

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XVI научно-практическая конференция

**Геология и разработка месторождений
с трудноизвлекаемыми запасами**

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва
2016**

СОДЕРЖАНИЕ

Абрамов А.В., Бикбулатов Р.В., Колесник И.Ю., Винокуров А.Н. Группировка скважин при разбуривании куста. Техничко-экономический анализ.....	5
Аржиловский А.В., Зимин П.В., Гусева Д.Н. Локализация остаточных запасов на основе прогнозной добычи работающих скважин	6
Багаутдинов Г.М., Поленок П.В., Хакимзянов И.Н., Киямова Д.Т., Шешдиров Р.И. Повышение коэффициента извлечения нефти путем бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими остаточными запасами на примере месторождения Республики Татарстан.....	7
Байков В.А., Колонских А.В., Федоров А.И. Инновации и импортозамещение программного обеспечения при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти.....	8
Бондаренко А.В. Перспективы развития третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Пермского края.....	9
Газизова Н.В. Влияние сложного геологического строения на перспективу разработки газовых залежей Туруна.....	10
Гурбатова И.П., Мелехин С.В., Файрузова Ю.В., Чижов Д.Б. Особенности лабораторного изучения карбонатных пород-коллекторов, характеризующихся различными типами смачиваемости.....	11
Деменёв Р.А., Ержанин К.В. Опыт эффективного применения многозобойных горизонтальных скважин на одном из месторождений Западной Сибири	12
Ержанин К.В., Седельников Д.К., Тимошенко А.А. О необходимости применения модели двойной среды для прогноза показателей добычи углеводородов в отложениях доюрского комплекса на примере месторождения Томской области	13
Зорин А.М., Хусаенов А.И., Фахретдинов И.В., Писарев Д.Ю. Комплексный мониторинг эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на этапе внедрения с целью повышения эффективности их работы.....	14
Кашников О.Ю., Яночкин С.В., Левченко И.Ю., Старосветсков В.В. Особенности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти залежи пласта АС ₃ месторождения им. В.Н. Виноградова	15

Колбунов М.Г. Оценка (корректировка) величины начальных извлекаемых запасов нефти на начальной стадии разработки с учетом неоднородности нефтяных пластов по проницаемости (на примере нижнесилурийской залежи Среднемакарихинского месторождения)	16
Коровин Д.В., Уляшев В.В. Концепция развития добычи высоковязкой нефти Ярегского месторождения	17
Костич М., Поливакхо А., Антропов А., Ивич М., Стулов Л. Организация закачки CO ₂ с целью поддержания пластового давления на месторождении Rusanda.....	18
Кострыгин В.В. Перспективы развития системы разработки трудноизвлекаемых запасов с применением горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта.....	19
Лепихин Е.А., Рабцевич С.А. Планирование и оценка рисков при бурении боковых горизонтальных стволов с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях наличия трещин автоГРП на многопластовых месторождениях	20
Миропольцев К.Ф., Шакиров В.А., Соловьев В.В. Ревизия геолого-промысловых данных на разрабатываемых месторождениях и оценка перспектив в отложениях Оренбургской области	21
Наумова М.А., Балобанов Е.А. Применение технологии контроля вертикального роста трещины гидроразрыва для разработки трудноизвлекаемых запасов Восточного Ставрополя	22
Нелепов М.В., Конев И.С. Влияние тектонических факторов на эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов Ставрополя.....	23
Пестерев А.В., Мезенцев Д.Н., Тупицин Е.В. Метод анализа результатов лабораторного определения коэффициента вытеснения на керне.....	24
Петраков А.М., Фомкин А.В., Байкова Е.Н., Кузнецов М.А., Ишкинов С.М. Результаты применения системного воздействия на Аригольском месторождении.....	25
Сеничев А.В. Применение многоствольных и многозабойных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	26
Соловьёв А.В., Юдин Е.В., Фурсов Г.А. Особенности разработки и моделирования карбонатных коллекторов верхнедевонских отложений Центрально-Хорейверского поднятия Тимано-Печоры	27
Соловьев И.Б., Арутюнов Т.В. Особенности разработки глинистых коллекторов Восточного Ставрополя	28

Суфьянов К.Т., Сиротинский А.С. Подбор состава промывочной жидкости моделированием призабойной зоны вскрываемого пласта	29
Томашев Д.В., Нелепов М.В., Папоротная А.А. Моделирование геологического строения клиноформного комплекса нижнего мела на примере одного из месторождений Восточного Предкавказья	30
Топольников А.С. Расчет дебита скважины, эксплуатируемой УЭНЦ в периодическом режиме	31
Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В. Выявление элементов сдвига в колонке керна и изучение сдвиговых деформаций горных пород на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»	32
Трофимов Е.Н., Алексеева Е.В., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Дроздова И.А., Дякина А.В., Медведева Е.А., Цесарж И.Л. Деформации горных пород, которые нужно учитывать при корреляции пластов и моделировании залежей, месторождений (по материалам макроизучения керна в разрезах месторождений Западно-Сибирской территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз»)	33
Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Дроздова И.А., Дякина А.В., Медведева Е.А., Травина Ю.А., Цесарж И.Л. Технология и результаты изучения керна известняков из зоны сдвига.....	34
Харыба Е., Богатырев И., Селиванов М., Билута М., Стулов Л. Комплексный подход к выделению зон повышенной продуктивности месторождения, приуроченного к пара-метаморфизованным породам палеозойского комплекса	35
Шакиров В.А., Дерюшев Д.Е., Гнилицкий Р.А. Верхнедевонский карбонатный комплекс – перспективный объект для поиска залежей на Бобровско-Покровском валу Оренбургской области.....	36

Группировка скважин при разбурировании куста. Технико-экономический анализ

*А.В. Абрамов, Р.В. Бикбулатов, И.Ю. Колесник, А.Н. Винокуров
(ООО «РН-Уфанипинефть»)*

Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85) предписывают располагать скважины в кусте на одной прямой и ограничивают максимальное число скважин в кусте – 24, а также определяют расстояния между скважинами и группами скважин соответственно 5 и 15 м (для условий Западной Сибири). При этом в группе должно быть не более четырех скважин. Регламентированные таким образом параметры позволяют оптимизировать экономические показатели проектов освоения месторождений за счет выбора группировки скважин. Объединение скважин в группы, с одной стороны, приводит к их более плотному расположению и уменьшению объема отсыпки, с другой, – обуславливает отложенную добычу нефти из-за необходимости завершения бурения всей группы. Вследствие наличия одновременно действующих конкурирующих факторов зависимость показателей экономической эффективности от группировки скважин носит экстремальный характер. При этом влияние отложенной добычи на экономику проекта тем сильнее, чем больше начальный дебит скважин.

Задачу поиска оптимальных группировок скважин в кусте можно сформулировать в двух формах: частной и общей. Частная формулировка подразумевает постоянное число скважин в каждой группе, тогда как общая формулировка позволяет изменять это число. Очевидно, что вычислительная сложность частной формулировки значительно меньше, чем общей. Если принять максимально возможное число групп и максимально возможное число скважин в группе равными 24, то число вариантов группировок для куста из 24 скважин составит не более 576. Если принять число скважин в кусте равным N , то число вариантов в случае общей формулировки задачи составит 2^{N-1} , т.е. для куста из 24 скважин число вариантов группировок составит 8388608.

Рассмотрены все возможные группировки скважин при кустовом бурении. В зависимости от начального дебита скважин определены оптимальные с точки зрения экономической эффективности схемы объединения скважин. Выполнено сравнение эффективности найденных оптимальных группировок скважин и куста с конфигурацией шесть групп по четыре скважины. Прирост NPV за счет использования оптимальных группировок превышает 1 %.

Локализация остаточных запасов на основе прогнозной добычи работающих скважин

*А.В. Аржиловский, П.В. Зимин, Д.Н. Гусева
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

В настоящее время основные запасы нефти новых месторождений приурочены к залежам с ухудшенными коллекторскими свойствами (низкая проницаемость, высокая вязкость нефти, нетрадиционный тип коллектора). Значительная часть действующих высокопродуктивных месторождений находится на заключительной стадии разработки, характеризующейся большими объемами попутно добываемой воды и недо-стижением проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). Это связано в том числе с наличием на залежах отдельных слабодренлируемых зон, не участвующих в выработке запасов. Изменение этой ситуации позволит вовлечь в разработку ранее не дренлируемые области пласта, увеличить рентабельность добычи, снизить затраты на систему поддержания пластового давления, продлить срок эксплуатации залежей нефти, а также повысить КИН.

