

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



XVII научно-практическая конференция

**ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ
ЗАПАСАМИ**

**3–5 октября 2017 г.,
г. Сочи**

Организатор



СОДЕРЖАНИЕ

Абора А.К., Джалахеж А.А., Перечицкий П.В., Тытянок В.Н. Оценка перспектив применения геолого-технологического моделирования для симуляции процесса отжима воды из глин на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями (на примере Западно-Морозовского месторождения)	5
Алексеева К.О., Байков В.А. Способ разработки карбонатных трещиновато-пористых коллекторов, основанный на многократном разгазировании нефти	6
Амекачев Р.М., Кунафин А.Ф., Кузнецов М.А., Никитин В.С., Черковский Н.Л., Олейников В.С., Мостовой Е.О. Промысловые исследования по уточнению скорости звука в механизированных добывающих скважинах	7
Арутюнов Т.В., Соловьев И.Б., Наумова М.А. Состояние, тенденции и перспективы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти в хадумских отложениях Восточного Ставрополя	8
Балдина Т.Р., Шерстнев И.В. Повышение эффективности разработки месторождений Пермского края методом бурения многозабойных скважин	9
Баширов А.И. Комплексование геолого-геофизических данных с целью выявления невыработанных высокопродуктивных объектов на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки (на примере месторождения Абино-Украинское)	10
Бирючевский А.В., Ержанин К.В. Особенности проектирования разработки пластов группы ПК одного из месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции	11
Волков М.Г. Метод оптимизации освоения малодобитных механизированных нефтяных скважин	12
Волков М.Г. Оптимизация периодического режима эксплуатации малодобитных скважин	13
Габдулов Р.Р. Расчет теплового режима установки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов	14
Емельянов Д.В., Жарков А.В., Подливахин С.В., Глебов А.С., Кривошеков И.С. Борьба с геологическими вызовами при разбуривании тюменской свиты	15
Жонин А.В., Колонских А.В. Методика экспериментального исследования зависимости проницаемости от эффективного сжимающего напряжения	16

СОДЕРЖАНИЕ

Абора А.К., Джалахеж А.А., Перечицкий П.В., Тытянок В.Н. Оценка перспектив применения геолого-технологического моделирования для симуляции процесса отжима воды из глин на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями (на примере Западно-Морозовского месторождения)	5
Алексеева К.О., Байков В.А. Способ разработки карбонатных трещиновато-пористых коллекторов, основанный на многократном разгазировании нефти	6
Амекачев Р.М., Кунафин А.Ф., Кузнецов М.А., Никитин В.С., Черковский Н.Л., Олейников В.С., Мостовой Е.О. Промысловые исследования по уточнению скорости звука в механизированных добывающих скважинах	7
Арутюнов Т.В., Соловьев И.Б., Наумова М.А. Состояние, тенденции и перспективы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти в хадумских отложениях Восточного Ставрополя	8
Балдина Т.Р., Шерстнев И.В. Повышение эффективности разработки месторождений Пермского края методом бурения многозабойных скважин	9
Баширов А.И. Комплексование геолого-геофизических данных с целью выявления невыработанных высокопродуктивных объектов на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки (на примере месторождения Абино-Украинское)	10
Бирючевский А.В., Ержанин К.В. Особенности проектирования разработки пластов группы ПК одного из месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции	11
Волков М.Г. Метод оптимизации освоения малодобитных механизированных нефтяных скважин	12
Волков М.Г. Оптимизация периодического режима эксплуатации малодобитных скважин	13
Габдулов Р.Р. Расчет теплового режима установки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов	14
Емельянов Д.В., Жарков А.В., Подливахин С.В., Глебов А.С., Кривошеков И.С. Борьба с геологическими вызовами при разбуривании тюменской свиты	15
Жонин А.В., Колонских А.В. Методика экспериментального исследования зависимости проницаемости от эффективного сжимающего напряжения	16

Иванов Е.Н., Акинин Д.В., Черкасов Н.А. Формирование стратегии разработки карбонатных коллекторов на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения	17
Иванцов Н.Н., Лапин К.Г. Технологии разработки месторождений высоковязкой нефти на примере Русского месторождения	18
Кислухин И.В. Трудноизвлекаемые запасы УВ-сырья в Большехетском районе (на примере Тагульского месторождения)	19
Колонских А.В., Муртазин Р.Р., Антонов М.С. Формирование новой системы разработки с учетом геомеханических эффектов в разбуренных низкопроницаемых нефтенасыщенных коллекторах за счет уплотняющего бурения	20
Кулушев М.М., Шкитин А.А. Новый подход к формированию системы заводнения на Приобском месторождении.....	21
Лебявский В.С., Коновалов Н.А., Кирпищиков Ю.В. Опыт применения высокоточных гироскопов при бурении скважин в ООО «РН-Уватнефтегаз»	22
Масагутов Р.Х., Минкаев В.Н., Илеменова О.Д. Комплексное геолого-геохимическое изучение доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Башкортостана).....	23
Мещеряков О.Е., Дарий С.Д., Петров С.В. Опыт применения многостадийного гидроразрыва пласта в рамках выполнения программы исследований для повышения эффективности разработки юрских отложений (на примере месторождения Ханты-Мансийского автономного округа – Югра)	24
Нелепов М.В., Томашев Д.В., Папоротная А.А. Влияние геомеханических свойств пласта на успешность геолого-технических мероприятий по разработке месторождений Восточного Предкавказья	25
Ошняков И.О., Митрофанов Д.А. Разработка методических подходов интерпретации геофизически- исследований скважин гетерогенных коллекторов на примере туронских отложений Харампурского месторождения	26
Петраков А.М., Егоров Ю.А., Ненартович Т.Л., Старковский В.А. Системно-методические аспекты физического моделирования газового и водогазового воздействия на нефтяной пласт	27
Рогов А.А. Методика прогноза содержания органического вещества в породах баженовской свиты по данным геофизических исследований скважин на примере месторождений Томской области	28
Рогозин А.А., Леонов Я.А., Василенко Е.И. Экспериментальные исследования стимуляции терригенных коллекторов кислотным воздействием.....	29

