-Добыча») аналитических инструментов по подготовке, фильтрации и анализу промысловой информации. Данные инструменты используются при планировании заводнения, мониторинге эксплуатационного бурения, анализе базовой добычи, оценке эффективности геолого-технологических мероприятий. Преимущество рассматриваемых аналитических методов заключается в высокой скорости расчета, а благодаря интеграции с корпоративной базой данных промысловой и геофизической информации их использование позволяет принимать оперативные решения по разработке месторождений, согласованные с данными нормальной эксплуатации, на основе физически содержательных моделей. Приведены результаты решения указанных задач, основанные на применении разработанных алгоритмов, на примере месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Разработка буровых растворов, обеспечивающих устойчивость стволов скважин при бурении в условиях аномально высокого пластового давления

***Ф.Р. Яхшибеков, Е.В. Абрамов (ОАО «Сургутнефтегаз»),
В.Д. Горгоц, Е.С. Солонина
(ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть» ТО)***

В настоящее время проблема выбора промывочной жидкости остается актуальной. Для бурения скважин с аномально высоким пластовым давлением применяются полимерглинистые утяжеленные растворы, но при этом возникают осложнения: кавернообразование, осыпи и обвалы стенок скважин.

Цель разработки новых рецептур буровых растворов – повышение устойчивости и долговечности стенок скважины при бурении за счет компенсации порового давления и снижения набухания глинистых пород. Как показала практика, для бурения таких интервалов необходимо использовать ингибирующие растворы. Были разработаны оптимальные рецептуры низкоминерализованных буровых растворов УНМБР-1 и УНМБР-2 (плотность – 1100-1600 кг/м³, пластическая вязкость – 22-25 мПа·с, условная вязкость – 30-45 с, показатель фильтрации – 7-9 см³/30 мин (по АРІ), ДНС – 100-125 дПа, СНС – 25-30/45-60 дПа, толщина фильтрационной корки – 0,4-0,5 мм, стабильность – 10-50 кг/м³). Раствор после термостатирования (100 °С) остается стабильным, и его свойства не изменяются. Для оценки ингибирующей способности раствора были проведены исследования, результаты которых показали, что в среде раствора набухание пород в 2 раза меньше, чем в воде.

В 2012 г. были проведены опытно-промышленные работы по испытанию растворов УНМБР-1 и УНМБР-2 в трех скважинах Явинлорского и пяти скважинах Ай-Пимского месторождения. В процессе бурения осложнений, связанных с осыпями и обвалами пород, не отмечено. Раствор на протяжении всего периода бурения был однородным и седиментационно устойчивым. По данным кавернометрии можно сделать вывод, что при применении растворов ствол имел практически номинальный диаметр в течение длительного периода времени.

На основании проведенных работ были разработаны временные рекомендации по приготовлению и обработке утяжеленных низкоминерализованных буровых растворов УНМБР-1 и УНМБР-2, предназначенных для первичного вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением в наклонно направленных скважинах.

Для заметок

Для заметок

Для заметок

Для заметок

Для заметок