Для определения слабодренлируемых участков залежей создан программный модуль, позволяющий рассчитывать профили добычи и закачки по каждой действующей скважине с использованием характеристик вытеснения и уравнения материального баланса. Перед выполнением расчета выполняется настройка фазовых проницаемостей на исторический период путем подбора коэффициентов функции Кори и параметров аквифера. Выбытие добывающих скважин контролируется по обводненности и минимальному дебиту нефти. Нагнетательные скважины отключаются по критерию компенсации отбора закачкой или соотношению добывающего и нагнетательного фонда. В результате расчета оцениваются вовлечение в разработку запасов. Каждая скважина оконтуривается полигоном запасов с отражением выработанных, прогнозных и оставшихся не вовлеченными в разработку зон. Тестирование предлагаемого метода расчета на различных объектах ПАО «НК «Роснефть» показало результаты, близкие к результатам численных расчетов на гидродинамических моделях.

Повышение коэффициента извлечения нефти путем бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими остаточными запасами на примере месторождения Республики Татарстан

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

Избирательная корректировка первичной сетки скважин, запроектированной на башкирский ярус, заключается в локальном уплотняющем бурении в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщинами и значительными удельными запасами нефти. Изучена перспективность увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) Ивинского месторождения. В качестве объекта исследований выбран продуктивный пласт башкирского яруса Южно-Ржавецкого поднятия. Построена геолого-фильтрационная модель, причем в ней сохранены размеры и число ячеек геологической модели поднятия. Модель адаптирована к истории разработки. Выполнен анализ выработки запасов нефти. Построены профили распределения нефтенасыщенности и карты текущих подвижных запасов нефти.

Рассмотрены три варианта разработки с уплотнением сетки скважин от 400×400 до 100×100 м. В первом варианте предлагается дополнительно пробурить 82 скважины, при этом плотность сетки скважин (ПСС) составит 3,6 га/скв. Второй вариант отличается от первого более разреженной сеткой на периферии и в промытых зонах залежи. Третий вариант характеризуется более уплотненной по сравнению с первым вариантом сеткой в центральной части залежи (с плотностью остаточных подвижных запасов нефти не менее 1 т/м^2). Предлагается дополнительно к проектным скважинам пробурить 90 скважин, ПСС составит 3,4 га/скв.

По результатам прогнозных расчетов наилучшие технологические показатели достигаются при реализации третьего варианта.

Анализ результатов экономических расчетов без учета налоговых льгот показывает, что максимальный доход пользователя недр достигается при оптимизации ПСС по первому варианту: коэффициент увеличения нефти составляет 0,381 (при утвержденном 0,294), чистый дисконтированный доход 3,4 млрд руб.

Инновации и импортозамещение программного обеспечения при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти

***В.А. Байков, А.В. Колонских, А.И. Федоров
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

Рассмотрены некоторые подходы к разработке месторождений со сверхнизкопроницаемыми коллекторами.

Сверхнизкая проницаемость коллекторов позволяет выделить особый класс трудноизвлекаемых запасов нефти. Термин «сверхнизкая проницаемость» требует уточнения, поскольку существует несколько классификаций коллекторов по проницаемости, а также появляются новые варианты. Экспериментальные исследования по фильтрации, проведенные в ООО «РН-УфаНИПИнефть», позволили уточнить классификацию: проницаемость низкопроницаемых коллекторов составляет $(3-15) \cdot 10^{-3}$ мкм², сверхнизкопроницаемых – менее 0,03 мкм². Классификация базируется на особенностях фильтрации (отклонении от линейного закона Дарси), которые необходимо учитывать при проведении гидродинамических расчетов.

Геология сверхнизкопроницаемых коллекторов связана с клиноформным строением отложений, формирование которых проходило в условиях лавинного ритмичного бокового заполнения глубоководного морского палеобассейна. Продуктивный пласт представлен чередованием глинистых пачек и песчаных горизонтов, что обуславливает низкую проницаемость и высокую расчлененность пласта. Данный вид осадконакопления требует новых подходов к геологическому моделированию.

Проблемы, с которыми пришлось столкнуться при освоении ачимовских коллекторов, связаны с бурением горизонтальных скважин и проведением в них многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП). Выбор системы разработки осуществляется с учетом геомеханических эффектов: наличия регионального стресса и изменения напряженно-деформированного состояния пласта за счет градиента давления, т.е. с преобладающим направлением развития трещин ГРП.

Спектр новых задач требует применения геомеханического моделирования как неотъемлемой части процесса принятия решений и учета дополнительных физических факторов при геологическом и гидродинамическом моделировании. Предложены новые подходы к моделированию сверхнизкопроницаемых коллекторов. В новом цикле моделирования можно выделить три неотъемлемые части: новые подходы в геологическом моделировании, геомеханическое моделирование, учет дополнительных эффектов в гидродинамическом моделировании. Данные подходы были использованы при проектировании разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаза».

Перспективы развития третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Пермского края

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

С целью увеличения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) разрабатываемых месторождений Пермского края в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) проводятся исследования третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Для поиска и внедрения третичных МУН в «ПермНИПИнефть» реализуется интегрированный подход, включающий следующие основные этапы: анализ факторов, осложняющих вытеснение нефти из залежей; предварительный выбор МУН и первоочередных объектов/участков для их испытания; проведение полного комплекса лабораторных исследований и инженерных расчетов (в том числе технико-экономической оценки) для обоснования оптимальной технологии воздействия на пласт; реализация пилотного проекта (в том числе научно-инженерное сопровождение ОПР); анализ результатов реализации проекта с оценкой технологической и экономической эффективности; принятие решения о промышленном тиражировании технологии.

В настоящее время проведен комплекс лабораторных исследований и инженерных расчетов для внедрения технологии водогазового воздействия на пласт и технологии закачки воды с контролируемой минерализацией, осуществляется научно-инженерное сопровождение ОПР по полимерному заводнению на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Показано, что для условий месторождений Пермского края рассмотренные методы повышения КИН могут быть эффективными.

Так, в ходе ОПР по полимерному заводнению на опытном участке Москудынского месторождения:

- реализована закачка полимерного раствора (16 % порового объема пласта-коллектора опытного участка);
- установлена первоначальная эффективность технологии: увеличение работающей толщины принимающих прослоев, выравнивание фронта вытеснения вследствие снижения подвижности вытесняющего агента, прирост добычи нефти составляет 13,7 %, снижение обводненности – в среднем 2,5 % (абс.) по сравнению с соответствующими показателями базового варианта с начала ОПР.

В результате экспертной оценки перспектив тиражирования технологии полимерного заводнения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» установлено, что в случае успешной реализации данной технологии на всех выбранных объектах (увеличение КИН на 5–10 % на семи объектах семи месторождений) прирост дополнительной добычи нефти сопоставим с добычей нефти из вновь открытых месторождений с извлекаемыми запасами около 1,6–3,3 млн т, но без необходимости инвестиций в создание новой инфраструктуры.

Влияние сложного геологического строения на перспективу разработки газовых залежей Турона

Н.В. Газизова
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

В условиях перехода основных разрабатываемых газовых месторождений-гигантов на стадию падающей добычи становится особенно актуальной задача освоения газового потенциала туронских отложений. В настоящее время туронский газ составляет существенную долю запасов. Ввод в разработку газовой залежи осложнен низкими фильтрационно-емкостными свойствами и высокой расчлененностью пласта, что делает их разработку традиционными способами низкоэффективной.

При отсутствии опыта промышленной разработки важными задачами являются реконструкция фациальных обстановок, более детальное изучение строения продуктивной части туронского пласта, использование данных изучения керна и геофизических исследований скважин для построения собственных петрофизических зависимостей и достоверной геологической модели.

Отложения турона Харампурского месторождения сформировались в морских условиях, в связи с чем они почти полностью сложены глинами. Вдоль восточной периферии располагалась область мелководного моря, где накапливались глины с прослоями алевролитов – продуктивная газсалинская пачка. Туронский пласт характеризуется набором генетических признаков, свойственных мелководно-морским образованиям: присущие им текстуры, включения глауконита, наличие остатков морской фауны. Выделяются мелководно-морские фации переходной и дальней зоны пляжа. По морфологии кривых ПС в строении продуктивной части пласта можно выделить два типа разрезов: с регрессивной и трансгрессивной направленностью. Из-за сложно-циклического строения пласта нарушается вертикальная и латеральная связанность тел, пласт имеет высокую расчлененность, сильно глинизирован.

Построена геологическая модель, отражающая высокую расчлененность, наблюдаемую в скважинах. По данным моделирования и опытных работ на месторождении можно заключить, что использование наклонно направленных скважин нерентабельно. Выбран вариант размещения и заканчивания скважин, наиболее рентабельный для таких сложных геологических условий: четыре горизонтальные скважины в кусте, длина горизонтального ствола – 1000 м, проведение пятистадийного гидроразрыва пласта.

Особенности лабораторного изучения карбонатных пород-коллекторов, характеризующихся различными типами смачиваемости

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

В настоящее время лабораторное изучение кернового материала проводится по методикам, разработанным на основе многолетнего опыта исследования терригенных коллекторов, которые характеризуются сравнительно однородной структурой порового пространства и являются преимущественно гидрофильными. Сложнопостроенные карбонатные коллекторы характеризуются полимодальным распределением пор по размерам, а также широким диапазоном изменения поверхностных свойств. Применение стандартного подхода для изучения таких пород может приводить к получению некорректных петрофизических зависимостей, а следовательно, ошибкам при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений.