Садкина О.В. Перспективы нефтегазонасыщенности отложений баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область).....	30
Серкин М.Ф. Комплексное изучение анизотропии петрофизических свойств на керне. Опыт ООО «Тюменский нефтяной научный центр».....	31
Томашев Д.В., Нелепов М.В., Папоротная А.А., Луценко О.О. О роли геотектонического фактора в формировании нефтегазонасыщенности глинистых пород-коллекторов палеогена Восточного Предкавказья.....	32
Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Власова С.А., Дякина А.В., Новикова Н.В., Саттарова Г.М., Цесарж И.Л., Шестерякова И.В. Зоны двухфазного флюидонасыщения (по материалам изучения керна ОАО «Сургутнефтегаз»).....	33
Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Дякина А.В., Травина Ю.А., Цесарж И.Л., Шестерякова И.В. О деформациях горных пород (по материалам изучения керна ОАО «Сургутнефтегаз»).....	34
Федоров В.Н., Салимгареева Э.М. Определение латеральной изменчивости свойств карбонатного коллектора методами гидродинамических исследований скважин.....	35
Харыба Е., Богатырев И., Стулов Л., Ежов К., Поливахо А., Драгосавац М., Ольнева Т. Геологические неопределенность и риски при эксплуатационном бурении в коллекторах фундамента.....	36
Шабалин М.А., Искевич И.Г. Моделирование многостадийного гидро разрыва пласта в горизонтальной скважине с учетом неопределенности фильтрационно-емкостных свойств низкопроницаемого коллектора и геометрических параметров трещины.....	37
Шаламов В.В., Пищора Е.В., Хайруллин А.А., Давидовский А.О., Абрамочкин С.А. Что такое «пенная» нефть? Ее влияние на замеры дебитов скважинной продукции.....	38
Яковенко О.В. Учет геологических особенностей процесса формирования доюрских отложений при построении геологической модели на примере месторождений Томской области.....	39

Оценка перспектив применения геолого-технологического моделирования для симуляции процесса отжима воды из глин на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями (на примере Западно-Морозовского месторождения)

*А.К. Абора, А.А. Джалахеж, П.В. Перечицкий, В.Н. Тютянок
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

В данной работе показано, что учет проницаемости и пластичности глин при гидродинамическом моделировании существенно улучшает адаптацию по давлению, воспроизведению динамики обводненности, обуславливает существенное локальное перераспределение насыщенности углеводородов по сравнению с моделями, в которых неколлекторы и глины описаны неактивными ячейками.

Актуальность темы вызвана необходимостью решения вопроса о происхождении и влияний на процесс разработки воды, появляющейся в добываемой продукции в процессе эксплуатации залежей с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), не имеющих водонефтяного контакта. Целью работы являлись воспроизведение процесса отжима воды из глин в гидродинамическом симуляторе и последующая адаптация показателей эксплуатации скважин. Исследование проводилось на модели залежи IV Западно-Морозовского месторождения. Месторождение замкнутое, с АВПД, активная водоносная область отсутствует. Обводненность продукции увеличивается. Было сделано предположение, что при разгрузке пород-коллекторов за счет отжима воды из окружающих глин может реализовываться механизм вытеснения нефти пластовой водой.

Для симуляции процесса отжима воды построена геологическая 3D модель месторождения, рассчитан теоретический объем отжатой из глин воды, проведено сопоставление теоретического объема воды с отобранным, построена гидродинамическая модель коллектора и окружающих его водонасыщенных глин, проведена адаптация гидродинамической модели с применением опций THPRES и ROCKCOMP.

В результате выполненной работы процесс отжима воды из глин воспроизведен в гидродинамической модели впервые.

Применение описанного подхода позволит улучшить качество гидродинамических моделей и избежать использования некорректных способов адаптации обводненности и давления.

Способ разработки карбонатных трещиновато-пористых коллекторов, основанный на многократном разгазировании нефти

***К.О. Алексеева, В.А. Байков
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

Актуальность исследуемого вопроса обусловлена высокой долей карбонатных коллекторов в общем объеме мировых запасов нефти и низкой эффективностью применения к данным коллекторам существующих технологий разработки, например, заводнения. Это вызывает необходимость создания технологий добычи нефти, учитывающих структурные особенности карбонатных коллекторов и позволяющих увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН).

Способы разработки нефтяной залежи, основанные на однократном или многократном разгазировании нефти, позволяют повысить КИН за счет полезной работы растворенного газа. Результаты гидродинамического моделирования показали, что данные способы для гидрофобных коллекторов являются единственными, но не оптимальными с точки зрения увеличения КИН.

Существует способ циклического воздействия на пласт, основанный на многократном переходе пластового давления залежи через точку давления насыщения нефти газом. Авторами предложена оптимизация данного способа разработки за счет снятия следующих ограничений: во-первых, циклический режим не должен ограничиваться достижением критической водонасыщенности коллектора, во-вторых, снижение пластового давления в циклах вытеснения не должно ограничиваться достижением критической газонасыщенности.

В работе выполнена оценка параметров циклического вытеснения, позволяющих повысить КИН. Реализован поиск оптимального минимального пластового давления в циклах вытеснения (в зависимости от критической водонасыщенности коллектора), при котором достигается максимальный КИН.

На основе результатов анализа изменения КИН в зависимости от минимального пластового давления в циклах вытеснения предложен оптимизированный вариант циклического режима с переменным минимальным пластовым давлением в циклах, позволяющий дополнительно повысить КИН.