Рассмотрено влияние процесса восстановления поверхностных свойств пород («старение керна») и его продолжительности на результаты лабораторных исследований, в частности, на определение смачиваемости поверхности породы и характер зависимости параметра насыщения от водонасыщенности.

Определение смачиваемости выполнено двумя наиболее часто применяемыми методами: по ОСТ и по методу Амотта. Объектом исследования являлся керновый материал карбонатных отложений одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции. Изученные отложения являются коллекторами сложного типа, как по структуре пустотного пространства, так и по составу минерального скелета. После экстракции пустотного пространства органическими растворителями получены образцы с гидрофильными свойствами. Гидрофилизация поверхности в процессе стандартной экстракции вполне закономерна и связана с удалением тяжелых компонентов нефти с поверхности порового пространства. После восстановления поверхностных свойств пород было отмечено разнонаправленное изменение смачиваемости. При проведении исследований измерено удельное электрическое сопротивление образцов при различной насыщенности. Вычислен параметр насыщенности для систем пластовая вода – газ, пластовая вода – нефть, а также длительности «старения керна» в системе пластовая вода – нефть.

Полученные зависимости подтверждают процесс гидрофобизации керна в процессе старения.

Опыт эффективного применения многозабойных горизонтальных скважин на одном из месторождений Западной Сибири

*Р.А. Деменёв, К.В. Ержанин
(«Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»)*

Ухудшение структуры запасов нефти – общемировая тенденция нашего времени. По последним данным, доля трудноизвлекаемых запасов составляет 54 % всех извлекаемых запасов, сосредоточенных в месторождениях нашей страны. Разработка трудноизвлекаемых запасов сопряжена с экономическим риском, а также требует привлечения наукоемких технологий и существенных капиталовложений.

Рассмотрен один из методов разработки трудноизвлекаемых запасов – эксплуатация многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС). Официально регистрируемое бурение МЗГС ведется с 50-х годов XX века. Все крупнейшие нефтяные компании так или иначе имеют опыт строительства подобных скважин, однако широкого распространения технология не получила и зачастую применяется лишь в рамках опытно-промышленных работ. Отмечены преимущества и недостатки ЗГС. Приведен пример эффективного применения данной технологии на одном из месторождений Западной Сибири. По результатам анализа эффективности технологии определены условия применения МЗГС.

О необходимости применения модели двойной среды для прогноза показателей добычи углеводородов в отложениях доюрского комплекса на примере месторождения Томской области

*К.В. Ержанин, Д.К. Седельников
(Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики),
А.А. Тимошенко (ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Значительная часть текущих извлекаемых запасов нефти Российской Федерации (более 18 %) находится в коллекторах трещинно-порового типа. При разработке пластов данного типа зачастую наблюдаются явления, которые не могут быть объяснены на основе классической теории фильтрации в пористых средах. Это связано с процессами в системе трещин, которые существенно влияют на показатели эксплуатации скважин и являются одними из ключевых при добыче углеводородов.

Очевидно, что при 3D моделировании процессов разработки необходимы методы, учитывающие специфические особенности коллекторов трещинно-порового типа. Для их эффективной разработки необходимо определить зоны трещиноватости, размер, направление и сообщаемость трещин. Корректная оценка извлекаемых запасов и дальнейшее гидродинамическое моделирование требуют учета наличия матричной пористости и проницаемости.

На примере нефтегазоконденсатного месторождения Томской области, запасы которого сосредоточены в отложениях коры выветривания М и палеозоя М1, оценено качество прогноза показателей разработки при различных подходах к выбору типа (поровый коллектор, двойная среда) исходной геолого-гидродинамической модели. При проведении адаптации к истории разработки выявлен ряд проблем, с которыми пришлось столкнуться в модели поровой среды. В результате прогнозных расчетов в модели поровой среды не удалось добиться сходимости показателей эксплуатации скважин с историческими трендами.

Модель двойной среды позволила реализовать фактическую динамику обводнения скважин при использовании в качестве исходных данных результатов лабораторных исследований ядра по функциям относительных фазовых проницаемостей и капиллярным кривым без их последующей значительной модификации для матричной составляющей при адекватных оценках объемов запасов нефти и проницаемости трещин.

Применение упрощенных алгоритмов построения модели двойной среды позволяет более точно воспроизвести историю разработки объектов и дать более качественный прогноз показателей.

Комплексный мониторинг эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на этапе внедрения с целью повышения эффективности их работы

*А.М. Зорин, А.И. Хусаенов, И.В. Фахретдинов
(ООО «РН-Уфанипинефть»),
Д.Ю. Писарев (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Приобское месторождение является одним из крупнейших по объемам добычи активов ПАО «НК «Роснефть», а также лидером по числу инициированных опытно-промышленных испытаниям и опытно-промышленным работам. В частности, на месторождении пробурены горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП).

Рассмотрено создание комплексной системы мониторинга скважин ГС с МГРП для определения эффективности их эксплуатации. Намечены направления повышения эффективности ГС с МГРП: формирование эффективной системы поддержания пластового давления (ППД) в системе с ГС с МГРП и оптимизация дизайна МГРП.

В рамках комплексного мониторинга ГС с МГРП создана форма, в которой сводится вся информация обо всех введенных ГС, начиная от геологических параметров, параметров работы скважин и заканчивая типом применяемых пакеров и др. В этой же форме на основе фактических данных проводится оценка эффективности с учетом сопоставительного анализа с другими системами разработки.

Совокупность полученных результатов позволяет не только выявить проблемные скважины с целью планирования дальнейших мероприятий, но и обозначить наиболее важные вопросы, такие как организация эффективной системы ППД на кустах с ГС и оптимизация дизайна МГРП.

В результате проделанной работы предложена стратегия формирования системы ППД с обоснованием оптимальных сроков перевода скважин под нагнетание. Кроме того, на примере Приобского месторождения обоснованы необходимость и возможность повышения эффективности работы ГС с МГРП путем увеличения числа стадий ГРП, определены оптимальные число стадий ГРП и загрузка пропанта на скважину (стадию) для различных геологических условий.

Особенности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти залежи пласта АС₃ месторождения им. В.Н. Виноградова

***О.Ю. Кашников, С.В. Яночкин, И.Ю. Левченко, В.В. Старосветсков
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде)***

В связи со снижением добычи нефти из традиционных коллекторов в России возникает необходимость ввода в эксплуатацию не разрабатывавшихся ранее залежей с трудноизвлекаемыми запасами и низкой степенью изученности. Представлены результаты опытно-промышленных работ (ОПР) на залежи пласта АС₃ месторождения им. В.Н. Виноградова. Основной сложностью при разработке данного объекта является низкая проницаемость – менее 0,001 мкм². Проведенные в 2009–2014 гг. ОПР показали неэффективность добычи нефти системой наклонно направленных скважин. В то же время применение современных технологий бурения горизонтальных скважин и многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) позволило достичь рентабельных дебитов. Однако были выявлены связанные с этим осложнения – отсутствие ярко выраженной анизотропии горного массива, высокая начальная обводненность скважин, отсутствие эффекта от поддержания пластового давления. С целью оптимизации системы разработки были выделены три участка ОПР для оценки эффективности замены нагнетательных наклонно направленных скважин на горизонтальные, испытания различных технологий МГРП, способствующих созданию поперечных трещин, и выбора оптимального расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами. Приведены результаты ОПР, в том числе с применением таких технологий ГРП, как Modified Zipper-Frac и Texas Two Step (TTS).

Оценка (корректировка) величины начальных извлекаемых запасов нефти на начальной стадии разработки с учетом неоднородности нефтяных пластов по проницаемости (на примере нижнесилурийской залежи Среднемакарихинского месторождения)

***М.Г. Колбунов
(ООО «НК «Роснефть»–НТЦ»)***

Необходимость корректировки величины начальных извлекаемых запасов Среднемакарихинского месторождения обусловлена несоответствием извлекаемых запасов нефти залежи нижнего силура, числящихся на Государственном балансе (17 млн т) извлекаемым запасам оцениваемым по фактической динамике снижения дебитов добывающих скважин (максимальное – 5,5–6,5 млн т).

Результаты геологического моделирования нижнесилурийской залежи свидетельствуют о наличии высокой как вертикальной, так и зональной неоднородности, что, по-видимому, приведет к невысокой эффективности системы поддержания пластового давления (ППД), формирование которой находится в начальной стадии. Эффективность горизонтальных скважин проанализирована с использованием секторной модели на примере трещиноватого пласта-коллектора, представленного различными карбонатными разностями. Показано, как можно использовать полученные результаты для заложения наклонно направленных скважин, а в перспективе и многозабойных. Выходные параметры модели – это содержание основных минеральных компонентов породы, характеристика порового пространства. В литологический состав пород были включены минеральные компоненты (глина, доломит, известняк) и объемная пористость.

Указанные типы неоднородности можно оценить с помощью:

- расчета по данным трессерных исследований (материалы нужны в выработке обоснованного заключения);
- изучения коэффициента светопоглощения нефти (материалы нужны в выработке обоснованного заключения);
- исследований минерализации пластового флюида (материалы нужны в выработке обоснованного заключения);
- расчета зональной неоднородности по продуктивности по фактической работе добывающих скважин и имеющейся истории разработки нефтяных залежей.

Концепция развития добычи высоковязкой нефти Ярегского месторождения

Д.В. Коровин, В.В. Уляшев
(Центр по нефтетитановому производству (г. Ухта)
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Представлены опыт термощахтной разработки Ярегского месторождения, совершенствование способа добычи путем перехода на разработку залежи с помощью мини-шахт и его распространение на месторождения высоковязкой нефти и природных битумов.

Мнение о высокой стоимости строительства шахт и производственной опасности подземной добычи нефти не соответствует действительности. За 70 с лишним лет эксплуатации Ярегского месторождений шахтным и термощахтным способом существенных аварий, вследствие которых требовалось бы закрытие нефтешахт, не происходило. Достигнутые показатели термощахтной разработки свидетельствуют о ее высокой технологической и экономической эффективности.

Разработка месторождения ведется отдельными уклонными блоками, размер которых определяется протяженностью подземных скважин. В настоящее время месторождение разрабатывается по подземно-поверхностной системе разработки, которая характеризуется минимальным объемом горно-проходческих работ. По отработанным площадям средний коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,51 при паронефтяном отношении 2,63 т/т.

Показана возможность перехода на разработку месторождения с помощью мини-шахт. Мини-шахта представляет собой шахту с минимальным объемом проходки горных выработок, при этом в разработку вовлекаются значительные запасы. Применение мини-шахт позволит сократить проходку на 1 га разрабатываемой площади, как следствие снизить затраты на подготовку площади к разработке, ускорить ввод запасов в разработку, увеличить темп разработки месторождения. В результате затраты на термощахтную добычу могут быть снижены до уровней, сопоставимых с вложениями в добычу легкой нефти.

В последние годы интерес к добыче нефти при помощи шахт проявляют за рубежом, в частности, в США (шт. Канзас) реализован проект Fredonia Underground Drilling Facility – построена нефтешахта, пробурены пологовостоящие скважины глубиной до 2000 м и получены промышленные притоки легкой нефти.

Организация закачки CO_2 с целью поддержания пластового давления на месторождении Rusanda

*М. Костич, А. Поливакхо, А. Антропов, М. Ивич, Л. Стулов
(НТЦ НИС-Нафтогас д.о.о.)*

Нефтегазовое месторождение Rusanda расположено в Республике Сербия, в округе Средний Банат. На месторождении выделены три объекта разработки: $\text{Pg}_1, \text{J}_1, \text{K}_2^1$. Месторождение открыто в 1986 г. бурением скв. Rus-1 на объекте Pg_1 . Результаты опробования показали, что залежь является нефтегазонасыщенной. Объект введен в промышленную эксплуатацию в 1991 г. За время работы на объекте Pg_1 пробурено 10 скважин, из них в настоящее время, 2 – добывающие, 2 – нагнетательные, 3 – пьезометрические, 3 – в бездействии.

Основной особенностью залежи Pg_1 месторождения Rusanda является высокое содержание CO_2 в пластовых флюидах (до 50 % добываемого газа). Также можно отметить высокие начальное пластовое давление (37 МПа на глубине 2580 м, коэффициент АВПД – 1,4) и температуру (145 °С). Кроме того, разработка залежи осложнена трещинным типом коллектора с неравномерным распределением продуктивности пласта по площади. Связь пласта с водонапорным горизонтом отсутствует, поэтому до организации закачки газа разработка велась на режиме истощения. В процессе эксплуатации пластовое давление в залежи снизилось с 37 до 7,4 МПа, что повлекло за собой увеличение газового фактора и уменьшение добычи нефти по всем скважинам.

С целью стабилизации пластового давления в 2013 г. организована обратная закачка добываемого газа из скв. Rus-5 в скв. Rus-10. Количества закачиваемого газа было недостаточно для поддержания пластового давления. Поэтому в 2015 г. в скв. Rus-17 организована закачка дополнительного объема чистого CO_2 , получаемого на установке аминовой очистки на заводе подготовки газа Elemig. Текущая компенсация отбора закачкой составляет 127 %. В результате проведенных мероприятий удалось остановить дальнейшее снижение пластового давления и стабилизировать добычу нефти. Однако замеры 2016 г. показывают увеличение содержания CO_2 в добываемом газе до 92 %. Для снижения вероятности прорыва газа по трещинам планируется одну из нагнетательных скважин перевести под закачку воды.

В южной части Паннонского бассейна на территории Республики Сербия расположено несколько природных газовых резервуаров с высоким содержанием диоксида углерода. Опыт закачки CO_2 , полученный на месторождении Rusanda позволит компании НИС в будущем применять закачку углекислого газа в качестве метода увеличения нефтеотдачи.

Перспективы развития системы разработки трудноизвлекаемых запасов с применением горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

В.В. Кострыгин
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Оценена необходимость совершенствования традиционных систем при разработке низкопроницаемых коллекторов юрских отложений. Традиционные методы и подходы, широко опробованные на классических месторождениях и предложенные в проектных документах в начале 90-х годов XX века, оказались неприемлемыми в столь сложных геологических условиях.

В настоящее время ПАО «Варьеганнефтегаз» реализует проект бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП). Целью проекта является поиск эффективной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов. На сегодня эксплуатация ГС с МГРП ведется на 6 месторождениях, пробурено 59 скважин, как на новые участки, так и в зонах, охваченные разработкой.

Рассмотрено Северо-Хохряковское месторождение. На основном участке месторождения реализована традиционная система разработки (наклонно направленные скважины), на новом участке выделен отдельный сектор, на котором размещена 21 ГС с МГРП по однорядной системе. Показаны преимущества разработки системы ГС с МГРП. Обозначены возможные проблемы при запаздывании перевода скважин под нагнетание. По факту, выбранная технология показала высокую эффективность при разработке низкопроницаемых пластов.

Дальнейшая разработка Северо-Хохряковского месторождения связана с тиражированием технологии ГС с МГРП на неразбуренных участках. Однако текущий нефтяной кризис привнес необходимость корректировки технологии в сторону уменьшения затрат. Показана возможность существенного снижения затрат на реализацию технологии за счет замены бурения горизонтальных нагнетательных скважин с МГРП на бурение наклонно направленных нагнетательных скважин с большеобъемным ГРП без потерь технологической эффективности. Стратегия выбора оптимальной системы разработки основана на проведении многовариантных расчетов с использованием гидродинамического моделирования. Расчеты проведены в несколько этапов: 1) определение оптимального размещения горизонтальных стволов относительно регионального стресса; 2) выбор оптимального расстояния между рядами добывающих и нагнетательных скважин; 3) определение наиболее благоприятного соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Всего рассчитано 30 вариантов. В результате для реализации выбран вариант с наилучшей технико-экономической оценкой – однорядная система разработки с горизонтальными добывающими и наклонно направленными нагнетательными скважинами, расстояние между рядами – 400 м, соотношение добывающих и нагнетательных скважин – 1/1,5, расположение – вдоль максимального стресса.

Планирование и оценка рисков при бурении боковых горизонтальных стволов с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях наличия трещин автоГРП на многопластовых месторождениях

*Е.А. Лепихин, С.А. Рабцевич
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Современное состояние нефтедобывающей отрасли характеризуется переходом большинства крупных месторождений на позднюю стадию разработки, характеризующуюся высокой степенью обводненности продукции и повышением доли трудноизвлекаемых запасов. Одним из способов повышения эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов и выработки остаточных запасов нефти является оптимизации системы разработки путем резки боковых горизонтальных стволов с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (ЗБГС с МГРП).

Планирование ЗБГС с МГРП на многопластовых месторождениях, разрабатываемых единой сеткой скважин, предполагает: оценку рентабельности бурения бокового наклонно направленного ствола, вскрывающего несколько пластов или объектов разработки, в сравнении с ЗБГС для одного пласта; определение энергетического и напряженного состояний пласта; наличие остаточных извлекаемых запасов. В низкопроницаемые коллекторы жидкость закачивается при высоких давлениях нагнетания, что приводит к развитию в продуктивных пластах трещин автоГРП. Учет геометрии таких трещин в зоне планируемой ЗБГС также является одним из ключевых факторов, влияющих на эффективность мероприятия. В модуле «Прокси-модель» корпоративного программного комплекса «РН-КИН» (2D гидродинамическом симуляторе с автоматическим подбором коэффициента продуктивности) задача определения наиболее вероятной геометрии трещин автоГРП успешно решается.

На основании проведенного анализа рассчитывается эффективность ЗБГС с МГРП с выдачей начальных параметров и программы исследований, для снижения возможных рисков при бурении.