Промысловые исследования по уточнению скорости звука в механизированных добывающих скважинах

***Р.М. Амекачев, А.Ф. Кунафин, М.А. Кузнецов, В.С. Никитин,
Н.Л. Черковский, В.С. Олейников, Е.О. Мостовой
(ООО «РН-УфаниИНефть»)***

Забойное давление ($p_{\text{заб}}$) в механизированной добывающей скважине может быть получено непосредственным измерением с помощью датчика давления телеметрической системы (ТМС) на приеме погружного электроцентробежного насоса (ЭЦН) или рассчитано по измеренному динамическому уровню жидкости ($H_{\text{дин}}$) в затрубном пространстве. Наиболее распространенным методом определения границы раздела газ – жидкость $H_{\text{дин}}$ являются измерения акустическими приборами – уровнемерами («Судос», «Квантор-Т» и др.).

Определение границы раздела газ – жидкость в межтрубном пространстве осложняется наличием пены и отсутствием информации о скорости звука. Для решения этих двух проблем проведены промысловые исследования замера снижения $H_{\text{дин}}$ в скважинах с наличием давлений по ТМС на приеме ЭЦН. При промысловых исследованиях регистрировались данные об изменении $H_{\text{дин}}$, которое сопровождалось ростом давления газа в межтрубном пространстве. При достижении определенного значения затрубного давления пена пропадает и можно получить фактическое значение $H_{\text{дин}}$. Далее по методике Хасана-Кабира рассчитывалось давление на глубине спуска ЭЦН и измеренные $H_{\text{дин}}$ корректировались изменением скорости звука до тех пор, пока расчетное давление не совпадало с измеренным по ТМС.

До проведения исследований на рассматриваемом месторождении при определении $H_{\text{дин}}$ использовалось значение скорости звука 320 м/с. По результатам исследований получены ее значения в интервале от 336 до 378 м/с, среднее значение составило 362 м/с. Таким образом, ошибка в скорости звука превышала 40 м/с, что приводит к ошибке при расчете забойного давления более 1,5 МПа.

Состояние, тенденции и перспективы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти в хадумских отложениях Восточного Ставрополя

*Т.В. Арутюнов, И.Б. Соловьев, М.А. Наумова
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

В настоящее время практически все нефтяные месторождения Восточного Ставрополя находятся на завершающей стадии разработки. В связи с этим доизучение хадумских отложений, способных обеспечить дополнительный прирост запасов нефти и газа, и создание оптимальной технологии их разработки являются одной из наиболее актуальных задач.

Согласно современным представлениям хадумские отложения, составляющие нижнюю часть майкопской серии, относятся к аргиллитоподобным глинам, отличающимся от терригенных (поровых) и карбонатных (трещинных, кавернозно-трещинных) коллекторов. Отложения по своим особенностям (литологическому типу и генезису глинистых пород, минеральному составу, значительному содержанию органического вещества и битумоидов) относятся к потенциально нефтематеринским породам.

Изучение глинистых коллекторов малоинформативными методами промысловой геофизики с использованием противоречивых и неоднозначных (без локализации потока флюидов) результатов испытания скважин не позволяет выделить в разрезах скважин нефтесодержащие и нефтеотдающие интервалы. Кроме того, нельзя точно установить, соответствуют ли фильтрационно-емкостные свойства, определенные по непредставительному керну, пластовым.

В данной работе собрана и проанализирована имеющаяся геолого-промысловая информация, выделены основные особенности коллектора, которые влияют на выбор оптимальной технологии разработки продуктивных отложений. На основании обобщенной информации предложена система размещения скважин.

Повышение эффективности разработки месторождений Пермского края методом бурения многозабойных скважин

***Т.Р. Балдина, И.В. Шерстнев
(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)***

В работе представлена история развития методов бурения скважин сложной архитектуры (многоствольных и многозабойных скважин) на месторождениях Пермского края. Приведены примеры бурения многоствольных скважин (дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин), которые наряду с технологической успешностью работ показали неоднозначные результаты по экономической эффективности, что в первую очередь связано с высокой стоимостью специального оборудования и сервиса.

В качестве экономически целесообразной альтернативы многоствольным скважинам в последние годы осуществляется бурение многозабойных скважин, что при затратах, сопоставимых со стоимостью бурения обычных горизонтальных скважин, позволяет существенно увеличить площадь коллектора, вскрываемого многозабойной скважиной, и продуктивность таких скважин. Суть технологии их бурения заключается в том, чтобы увеличить эффективную длину горизонтальных стволов за счет бурения первого горизонтального ствола по верхнему продуктивному интервалу с последующей зарезкой в начале первого горизонтального ствола и бурением второго горизонтального участка по нижнему продуктивному интервалу. Применяется также другая модификация многозабойных скважин, которая заключается в бурении нескольких горизонтальных стволов в пределах одного продуктивного интервала с изменением азимутов направлений стволов с максимально возможной интенсивностью, что обеспечивает более полный охват по площади залежи процессом разработки. Для освоения многозабойных скважин в карбонатных отложениях используется система контролируемого захода в горизонтальные стволы с применением колтюбинга.

В 2016 г. на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» пробурены три многозабойные скважины как в терригенных, так и в карбонатных отложениях. По всем скважинам достигнут запланированный дебит. В 2017 г. планируется пробурить четыре многозабойные скважины, две из которых являются многозабойными скважинами с меньшим диаметром эксплуатационной колонны, что сочетает преимущества многозабойных скважин и сокращение затрат на их бурение.

Комплексирование геолого-геофизических данных с целью выявления невыработанных высокопродуктивных объектов на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки (на примере месторождения Абино-Украинское)

*А.И. Баширов
(ООО «РН-Краснодарнефтегаз»)*

Текущие извлекаемые запасы Абино-Украинского месторождения составляют 24 % остаточных извлекаемых запасов нефти ООО «РН-Краснодарнефтегаз», при этом средний дебит нефти равен 2 т/сут. Такой низкий темп отбора свидетельствует о непонимании локализации остаточных запасов.

Целью работы является разработка методики выявления невыработанных объектов. Основная задача – структурное и литофациальное совершенствование геологических моделей месторождений для дифференциации структуры запасов нефти. Данный подход был применен на Абино-Украинском месторождении, где выявлены невыработанные высокопродуктивные объекты миоценового комплекса и локализованы остаточные запасы кумского горизонта.