Рассматриваемый подход к планированию ЗБГС с МГРП на ключевых месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» применяется с 2015 г. Из 12 ЗБГС с МГРП, подобранных таким образом, лишь в одном случае начальный дебит нефти отличается от прогнозируемого более чем на 30 %.

Ревизия геолого-промысловых данных на разрабатываемых месторождениях и оценка перспектив в отложениях Оренбургской области

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

В настоящее время основной задачей на всех зрелых месторождениях является поддержание добычи на плановом уровне за счет восполнения ресурсной базы. Месторождения Оренбургской области, добыча на которых ведется с 1938 г., не являются исключением. Основной прирост добычи отмечался с 2003 г., достиг максимума в 2011 г. Однако интенсивная разработка привела к истощению месторождений и снижению годовой добычи. В связи с этим вопрос восполнения минерально-сырьевой базы активных запасов и увеличение добычи нефти является крайне актуальным. Интерес представляют работы по доразведке месторождений с целью поиска пропущенных залежей.

На конец 2015 г. доразведка осуществлялась на 68 месторождениях, анализ перспективности пластов проводился по всему палеозою. Всего с признаками нефти по геологическим данным обнаружено 359 интервалов (геологические запасы – от 10 тыс. т и более). Число новых предполагаемых залежей с промышленными запасами в настоящее время составляет 228.

Ранжирование прогнозных залежей выполнено с использованием параметров, непосредственно влияющих на добычные характеристики (пористость, $K_{п}$, эффективная толщина коллектора, $H_{эфф}$ и геологические запасы). К 1 рангу отнесены залежи с $H_{эфф} > 4$ м, $K_{п} > 15$ % и геологическими запасами более 500 тыс. т, к 3 рангу – объекты с $H_{эфф} < 2$ м, $K_{п} < 10$ % и запасами менее 100 тыс. т. Остальные объекты отнесены ко 2 рангу. Общий прирост геологических ресурсов составляет 113,6 млн т. После исключения нерентабельных залежей 3 ранга (5 млн т) объем геологических запасов с учетом коэффициента успешности освоения (50 %) составляет 50,8 млн т. Средневзвешенный коэффициент извлечения нефти по всем разрабатываемым месторождениям – 0,490, следовательно извлекаемые запасы – 24,9 млн т. Эти запасы следует рассматривать как стратегический резерв.

В 2014–2015 гг. в рамках работы по поиску пропущенных залежей на государственный баланс поставлены запасы (геологические/извлекаемые) 18 залежей в объеме 12,5/5,2 млн т. В настоящее время накопленная добыча нефти по залежам, которые ранее причислялись к пропущенным, составляет порядка 1 млн т.

Углубленный анализ, выполненный с целью оценки потенциала месторождений ПАО «Оренбургнефть», позволил уточнить стратиграфический диапазон нефтегазонасыщенности и сформулировать задачу целенаправленного поиска залежей. Основные перспективы поиска пропущенных объектов связаны с отложениями нижнего карбона.

Применение технологии контроля вертикального роста трещины гидроразрыва для разработки трудноизвлекаемых запасов Восточного Ставрополя

*М.А. Наумова, Е.А. Балобанов
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

В настоящее время значительная часть запасов сосредоточена в низкопроницаемых коллекторах. Большинство нефтяных месторождений Ставропольского края находится на заключительной стадии разработки, характеризующейся ростом обводненности продукции, что значительно осложняет процесс добычи нефти и требует особых подходов к повышению уровня добычи нефти и снижению обводненности.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных способов повышения производительности скважин, поскольку не только обеспечивает интенсификацию выработки запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к разработке слабо дренируемые зоны и прослой, и, следовательно, достичь более высокого коэффициента извлечения нефти (КИН).

Основные ограничения на применение ГРП относятся к водонефтяным и газонефтяным зонам, где проведение операции может вызвать ускоренное конусообразование и резкий прорыв воды и газа в скважине, а также к истощенным пластам с низкими остаточными запасами и нефтенасыщенным линзам очень малого объема, где ГРП не окупается.

Существенное расширение области применения ГРП и рост числа операций в течение последнего десятилетия связаны с интенсивным развитием технологий проведения работок.

К новым эффективным методам следует отнести технологию контроля вертикального роста трещины ГРП, заключающуюся в создании искусственного барьера и последующей закачке жидкостей ГРП. Рассмотрен опыт применения технологии J-Frac на Советском месторождении. Ее внедрение решило проблему контроля высоты трещины в условиях риска несдерживаемого роста трещин.

На основании обобщенной информации проведен анализ ГРП по технологии Кварц-микс на месторождениях Ставропольского края. Исследовано изменение обводненности после проведения ГРП Кварц-микс и достижения расчетного дебита нефти. Данный метод может быть рекомендован для реализации на месторождениях нефти и газа эксплуатируемых ООО «РН-Ставропольнефтегаз» в целях совершенствования технологий интенсификации добычи и увеличения КИН.

Влияние тектонических факторов на эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов Ставрополя

*М.В. Нелепов, И.С. Конев
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

К трудноизвлекаемым запасам Ставропольского края можно отнести глинистый низкопроницаемый комплекс палеогеновых отложений (хадумиты), карбонатные отложения верхнего мела (писчий мел) и глинисто-карбонатные отложения среднего и нижнего триаса (рифогенный генезис). Эти отложения залегают выше или ниже традиционных залежей и имеют крайне низкую изученность. Для этих отложений также характерна зависимость продуктивности от трещиноватости коллектора. С целью получения дополнительной информации, касающейся всей продуктивной толщи, проведен комплексный анализ влияния тектонических факторов на эффективность разработки наиболее изученных пластов.

Стандартная карта разработки дает слабое представление о распределении добычи нефти по площади, распределение добычи кажется равномерным. По накопленной добыче скважины были разделены на три класса: с низкой, средней и высокой добычей. Линии, соединяющие между собой скважины с высокой добычей, имеют субмеридианальное и субширотное направление. Эти линейные зоны выделяются на всех пластах месторождения, в большей или меньшей степени в зависимости от числа скважин, участвующих в разработке пласта. Похожий рисунок линейных зон можно увидеть на схеме глубинных разломов, а также на карте линеаментов поверхности. Эти факты позволяют сделать предположение о связи накопленной добычи нефти по скважинам месторождения с тектоническими нарушениями осадочного чехла. Недавние сейсмические исследования 3D, проведенные на территории месторождений Ставропольского края, показали наличие сети низкоамплитудных разрывных нарушений в продуктивном разрезе, а в описаниях образцов кернa всех продуктивных пластов месторождения регулярно указывается на наличие трещин в их строении. Низкоамплитудные разрывные нарушения носят субвертикальный характер. Они прослеживаются от фундамента и до дневной поверхности и образуют зоны повышенной трещиноватости и улучшенных коллекторских свойств.

Результаты проведенного анализа можно использовать для повышения эффективности проектирования геолого-технических мероприятий и прогноза дебитов нефти выше или ниже по разрезу в пластах с трудноизвлекаемыми запасами. Трещинную составляющую коллектора следует учитывать при моделировании продуктивных пластов.

Метод анализа результатов лабораторного определения коэффициента вытеснения на керне

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

В связи с переходом многих крупных месторождений в завершающую стадию разработки для поддержания объемов добычи нефти в эксплуатацию вводятся мелкие месторождения. При подсчете извлекаемых запасов таких залежей одной из основных проблем является недостаточный объем кернового материала из-за малого отбора последнего. Поэтому оценка коэффициента вытеснения нефти водой без проведения лабораторных исследований является актуальной задачей.

В качестве критерия для применения результатов определения коэффициента вытеснения по месторождениям-аналогам предложен фильтрационный параметр, определяемый как соотношение эффективной и абсолютной проницаемости для воды. На основе зависимости коэффициента вытеснения от фильтрационного параметра для продуктивных отложений в пределах крупного структурно-тектонического элемента, при выдержанных литолого-фациальных условиях формирования осадков, выполняется анализ тренда для выявления аномальных значений.

Обобщены результаты лабораторного определения коэффициента вытеснения нефти водой в термобарических условиях за 2004–2015 гг. Апробация предлагаемого критерия проведена на выборке из 53 образцов керна терригенных верхнеюрских отложений 30 месторождений Томской области. Проницаемость для газа изменяется от 0,001 до 0,0171 мкм² и пористость – от 13 до 19,4 %.

В результате проведенных исследований установлено, что предлагаемый фильтрационный параметр не зависит от петрофизических свойств образца керна, что обуславливает необходимость проведения фильтрационного эксперимента. Анализ результатов выявил коэффициенты вытеснения, отличающиеся от тренда по региону, для которых требуются дополнительные исследования.

Таким образом, разработан способ, позволяющий повысить достоверность результатов лабораторного определения коэффициента вытеснения нефти водой. Предлагаемый подход снижает риск ошибки при распространении параметров для подсчета запасов на месторождения-аналоги.

Результаты применения системного воздействия на Аригольском месторождении

*А.М. Петраков, А.В. Фомкин, Е.Н. Байкова (АО «ВНИИнефть»),
М.А. Кузнецов, С.М. Ишкинов
(ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)*

На современном этапе развития нефтяная промышленность характеризуется ростом добычи жидкости и обводнением добываемой продукции, с одной стороны, и увеличением удельных затрат на подъем жидкости и нефти, с другой. К настоящему времени большинство месторождений Западной Сибири вступило на позднюю стадию разработки, что значительно осложняет процесс добычи нефти и требует особых подходов к увеличению уровня добычи нефти и снижению обводненности.

Основная залежь пласта ЮВ₁¹ Аригольского месторождения введена в разработку в 2000 г. Средняя проницаемость пласта ЮВ₁¹ составляет $0,14 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя пористость – 0,18, средняя нефтенасыщенная толщина – 11,4 м, расчлененность – 4,6). Обводненность продукции в 2015 г. достигала 93,8 % при отборе от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) менее 65 %. Основными причинами высокой обводненности продукции скважин на месторождении является применение большеобъемных гидро-разрывов пласта (ГРП) в добывающих скважинах с 2004 г., а также опережающее вытеснение по высокопроницаемым прослоям.

Для повышения эффективности разработки предложено провести системное воздействие на пласт с применением обработок нагнетательных и добывающих скважин выделенного опытного участка, включающего 21 добывающую и 7 нагнетательных скважин. Дебит нефти на одну скважину по участку составлял 6,7 т/сут, жидкости – 256 т/сут, обводненность – 97,4 %, отбор от НИЗ – 0,804. На основании разработанной программы системного воздействия обработано 7 нагнетательных и 3 добывающих скважины с использованием технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) и ограничения водопритока (ОВП).

Дополнительная добыча нефти за анализируемый период (6 мес после обработки) составила 1937 т (эффект продолжается) при сокращении отбора попутно добываемой воды на 82606 т, что особенно важно при разработке месторождений на поздней стадии. Кроме того, показана устойчивость системной технологии к незапланированным негативным факторам, что позволяет ее применять в широком диапазоне геолого-технологических параметров.

Применение многоствольных и многозабойных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

А.В. Сеничев
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми)

Технология бурения и эксплуатации многозабойных (МЗС) и многоствольных скважин (МСС) показала свою эффективность на месторождениях Западной Сибири, Татарстана, Башкирии и за рубежом. Области эффективного применения МЗС являются низкопроницаемые коллекторы, многопластовые залежи, неоднородные расчлененные пласты, залежи, осложненные водонефтяными (газонефтяными) контактными зонами при отсутствии или малой толщине плотных перемычек, залежи тяжелой и вязкой нефти, залежи на поздней стадии эксплуатации и с низким пластовым давлением. МСС с одним или несколькими боковыми стволами рекомендуют применять при наличии подземных и наземных ограничений на строительство скважин, снижении объемов бурения без изменения проектной сетки и для залежей, запасы которых нерентабельно разрабатывать по самостоятельной сетке скважин.

Обобщен опыт применения МЗС и МСС. Оценен потенциал бурения таких скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Сформированы предложения для применения технологии бурения МЗС и МСС, проведена оценка внедрения технологии МСС для оптимизации сетки скважин на примере выбранного месторождения.

Ранее на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» опыт бурения МЗС отсутствовал. В результате анализа для внедрения МЗС выделено 16 объектов на 12 месторождениях. Две скважины уже пробурены и находятся в эксплуатации – дебиты жидкости и нефти выше дебитов ближайших горизонтальных скважин на 30 %.

В 2010–2014 гг. на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» пробурено пять МСС. Увеличение дебита жидкости составило от 1,8 до 19,4 раз. Однако отмечен ряд проблем: несовершенство конструкции и недостаточная надежность оборудования, невозможность одновременно-раздельной эксплуатации, раздельного учета продукции по объектам и проведения гидродинамических исследований. Из-за низкой экономической эффективности (высокая аварийность бурения и заканчивания скважин, длительные сроки строительства, высокая стоимость оборудования и сервиса) опытно-промышленные работы (ОПР) по строительству МСС были временно приостановлены. Подготовлен также минипроект по замене ряда горизонтальных скважин на одном из месторождений на многоствольные. Дальнейшая перспектива работ в данном направлении будет зависеть от результатов ОПР.

Особенности разработки и моделирования карбонатных коллекторов верхнедевонских отложений Центрально-Хорейверского поднятия Тимано-Печоры

***А.В. Соловьёв (АО «ВНИИнефть»),
Е.В. Юдин (АО «Зарубежнефть»),
Г.А. Фурсов (ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»)***

Обобщен опыт АО «Зарубежнефть» по разработке карбонатных коллекторов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Детально рассмотрен пошаговый подход к моделированию карбонатных коллекторов, выделены ключевые факторы, влияющие на эффективность разработки, и определены диапазоны их влияния. Дан краткий обзор реализуемых в настоящее время на месторождениях компании проектов по повышению нефтеотдачи гидрофобных коллекторов и коллекторов со смешанной смачиваемостью.

Рассмотрены ключевые особенности и проблемы, связанные с планированием разработки карбонатного трещиновато-порового коллектора, на примере месторождений Центрально-Хорейверского поднятия. Продуктивные пласты месторождений представлены карбонатными коллекторами, характеризующимися трещиновато-поровой структурой пустотного пространства, гидрофобностью матрицы, а также наличием активной подошвенной воды. Промышленная эксплуатация месторождений началась в 2010 г., в настоящее время ведется активное бурение. За время эксплуатации выявлена тенденция к существенному отклонению фактических показателей разработки от планируемых. Это обусловило необходимость проведения комплексных исследований.

На примере месторождений Центрально-Хорейверского поднятия выделены ключевые факторы, влияющие на эффективность разработки трещиновато-поровых пластов (смачиваемость, емкость вторичной пустотности, параметры трещиноватости, граничные значения коллекторов и др.). Отмечены особенности проведения лабораторных и геофизических исследований для их идентификации. Отдельное внимание уделено инженерным методам, основанным на анализе данных эксплуатации скважин и промысловых геофизических исследований, для оценки параметров карбонатного пласта. В результате выполненных работ сформирована программа геологотехнических мероприятий, определена оптимальная система разработки для рассматриваемых месторождений, рассчитаны коэффициенты извлечения нефти.

Приведены результаты лабораторных исследований и опытно-промышленных работ по повышению нефтеотдачи гидрофобных и коллекторов со смешанной смачиваемостью: закачка ион-модифицированной воды, ПАВ-щелочное заводнение.

Особенности разработки глинистых коллекторов 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.

В условиях снижения добычи нефти из высокопродуктивных коллекторов нижнего и верхнего мела все более актуальным становится вопрос о разработке низкопроницаемых, низкорентабельных пластов. К данному типу коллектора относятся залежи в битуминозных аргиллитах нижнемайкопского резервуара, приходящиеся на олигоценый отдел палеогеновой системы. Аргиллитоподобные глины – нетрадиционный тип коллектора нефти, отличающийся от терригенных (поровых) и карбонатных (трещинноватых, кавернозно-трещинноватых) коллекторов. Согласно современным представлениям к аргиллитоподобным глинам на Северном Кавказе относятся хадумская и баталпашинская свиты, составляющие нижнюю часть майкопской серии. Пустотное пространство пород представлено первичными порами матрицы и вторичным межплитчатыми, а также межлистоватым пространством. Олигоценовые отложения по свойствам (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 палеогеновых 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 олигоценовых продуктивных отложений. На основании обобщенной информации разработана система размещения скважин, предложено бурение горизонтальных добывающих скважин с проведением в них многостадийных гидродразрывов пласта, что позволит более полно извлекать углеводороды.

Подбор состава промывочной жидкости моделированием призабойной зоны вскрываемого пласта

К.Т. Суфьянов
(Уфимский гос. нефтяной технический Университет),
А.С. Сиротинский (ООО «РН-Уфанипнефть»)

Одной из главных задач при бурении нефтяных и газовых скважин является качественное первичное вскрытие продуктивного пласта. С целью совершенствования первичного вскрытия пласта необходимо изучать процессы взаимодействия и взаимосвязи свойств промывочных жидкостей и горных пород. При исследовании этих процессов применяется, как правило, физическое моделирование, но некоторые особенности взаимодействия фильтратов и горных пород в пористом пространстве можно изучить, и не прибегая к достаточно затратным исследованиям, средствами компьютерного математического моделирования.

Количество инфильтрата, проникшего в пласт при его вскрытии, определяется из формулы Дююи. Предложенная модель забоя – цилиндрический пласт с совершенным его вскрытием вертикальной скважиной. Используемые в модели зависимости вязкости промывочной жидкости от ее концентрации определялись на вискозиметре ВСН-3, поверхностного натяжения от концентрации ПАВ (ОП-10) – на сталагмометре.