На каротажных кривых такие объекты резко выделяются на фоне монотонного субфлишевого разреза чокрак-сарматских отложений. Первоначально высокопродуктивные объекты были вскрыты случайно, бурением на нижележащие палеоценовые отложения Украинского месторождения. Дебиты нефти составляли до 200 т/сут, накопленная добыча нефти на одну скважину – 200 тыс. т. На первом этапе была проведена корреляция скважин. Далее на основе применения метода Муромцева, анализа шлама (керна отсутствует) и палеогеографических материалов было определено, что рассматриваемые объекты представляют собой трансгрессивные вдольбереговые бары. По результатам анализа сейсмических данных определено, что в волновом поле эти объекты характеризуются отражениями с повышенными значениями амплитуд, была выявлена приуроченность к линии выклинивания сармат-чокракских горизонтов. На основе проведенного анализа выявлены три перспективных объекта.

Данная работа была также проведена в скважинах кумского горизонта, в котором согласно действующей геологической модели выделяется один пласт. По результатам детальной корреляции и геолого-промыслового анализа выделены четыре пачки с собственными водонефтяными контактами. С использованием данных 3D сейсморазведки, были определены границы распространения каждой из четырех пачек. Локализованные запасы в несколько раз превышают запасы, числящиеся на балансе. Для подтверждения актуализированной геологической модели планируется бурение трех скважин в 2018-2022 гг.

Особенности проектирования разработки пластов группы ПК одного из месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

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

Отличительной особенностью строения залежей нефти и газа покурской свиты месторождения X Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНПП) является значительный этаж нефтегазоносности (более 700 м.), а также большое число залежей нефти и газа (112), характеризующихся наличием обширных зон с пониженной нефтенасыщенностью коллекторов. Опыт разработки залежей подобного типа показывает, что сниженная нефтенасыщенность обуславливает повышенную подвижность пластовой воды. Это является одной из причин появления воды в продукции скважин с начала эксплуатации и последующим ростом ее обводненности.

В рамках работы авторам не удалось получить тесных корреляционных связей начальной нефтенасыщенности и фактической входной обводненности скважинной продукции, что не позволило в должной мере оценить влияние начальной водонасыщенности продуктивных пластов на эффективность вытеснения нефти и затруднило оценку перспектив бурения скважин на данный объект.

Дальнейшая разработка объектов покурской свиты в большей степени связана с поиском оптимальных зон для бурения новых скважин, а также с переводом скважин из нижележащих пластов. Наиболее значимыми параметрами для успешного прогнозирования входных показателей эксплуатации скважин при планировании геолого-технических мероприятий и ввода скважин в работу является нефтенасыщенность продуктивных пластов, фильтрационные свойства коллекторов, относительные фазовые проницаемости как расчетные, так и полученные при проведении лабораторных экспериментов на керне изучаемого объекта. Немаловажным фактором также является изучение характера смачиваемости породы.

Большое значение для извлечения нефти из недонасыщенных коллекторов, имеет выбор технологии ее вытеснения. Рассмотрена возможность применения физико-химических и газовых методов, а также закачка воды. При выборе технологии необходимо с учетом опыта разработки оптимальной считать ту технологию, которая обладает наибольшей технологической и экономической эффективностью.

В ходе проведенных расчетов авторы пришли к выводу, что для экономически выгодной добычи нефти пластов покурской свиты наилучшей является технология заводнения. Были выбраны участки для проведения опытно-промышленных работ и перспективные зоны для бурения новых скважин.

Метод оптимизации освоения малодебитных механизированных нефтяных скважин

М.Г. Волков
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)

Вывод механизированной скважины на режим – длительный комплекс технологических процедур, связанных с определенными рисками потери работоспособности установки электроцентробежного насоса (УЭЦН).

Грамотные инженерно-технологические решения в процессе освоения скважины должны обеспечить стабильную работу УЭЦН в скважине без потери ресурсных возможностей скважинного оборудования. Однако в настоящее время нет однозначного решения таких вопросов, как, с какой частотой вращения вала электродвигателя предпочтительнее осуществлять вывод скважины на режим и можно ли сократить число пусков УЭЦН при освоении скважины.

В данной работе предложена методика вывода УЭЦН на режим, основанная на математическом моделировании нестационарных процессов в скважине. После внесения в модель исходных данных и граничных условий (времени остановок и пусков УЭЦН, частоты вращения вала электродвигателя в различные интервалы времени) изменение во времени основных технологических параметров эксплуатации скважин: давления на приеме УЭЦН, забойного давления, динамического уровня жидкости в затрубном пространстве, притока жидкости из пласта в единицу времени и др.

Оптимизация периодического режима эксплуатации малодебитных скважин

М.Г. Волков
(ООО «РН-УфаниИПНефть»)

По мере истощения нефтегазоносного пласта может наступить момент, когда добыча нефти из малодебитной скважины традиционным (непрерывным) способом становится экономически нерентабельной из-за значительных затрат электроэнергии на добычу 1 т нефти.

Известны способы оптимизации режима эксплуатации подобных скважин путем обеспечения периодической откачки нефти. В предыдущих исследованиях такая оптимизация сводилась к установлению оптимальных периодов простоя (накопления жидкости в скважине) и откачки, позволяющих минимизировать потребление электроэнергии насосной установкой при обеспечении максимально возможного извлечения нефти. Методика определения времени периодов накопления и откачки основывалась на использовании эмпирических кривых восстановления давления на забое скважины после прекращения откачки с учетом снижения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины. При этом на характер его изменения в период накопления учитывалось влияние пластового и забойного давлений перед остановкой скважины, эксплуатирующейся на стационарном режиме, диаметра обсадной колонны, газосодержания и др. Обоснованию оптимальных значений времени простоя и откачки продукции посвящены труды А.С. Вирновского, А.Н. Адонина, О.С. Татейшвили, М.Н. Писарика, Л.С. Каплана и других исследователей. Оптимальные значения времени в трудах этих ученых определялись на основе эмпирических данных.

Во всех предыдущих исследованиях оптимизации добычи нефти путем обеспечения периодической откачки обязательным исходным условием являлась устойчивая эксплуатация скважины. В то же время скважина может работать с запасом устойчивости и на границе стабильной устойчивости. В данной работе на основе динамического моделирования системы пласт – скважина – УЭЦН предложена методика оценки влияния энергозатрат погружного оборудования на себестоимость добываемой нефти при выходе на периодический режим откачки флюида как из режима эксплуатации скважины с запасом устойчивости, так и из режимов работы скважины на границе устойчивости.

Расчет теплового режима установки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов

Р.Р. Габдулов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Анализ технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД) показывает, что использование ЭЦН – СШН для добычи нефти из пластов, расположенных на большом расстоянии друг от друга, является самым распространенным и наиболее эффективным методом, характеризующимся относительно низкими капитальными вложениями, простотой конструкции и обслуживания применяемого оборудования.

При этом, как показывает практика, подбор нефтепромыслового оборудования и параметров работы осуществляется по промысловым данным в соответствии с категориями сложности эксплуатации скважин, а также с использованием программных продуктов без учета условий совместной эксплуатации.

Предлагаемая математическая модель расчета теплового режима СШН для ОРД основана на исследовании процессов, протекающих в самом насосе, а также влияния на них внешнего теплового поля от жидкости, перекачиваемой ЭЦН. Согласно конструкции установки ЭЦН-СШН температурное поле распространяется в направлении как СШН, так и горной породы. Эффективность работы СШН значительно зависит от вязкости откачиваемой жидкости, реологические свойства которой изменяются в зависимости от температуры и объемной доли воды. Температура влияет на изменение зазора в плунжерной паре (риск возможного термозаклинивания), а также на реляционные свойства добываемой водонефтяной смеси (изменение эффективной вязкости, особенно в зонах инверсии фаз). Для изменяющихся условий разработки месторождения наиболее приемлемым методом определения эффективной вязкости являются исследования реологических свойств водонефтяной эмульсии. Проведенные расчеты подтверждают, что температура в СШН выше окружающей среды. При планировании типоразмера СШН учет данных факторов во многом может предопределить эффективность работы установки.

Борьба с геологическими вызовами при разбуривании тюменской свиты

*Д.В. Емельянов, А.В. Жарков, С.В. Подливахин,
А.С. Глебов, И.С. Кривошеков (АО «РН-Няганьнефтегаз»,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Бурение на отложения тюменской свиты включает четыре основных этапа:

1) 1980-1996 гг. – бурение наклонно направленных скважин без гидроразрыва пласта (ГРП) – стадия изучения, из-за получения нерентабельных притоков без ГРП ввод в разработку был осуществлен в более поздний период;

2) 2006-2012 гг. – ОПР по разбуриванию площадными системами наклонно направленных скважин с ГРП; параллельно рассматривались варианты оптимизации разработки системами горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным ГРП;

3) 2013-2015 гг. – многостадийный ГРП перпендикулярно к стрессу; показали высокие запускные показатели, что явилось в 2013 г. технологическим прорывом; отрицательную роль сыграли прорывы воды от закачки перпендикулярно к стрессу, принято оперативное решение провести оценку технико-экономических показателей системы ГС+многостадийный ГРП вдоль стресса (опыт «РН-Юганскнефтегаз»);

4) 2016-2017 гг. – ОПР ГС+многостадийный ГРП вдоль стресса; запускные показатели находились на уровне показателей при бурении перпендикулярно к стрессу; получены высокие запускные показатели в связи с внедрением дополнительных мероприятий по повышению эффективности эксплуатационного бурения.

Несмотря на постоянные геологические вызовы (неподтверждение структуры, снижения эффективных толщин, вскрытие водонефтяного контакта в 2016 г., ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов) за время сопровождения проекта по бурению ГС+многостадийный ГРП удалось достичь положительной динамики как по эффективной проходке (27,7 % в 2013 г. до 48 % в 2017 г.), так и по коэффициенту продуктивности (от 0,5 до 15 т/(сут·МПа к 2017 г.).

Основными факторами, обеспечившими получение успешных результатов при бурении на тюменскую свиту являются:

– детальная проработка района; составление рейтинга районов бурения на основе текущей изученности; выбор очередности бурения скважин куста; оценка запускных дебитов с учетом риска и возможностей; подготовка дерева решений при отклонении от базовой стратегии;

– опорное и зависимое бурение;

– многовариантная стратегия проводки ГС по разрезу;

– оперативное сопровождение бурения.

Методика экспериментального исследования зависимости проницаемости от эффективного сжимающего напряжения

***А.В. Жонин, А.В. Колонских
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

Во многих случаях при гидродинамическом моделировании нефтяных месторождений куб проницаемости является постоянным. При адаптации в модель необоснованно вводится положительный скин-фактор скважины, который формально можно интерпретировать как снижение проницаемости некоторой призабойной зоны пласта. Между тем проницаемость горной породы зависит от эффективного сжимающего напряжения. Данный факт рассмотрен в литературе и показан для различных типов коллекторов: глинизированных песчаников, известняков, сланцев, трещиноватых пород, низкопроницаемых коллекторов с выраженной анизотропией проницаемости.

В настоящее время не существует общепринятой методики экспериментального получения зависимости проницаемости от эффективного напряжения. Это связано со следующими трудностями: возможным необратимым снижением проницаемости, влиянием времени и скорости нагружения, наличием гистерезиса проницаемости в зависимости от траектории нагружения, изменением пористости и сжимаемости порового пространства.

В данной работе предложена методика экспериментального исследования зависимости проницаемости от эффективного напряжения на стандартных цилиндрических образцах керна в фильтрационной установке с созданием пластовых термобарических условий. Эксперимент позволяет получать зависимость проницаемости от эффективного сжимающего напряжения при линейном приближении с оценкой достоверности полученной зависимости.