В результате более 20000 расчетов с различными комбинациями параметров промывочных жидкостей и породы забоя сделаны следующие выводы:

1. Созданная на основе программы Eclipse (Shlumberger) модель адекватно отражает параметры фильтрации промывочных растворов в призабойной зоне, что подтверждено расчетами и физическим экспериментом (на модернизированной УИПК-1М).
2. Из трех видов моделируемых промывочных жидкостей наиболее эффективным для вскрытия пласта является полимерный раствор.
3. Увеличение концентрации полимера «Ксантан» в растворе (более 3 кг/м³) экономически неэффективно. Оптимальная концентрация ПАВ ОП-10 в промывочной жидкости составляет 1,5 %.

Моделирование геологического строения клиноформного комплекса нижнего мела на примере одного из месторождений Восточного Предкавказья

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

При проектировании разработки, а также при пересчете запасов углеводородов нефтяных залежей нижнего мела авторы столкнулись с массой противоречивых проблем, что позволило отнести изучаемые отложения к объектам с трудноизвлекаемыми запасами.

В ходе пересмотра материалов геофизических исследований скважин (ГИС), а также результатов опробований и испытаний отмечен хаотический характер исходных данных о VIII пласте аптского яруса нижнего мела одного из месторождений Восточного Предкавказья. Так, выше принятого водонефтяного контакта (ВНК) получены притоки как нефти, так и чистой воды. Кроме того, на некоторых залежах наибольшие суммарные отборы отмечаются в краевых скважинах, тогда как в центральных скважинах с учетом влияния процесса разработки получены притоки воды, что не укладывается в рамки принятой ранее пластово-сводовой модели строения. Сделано предположение о клиноформном строении этих объектов. Исследования включали несколько этапов: создание концептуальной модели, детальную перекорреляцию изучаемых пластов, анализ флюидной модели, структурное моделирование, моделирование свойств пласта.

При детальном изучении клиноформный комплекс аптского яруса разделен на литологически однотипные циклиты VIII₁, VIII₂, VIII₃ и VIII₄, разделенные глинистыми перемычками, сформировавшимися в условиях высокого стояния уровня моря и дефицита осадков и обеспечивающими гидродинамическую разобщенность циклитов.

При принятой традиционной модели пластового залегания VIII пласта достаточно сложно было обосновать положение ВНК по имеющимся данным опробований и испытаний, а также данным о характере насыщения коллекторов по материалам ГИС. Клиноформная модель строения изучаемых отложений позволила объяснить резкие различия характера насыщения коллекторов с близкой гипсометрией на коротких расстояниях. Одна скважина может вскрывать несколько песчаных тел, относящихся к разным клиноформам. При этом в рамках одного пласта в шельфовой части и на склоне выделяются отдельные несвязанные залежи с разными отметками ВНК.

Таким образом, предлагаемая концептуальная модель, предполагающая клиноформное строение отложений нижнего мела, позволяет адекватно восстановить историю разработки залежей, а также дает возможность объективно пересчитать запасы нефти исследуемых отложений. Опыт использования клиноформной концепции строения VIII пласта нижнего мела позволит в дальнейшем выполнять аналогичные работы и на других месторождениях Восточного Ставрополя.

Расчет дебита скважины, эксплуатируемой УЭНЦ в периодическом режиме

А.С. Топольников
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

При разработке низкопроницаемых коллекторов с проведением гидравлического разрыва пласта (ГРП) достаточно часто наблюдается кратное снижение притока после нескольких месяцев эксплуатации скважин. Если скважина эксплуатируется УЭЦН, то в этих условиях приходится либо заменять насос на меньший типоразмер, либо переходить к периодическому режиму эксплуатации. Во втором случае актуальной становится задача корректного определения дебита скважины, потому что поступление жидкости на поверхность происходит не в постоянном режиме, а только в периоды откачки во время периодического включения насоса.

В последние годы на механизированном фонде скважин активно внедряются термоманометрические системы, которые позволяют осуществлять в режиме реального времени замеры характеристик многофазного потока и контролировать параметры оборудования. Предлагаемый способ расчета дебита скважины основан на показаниях датчика давления, устанавливаемого на приеме насоса, в начале и конце цикла откачки. По показаниям датчиков рассчитывается объем жидкости, накапливаемой в затрубном пространстве скважины во время цикла накопления. Если предположить, что средний приток из пласта за время откачки и накопления не изменяется, то можно рассчитать средний дебит скважины, работающей в периодическом режиме. Сравнение с промысловыми данными на одном из месторождений Западной Сибири показало, что указанный способ определения дебита с приемлемой погрешностью (не более 1 м³/сут, или 10 %) позволяет рассчитать дебит скважин, оборудованных УЭЦН в периодическом режиме работы.

Повышение точности расчета дебита для скважин, эксплуатируемых в периодическом режиме, позволит улучшить мониторинг работы насосного оборудования. Последнее дает возможность оптимизации длительности циклов накопления и откачки, что обеспечит увеличение дебита и снижение рисков отказа погружного оборудования.

Выявление элементов сдвига в колонке керна и изучение сдвиговых деформаций горных пород на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»

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

Изучение тектонических деформаций имеет важное практическое значение для нефтяных компаний. Керн является основным источником информации о тектонических деформациях горных пород. Выявление и изучение элементов сдвига в колонке керна – актуальное направление изучения строения Западно-Сибирского нефтегазосносного района, важное для поиска, моделирования и разработки месторождений. Приведены история развития, методы и результаты реализации данного направления в ОАО «Сургутнефтегаз».

Изучение сдвиговых деформаций в колонке керна ограничено многими факторами, в первую очередь малой объемностью. Представлен ряд прикладных научно-технологических решений, разработанный и применяемый в ОАО «Сургутнефтегаз» как способ изучения деформаций горных пород в недрах месторождений нефти и газа по колонке керна. Научная и практическая результативность способа показана на примере научно-исследовательской работы 2015 г. «Элементы сдвига в зонах нефтерудопроявления», озвученной на нескольких научных конференциях. Применение способа на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» позволило выявить и изучить различные элементы сдвига на разных уровнях; обнаружить связь между сдвиговой тектоникой и полезными ископаемыми; изменить представление о масштабе и географии сдвиговых деформаций. При комплексном и многоуровневом литологическом изучении керна получена новая, практически значимая информация о сдвиговой тектонике Западной Сибири. Наличие нефтеносности вдоль сдвиговых путей скольжения может свидетельствовать о зарождении углеводородов в процессе стресс-метаморфизма. Наличие тектонитов в пограничной зоне чехол – фундамент является результатом сдвиговой тектоники и согласуется с геодинамическим понятием «трансламинация». Геологически скрытый рисунок сдвига, обусловленный шрамоподобными линиями-рассечениями, преимущественно диагонального направления, пересечение которых образует сетчато-блоковую делимость пород, наблюдается в продуктивных пластах месторождений Западной Сибири на разных стратиграфических уровнях.

Способ может быть использован другими недропользователями для расширения комплекса исследований при изучении сдвиговых деформаций на месторождениях нефти и газа.

**Деформации горных пород,
которые нужно учитывать при корреляции пластов
и моделировании залежей, месторождений
(по материалам макроизучения керна в разрезах месторождений
Западно-Сибирской территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз»)**

*Е.Н. Трофимова, Е.В. Алексеева, Е.В. Артюшкина, О.А. Быкова,
И.А. Дроздова, А.В. Дякина, Е.А. Медведева, И.Л. Цесарж
(«СургутНИПИнефть»)*

Анализ фотоизображений керна показал, что во многих интервалах бурения присутствуют участки, где горные породы в той или иной степени деформированы. Предпринята попытка охарактеризовать основные типы деформаций, которые нужно учитывать при корреляции пластов в межскважинном пространстве, при моделировании залежей, месторождений.

Разрывные деформации с субпослойными плоскостями смещения. Тектонические разрывы, как и складки, необычайно разнообразны по форме, размерам, величине смещения и другим параметрам. Среди выделяемых типов особое место занимают разрывы с горизонтальными плоскостями смещения или сдвиги, особенно когда смещение происходит вдоль слоев горных пород. Изучение текстурного рисунка керна 74_4_6 пласта АС₁¹ на разнонаправленных спилах показал, что если в тонкослойной толще вдоль горизонтальных разрывов не фиксируются маркеры смещения, то разрывы выглядят как согласные или несогласные элементы (слойки, микрослойки) слоистости. В толстослойной толще определить их в керне можно только при наличии гляцевых и матовых поверхностей скольжения с царапинами и штрихами. Анализ морфологии слоистости и разрывов изученного текстурного рисунка керна позволили сформулировать следующий вывод. Разрывные деформации с субпослойными плоскостями смещения являются показателями тектонических движений. Смещения на 4 см в 8-ми сантиметровой колонке керна могут быть отражением смещений на 4 км в 8-км участке месторождения.