Формирование стратегии разработки карбонатных коллекторов на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения

***Е.Н. Иванов, Д.В. Акинин, Н.А. Черкасов
(ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»)***

В работе рассматриваются анализ и актуализация ресурсной базы Восточной Сибири, а также планирование проведения опытно-промышленных работ с учетом условий Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (СБНГКМ).

Регион Восточной Сибири является новым на карте нефтегазодобычи в России, процесс извлечения нефти связан с определенными сложностями по сравнению с традиционными месторождениями, расположенными в Западной Сибири, Тимано-Печорском и Волго-Уральском регионах. Несмотря на то, что крупные месторождения Восточной Сибири были открыты в 80-90 годы XX века, к их промышленной разработке приступили только 5-10 лет назад. Причиной этого являются огромная удаленность от существующей инфраструктуры и геологические особенности.

По результатам оценки статистических данных ВНИГНИ потенциальные геологические запасы и ресурсы нефти по Восточной Сибири составляют около 37 млрд т, из них около 75 % сосредоточено в карбонатных отложениях.

Согласно проведенному в работе анализу карбонатные отложения можно отнести к трем типам. Первые два типа, так называемые Sweet spot месторождений: 1) рифовые постройки (Талаканское, Ичединское месторождения); 2) коллекторы с вторичными преобразованиями, выступами фундамента, а также характерными признаками выщелачивания и трещиноватости (Северо-Даниловское месторождение). Оба типа характеризуются улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, однако встречаются крайне редко и незначительны по площади нефтегазоносности. Третий тип представлен низкопроницаемыми коллекторами проницаемостью менее $0,002 \text{ мкм}^2$ (содержат трудноизвлекаемые запасы), в которых сосредоточена большая часть оцененных запасов. Данный тип распространен по всей Восточной Сибири. Однако для рентабельной разработки таких коллекторов необходимо использовать эффективные технологии.

В настоящее время основным объектом разработки является ботуобинский горизонт (крупный проект). Ввод объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы в разработку, планируется в синергии с крупным проектом разработки СБНГКМ. Текущая стратегия по выработке таких запасов формируется в два этапа. Основными задачами первого этапа являются подтверждение нефтегазоносности, оценка эффективности гидро разрыва пласта (ГРП) как способа интенсификации добычи. В рамках второго этапа планируется оценка эффективности элемента разработки с бурением двух добывающих горизонтальных скважин с многостадийным ГРП (ГС с МГРП) и нагнетательной ГС с МГРП. По результатам выполненных работ будут сформированы рекомендации по дальнейшему изучению и подбору оптимальных технологий.

Технологии разработки месторождений высоковязкой нефти на примере Русского месторождения

*Н.Н. Иванцов, К.Г. Лапин
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Несмотря на уникальные по объему запасы нефти пластов Покурской свиты (ПК), месторождение Русское длительное время не вовлекалось в разработку из-за сложных геологических условий. С 2007 г. реализуются опытно-промышленные работы, результаты которых показали перспективность разработки месторождения. В настоящее время начато полномасштабное разбуривание пластов ПК₁₋₇.

В работе показано, что негативные геомеханические процессы, усиленные неоднородностью пласта и неустойчивостью фронта вытеснения, существенно снижают коэффициент охвата и коэффициент извлечения нефти (КИН). Сформулированы подходы к определению оптимальных режимов эксплуатации скважин для разных геологических условий и степени обводнения скважин, оптимальных уровней компенсации отбора закачкой на разных этапах разработки, выбраны эффективные системы заканчивания скважин.

Как альтернатива закачке горячей воды предложен способ разработки с закачкой полимерных растворов с выраженными неньютоновскими свойствами. Их применение позволяет повысить коэффициент охвата за счет уменьшения образования языков прорыва воды, улучшить профиль закачки в неоднородных коллекторах, повысить коэффициент вытеснения. Выполнены лабораторные эксперименты в свободных объемах, на насыпных моделях и на образцах керна, подобран оптимальный тип полимера для условий пластов ПК₁₋₇. Последующие гидродинамические и экономические расчеты позволили обосновать оптимальную концентрацию раствора на разных этапах разработки, длительность закачки, выполнить ранжирование разных участков месторождения по перспективности внедрения технологии воздействия. Показано, что полимерное заводнение может увеличить добычу нефти на 13-19 % за 40 лет разработки с ростом NPV более 10 %.

Продолжением работ по изучению полимерного заводнения является анализ перспектив его реализации с нагревом агента до 40-80 °С, а также ПАВ-полимерное заводнение. Кроме того, повышению коэффициента охвата по площади и разрезу способствуют применение устройств контроля притока, а также бурение многоствольных скважин.

Трудноизвлекаемые запасы УВ-сырья в Большехетском районе (на примере Тагульского месторождения)

И.В. Кислухин
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Рассматриваемая территория Большехетского района расположена на северо-востоке Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Основными объектами разведки и разработки залежей УВ-сырья в Большехетском районе являются нижнемеловые отложения: в первую очередь пласты нижнехетской, суходудинской, яковлевской, малохетской, долганской и дорожковской свит. В настоящее время, когда большая часть ловушек, содержащих крупные промышленные запасы нефти и газа в Западной Сибири, разбурена и изучена, поиск объектов неструктурного типа, а также изучение объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы УВ-сырья, приобретает все большее значение.

Для добычи трудноизвлекаемых запасов требуются повышенные материальные затраты, применение нетрадиционных технологий, специального оборудования и материалов. К таким запасам можно отнести запасы УВ-сырья, физическое извлечение которых не представляет существенных проблем, но экономически не рентабельно. Еще одним важным направлением, на наш взгляд, можно считать поиск объектов неструктурного типа, перспективных на нефть и газ. Хотя извлечение запасов УВ-сырья из таких ловушек может не вызывать особых сложностей, существенные трудности могут быть связаны с поиском зон развития барьерных объектов, следовательно, это направление также должно быть перспективным.

На территории Большехетского района объекты барьерного типа могут быть приурочены к осадочным образованиям верхней юры и нижнего мела прибрежно-морского генезиса. Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации позволяет выявить неструктурные объекты, выполнить ранжирование ловушек по геологоразведочным рискам и определить стратегию проведения поисково-оценочных работ в рассматриваемом районе. В любом случае необходимо проведение дополнительных геолого-разведочных работ с целью опознания выявленных объектов.

Следует отметить сложность геологического строения и выраженную латеральную изменчивость залежей в отложениях континентального генезиса (продуктивные пласты яковлевской, долганской и дорожковской свит). Основные неопределенности здесь связаны с обоснованием конфигурации объектов, уровней контуров и контактов флюидов. Одним из примеров площадей с наличием таких объектов является Тагульское месторождение, где, несмотря на удовлетворительную изученность сейсморазведочными работами и глубоким бурением, величина запасов нефти и газа по отдельным залежкам носит условный характер.

Таким образом, для сохранения темпов добычи УВ-сырья на территории Большехетского района в долгосрочной перспективе, уже сегодня следует уделить внимание внедрению технологий разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти и поиску скоплений УВ-сырья в ловушках неструктурного типа.

Формирование новой системы разработки с учетом геомеханических эффектов в разбуренных низкопроницаемых нефтенасыщенных коллекторах за счет уплотняющего бурения

*А.В. Колонских, Р.Р. Муртазин, М.С. Антонов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов за счет оптимизации системы разработки требует предварительной оценки предлагаемых решений. При этом для описания характерной динамики показателей эксплуатации скважины целесообразно использовать модели нелинейной фильтрации, а также результаты расчета напряженно-деформированного состояния залежи в геомеханическом симуляторе.

В данной работе на основе гидродинамического моделирования проведены технико-экономические расчеты по выбору оптимальной системы разработки с учетом геомеханических эффектов по переориентации трещин гидроразрыва пласта в уплотняющих скважинах. Разработана технология уплотнения для девятиточечной системы разработки в зонах длительной разработки с отбором от НИЗ более 15 % и в новых зонах с отбором от НИЗ менее 15 %. Показано, что наиболее эффективными способами уплотнения с учетом возможных рисков являются варианты с использованием наклонно направленных скважин с гидроразрывом пласта.

Новый подход к формированию системы заводнения на Приобском месторождении

***М.М. Кулушев, А.А. Шкитин
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)***

С выходом бурения на краевые сверхнизкопроницаемые участки Приобского месторождения отмечается снижение эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) что обусловлено быстрыми темпами падения приемистости нагнетательных скважин и, как следствие, ростом числа сезонных консерваций скважин в связи с низкой приемистостью и риском замораживания водовода. Как показывает практика, такие скважины эксплуатируются лишь в теплое время года (не более 6-7 мес). Следует отметить, что их число будет только возрастать, поскольку текущее бурение сосредоточено в краевых частях месторождения с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов (высокая расчлененность, несвязанный коллектор и сверхнизкая проницаемость).

В качестве одного из решений данной проблемы и для изменения текущего подхода к формированию системы ППД предлагается увеличение срока работы нагнетательных скважин с последующим выполнением повторного гидроразрыва пласта (ГРП). После него скважина дополнительно обрабатывается до 1 года, в результате срок работы от момента ввода достигает 2 лет.

Основная идея предлагаемого подхода заключается в том, что при работе группы скважин без ППД меняется напряжено-деформированное состояние пласта, при выполнении повторного ГРП возможны переориентация трещины и увеличение зоны дренирования пласта. Наличие двух закрепленных трещин ГРП при последующем переводе скважин в систему ППД позволит увеличить приемистость, что в свою очередь даст возможность эксплуатировать нагнетательные скважины в холодное время года.

Опыт применения высокоточных гироскопов при бурении скважин в ООО «РН-Уватнефтегаз»

***В.С. Лелявский, Н.А. Коновалов, Ю.В. Курпищikov
(ООО «РН-Уватнефтегаз»,
ООО «Сайнтифик Дриллинг Интернэшнл»)»***

Целью данной работы является повышение точности определения пространственного положения ствола скважины с возможностью корректировки траектории в процессе бурения, детальной проверки соответствия фактической и проектной траекторий ствола скважины, а также предупреждение пересечений стволов.

Поставленные цели достигаются путем применения, кроме традиционных магнитных систем инклинометрии, современных высокоточных методов измерения пространственного положения скважин, в частности, гироскопических систем, ориентированных на север и существенно снижающих эллипсы неопределенности угловых замеров. В гироскопических системах используются принципиально другие физические процессы при измерении азимутальных углов, а также методики повышения точности определения зенитного угла. В данной работе кратко описаны указанные особенности.

Рассмотрен опыт проведения дополнительных гироскопических замеров с применением высокоточных сбрасываемых гироскопов в процессе бурения скважин в ООО «РН-Уватнефтегаз» для снижения рисков бурения и минимизации финансовых потерь при повышении точности проводки безопасной траектории.

На конкретных примерах рассматриваются риски, возникающие при эксплуатационном бурении и связанные с пространственной неопределенностью траектории, вызванной погрешностью замеров, такие как неподтверждение структурных построений, расположения скважины в целевом пласте и целей бурения. Осложнения, вызванные данными рисками, привели к нестабильности траектории ствола скважины при увеличении проходки в проблемных породах, необходимости бурения вторых стволов, снижению достоверности прогнозов моделей геонавигации, снижению эффективности бурения.

Указанные проблемы удалось решить с применением сбрасываемых высокоточных гироскопов при достижении плановой глубины транспортной секции скважин, с целью контроля замеров, проведенных забойной телеметрической системой. Применение сбрасываемых систем, записывающих показания при плановых подъемах бурового инструмента, позволяет избежать дополнительных временных затрат на выполнение контрольных замеров. Это в свою очередь повышает экономическую эффективность такого контроля.