Пластические деформации с лежаческладчатыми и флексурными перегибами. Осадочные отложения в зависимости от литологического состава и физико-механических свойств по-разному реагируют на проявления тектонического напряжения, образуя различные, по-видимому, свойственные лишь этим породам, формы пластических деформаций. В процессе изучения текстурных особенностей горной породы на поверхности керна видны только мелкие (< 0,1 м) пластические деформации или фрагменты мезодеформаций (0,1–50 м), из которых лишь отдельные могут быть реконструированы и проинтерпретированы корректно. Реконструкции по керну 48_2_06, 47_4_07, 62_9_10 позволили сформулировать следующие выводы. Пластические деформации с лежаческладчатыми и флексурными перегибами более чем в 2 раза увеличивают мощность деформированных отложений, особенно в продуктивных участках пластов. Отложения с флексурными перегибами имеют более крутой наклон, чем слоистость горных пород. В толще с наклоном более 25–30° при расстоянии между скважинами 200 м коррелируемые участки могут смещаться по вертикали на 100 м и более. Главной особенностью мезомасштабных пластических деформаций в зоне перегибов является субпараллельная линейность структурных слоев, которая на крыльях схожа с линейно-параллельной (горизонтальной) слоистостью или слоичатостью осадочных горных пород.

Технология и результаты изучения керна известняков из зоны сдвига

***Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина, О.А. Быкова, И.А. Дроздова,
А.В. Дякина, Е.А. Медведева, Ю.А. Травина, И.Л. Цесарж
(«СургутНИПИнефть»)***

Известняки относятся к наиболее проблемной категории горных пород по трудности бурения и отбора керна. КERN № 7 пласта М поступил в виде кусков, беспорядочно сваленных в ячейках ящика. Большинство кусков было представлено «плитками» и «гальками», ограниченными разрывными нарушениями и поверхностями скольжения. Нестандартный вид керна требовал нетрадиционного подхода к его изучению. В связи с чем к данному объекту впервые была применена технология, которая, опираясь на «Методику изучения органогенных известняков», прорабатывалась в процессе изучения.

Технология изучения состоит из 11 этапов: 1) изучение и сортировка керна по стыкам и литотипам; 2) соединение разрозненных кусков керна, нанесение линии распиловки; 3) продольная распиловка керна; 4) фотографирование в дневном и ультрафиолетовом свете; 5) изучение керна с использованием микроскопа; 6) выделение образцов по литотипу; 7) распиловка образцов на параллельные плитки; 8) протравливание одной плитки у каждого образца 5%-ным раствором HCl до выглаженной поверхности в кальцитовых участках; 9) сканирование спилов в сухом виде и в воде; 10) детальное изучение изображений; 11) детальное изучение и фотографирование спилов под микроскопом.

Результаты изучения зафиксированы большим объемом изображений и скомпонованы в пяти разделах. Наличие кливажных «галек» или литонов, ограниченных разрывными нарушениями и поверхностями скольжения, указывает на то, что керна отобраны из зоны тектонического сдвига. Керна № 7 представлен известняком органогенно-детритовым с фрагментарной доломитизацией и рекристаллизацией (рафинирование, гранулирование). Однотипность тектонических микроразрывов в доломитах массива и в известняках зоны сдвига подтверждает их тектоническую связь. Наличие зоны сдвига в разрезе доюрского комплекса согласуется с представлениями о региональном характере деформаций, связанных с крупным левосторонним сдвигом, имеющим простирание с юго-востока на северо-запад. Наличие маломощных участков керна «галечного» и плитчато-сланцеватого вида в разрезе продуктивной части пластов группы М предполагает зоны сдвига внутри карбонатных массивов.

Комплексный подход к выделению зон повышенной продуктивности месторождения, приуроченного к пара-метаморфизованным породам палеозойского комплекса

*Е. Харыба, И. Богатырев, М. Селиванов, М. Билута, Л. Стулов
(НТЦ НИС-Нафгаз д.о.о.)*

Представлены результаты применения комплексного подхода к выделению зон повышенной продуктивности нефтяного месторождения Т. Месторождение расположено на территории Южнобачского округа Республики Сербия. Основной объект разработки приурочен к пара-метаморфизованным породам палеозойского возраста. Нетрадиционные коллекторы, представленные фациями регионального метаморфизма, характеризуются сложной структурой и высокой неоднородностью пустотного пространства, трещиноватостью. В структурном отношении продуктивный горизонт относится к положительной «цветковой структуре», образованной в зоне сдвига субширотного направления.

Месторождение разрабатывается с 1991 г., продуктивный горизонт вскрыт 134 скважинами. Основные проблемы связаны с отсутствием закономерности распределения продуктивности скважин, неравномерными картиной обводнения и падением пластового давления.

Для выделения зон повышенной продуктивности выполнены интерпретация материалов 3D сейсморазведки 1998 г., седиментологические исследования керна, анализ продуктивности скважин. По результатам седиментологических исследований керна выделено несколько макротипов пород: зеленые серицитовые сланцы, черные кристаллические сланцы, кора выветривания и тектонические брекчии. На основании сравнения показателей продуктивности скважин с результатами керновых исследований сделан вывод о связи зон повышенной продуктивности с трещиноватостью. Скважины с лучшими показателями приурочены к зонам развития тектонических брекчий. Сейсмические данные позволили спрогнозировать распространение тектонически дислоцированных пород в межскважинном пространстве. Анализ временных разрезов выявил ослабление амплитуд сейсмической записи в районе высокопродуктивных скважин. Данный факт подтвердился и при анализе динамического атрибута «RMS амплитуда», снятого вдоль отражающей поверхности, соответствующей донеогеновому основанию. Сопоставление продуктивности скважин с динамическим атрибутом показало, что скважины с высокой продуктивностью расположены в зонах с выраженным ослаблением амплитуды отражения от фундамента. Затухание амплитуд свидетельствует о слабом акустическом контрасте между осадочным чехлом и кровлей донеогенового основания. На основании комплексного анализа с высокой долей соответствия выделены зоны предполагаемых улучшенных и ухудшенных коллекторских свойств.

В 2015 г. в потенциально продуктивной зоне пробурены три скважины. Две из трех скважин дали приток безводной нефти. В настоящее время выполняются работы по сейсмогеологической интерпретации материалов 3D сейсморазведки 2016 г. Запланировано применение глубинной миграции ЕС360 с целью прогноза анизотропии и ассоциированных с анизотропией зон трещиноватости, а также уточнения конфигурации разрывных нарушений.

Верхнедевонский карбонатный комплекс – перспективный объект для поиска залежей на Бобровско-Покровском валу Оренбургской области

*В.А. Шакиров, Д.Е. Дерюшев, Р.А. Гилицкий
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Объектом исследования являются карбонатные отложения верхнего девона Бобровско-Покровского вала (БПВ). БПВ в тектоническом плане приурочен к северному району Бузулукской впадины юго-восточной части Восточно-Европейской платформы, представляет собой тектоно-седиментационную структуру широтного простирания. В Оренбургской области БПВ является одним из основных тектонических элементов, где сосредоточена значительная часть месторождений и более половины доказанных запасов углеводородов ПАО «Оренбургнефть». К настоящему времени, числящиеся на государственном балансе запасы выработаны на 60–70 %, при этом обводненность продукции приближается к 80–90 %. Восполнение ресурсной базы в данных условиях имеет приоритетное значение. Особый поисково-разведочный интерес представляет карбонатный комплекс верхнего девона.

Выделены два основных направления поиска залежей на Бузулукском участке. Первое направление обусловлено внешнебортовым нижефаменским барьерным рифом. По мере удаления от центральной зоны Мухановско-Эроховского прогиба к внешним бортам граница нефтеносности смещается. На площадях контролируемых данным рифом (южная часть Бузулукского участка) поиск новых залежей следует сосредоточить в среднефаменских и заволжских отложениях. Дополнительным подтверждением перспективности на данном участке служат открытые залежи на Тананыкском месторождении. Второе направление связано с заволжским барьерным рифом. Ему соответствует максимальный этаж нефтеносности. Заволжским рифом контролируются такие достаточно крупные месторождения, как Бобровское, Герасимовское, Пронькинское, Покровское и др. На данных месторождениях этаж нефтеносности начинается турнейским ярусом и заканчивается аргинскими отложениями.

На всех месторождениях Бузулукского участка к перспективным для поиска новых залежей относятся отложения нижнего карбона, наиболее перспективен окский надгоризонт. На Бобровском, Герасимовском и Моргуновском месторождениях, расположенных в северной части БПВ и контролируемых заволжскими рифами, дополнительные перспективы могут быть связаны с башкирскими, каширскими отложениями и выше – до аргинских пластов. На Тананыкском, Долговском, Новодолговском, Севастьяновском, Курманаевском и других месторождениях, расположенных в южной стороне необходимо доразведать отложения заволжских и среднефаменских пластов.

На основе проведенного анализа сформирована программа геолого-технологических мероприятий по вовлечению перспективных продуктивных пластов в разработку. Локализованы и закартированы по сейсмическим данным перспективные участки для поиска залежей в фаменских и заволжских отложениях. Прогнозные извлекаемые ресурсы составляют не менее 6 млн т. Составлена адресная программа бурения скважин со вскрытием отложений верхнего девона.

Для заметок

Для заметок

Для заметок