Комплексное геолого-геохимическое изучение доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Башкортостана)

Р.Х. Масагутов, В.Н. Минкаев, О.Д. Илеменова
(ПАО АНК «Башнефть»,
ООО «БашНИПИнефть»)

Целью исследований является геолого-геохимическое изучение нетрадиционных структурной и литологической характеристик доманиковых отложений Башкортостана. В ходе исследований доманиковых отложений проведен литофациальный анализ, проанализированы данные нефтеносности, выполнены геохимические исследования по керновому материалу из 75 скважин. Степень катагенетической преобразованности органического вещества определялась по отражательной способности витринита (ОСВ), пиролитические исследования пород доманикового горизонта проводились по методу Rock-Eval. На основании полученного материала построены карты содержания органического углерода $C_{\text{орг}}$, хлороформенного битумоида по доманиковому горизонту и ОСВ. По результатам исследований породы доманикового горизонта характеризуются изменением параметра $C_{\text{орг}}$ от 3 до 29,1 % масс. Пиролитические характеристики позволяют отметить, что органическое вещество достигло стадий катагенеза $МК_1 - МК_2$, соответствующего главной зоне нефтегенерации oil window, что подтверждает величина ОСВ, достигающая 0,46-0,71 % R^0 .

Для характеристики термобарических условий впервые в Башкортостане были построены карты пластовых давлений и пластовых температур, приведенные к кровле доманикового горизонта. Выявлены перспективы нефтегазоносности доманиковых отложений, проведено районирование территории Республики Башкортостан по степени перспектив и установлено, что район наибольших потенциальных перспектив доманикового горизонта охватывает территорию Верхне-Камской впадины, краевые зоны Башкирского свода, северо-восточную краевую часть Южно-Татарского свода, прилегающие части Благовещенской впадины и Бирской седловины. Новизна и актуальность исследований заключается в том, что на основании анализа полученной геохимической информации доманиковых отложений была проведена оценка их катагенетической зрелости, определена пиролитическая характеристика, проведено ранжирование территории по содержанию $C_{\text{орг}}$ в доманиковых отложениях, рассмотрено их соответствие по термобарическим характеристикам критериям оптимальности поисков сланцевых углеводородов, намечено дальнейшее изучение юго-восточной части Мраковской депрессии, где данный комплекс отложений представляет наибольший интерес. Практическое значение изучения доманиковых отложений важно для установления промышленных залежей непосредственно в доманиковых отложениях, выявления перспектив вскрытия законсервированных в них запасов углеводородов при использовании современных технологий.

Опыт применения многостадийного гидроразрыва пласта в рамках выполнения программы исследований для повышения эффективности разработки юрских отложений (на примере месторождения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры)

*О.Е. Мещеряков, С.Д. Дарий, С.В. Петров
(ПАО АНК «Башнефть», ООО «БашНИПИнефть»)*

Выполняемая программа исследований направлена на изучение юрских отложений, характеризующихся крайне низкой проницаемостью, что вызывает необходимость проведения расширенного комплекса геологических исследований, научных изысканий для поиска экономически эффективной технологии добычи нефти.

На рассматриваемом месторождении в соответствии с проектом пробной эксплуатации пробурены поисковая, разведочная и три добывающие наклонно направленные скважины (ННС). На первых этапах геолого-разведочных работ в добывающих скважинах выполнен стандартный комплекс геофизических исследований, в поисково-разведочных – расширенный комплекс исследований (стандартный, МКЗ, МКВ, МБК, АК), проведены гидродинамические испытания методом снятия индикаторной диафрагмы и кривой восстановления давления. По результатам исследований выявлены очень низкая проницаемость коллекторов, высокая расчлененность, что обусловило низкие запускные дебиты даже с учетом проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП). С учетом того, что более 70 % геологических запасов месторождения сосредоточено в объектах юрского комплекса, было принято решение продолжить исследование по поиску эффективных технологий по разработке.

Для улучшения технико-экономических показателей рассмотрен вариант с заменой бурения ННС с ГРП на горизонтальные скважины (ГС) с многостадийным ГРП. Согласно технологической схеме опытно-промышленных работ было выполнено бурение на опытном участке одной ННС и трех ГС длиной 500-1000 м. В ННС проведен микроимиджевый каротаж (ФМ), исследована природная трещиноватость пластов, определены направления максимальных стрессов, выполнена микросейсмика при реализации ГРП. Во всех ГС проведен многостадийный ГРП (МГРП), что значительно повысило продуктивность скважин. Запланированы работы по длительной отработке скважин для определения темпов снижения дебитов, а также опытные работы в нагнетательных скважинах (гидропрослушивание) с целью определения эффективности системы ППД и связанности коллекторов.

Влияние геомеханических свойств пласта на успешность геолого-технических мероприятий по разработке месторождений Восточного Предкавказья

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

Разработка месторождений Восточного Предкавказья ведется многие десятилетия, в связи с чем запасы традиционных коллекторов в основном выработаны. Следовательно, необходимо приступать к промышленной разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами. Положительным является то, что нетрадиционные коллекторы располагаются на тех же площадях, что и традиционные, только на других глубинах.

Особенностью трудноизвлекаемых запасов рассматриваемой территории является их низкая изученность, однако некоторая информация, полученная по традиционным коллекторам, может использоваться для нетрадиционных коллекторов. Такой информацией могут быть общие геомеханические свойства продуктивного разреза, прослеживаемые от фундамента до дневной поверхности.

Влияние геомеханических свойств горных пород продуктивной части разреза на величину накопленной добычи нефти впервые авторами было замечено на Величаевско-Колодезном месторождении. Анализ накопленной добычи показал, что скважины с большой добычей нефти располагаются вдоль субширотных и субмеридиональных линейных зон, не привязанных к пликативному структурному каркасу. Это обусловлено геодинамическими процессами, происходящими в земной коре: в местах пересечения разнонаправленных движений блоков фундамента возникают участки локального растяжения и сжатия, которые характеризуются разной проницаемостью, что влияет на дебиты скважин. Впоследствии подобные линейные зоны подтвердились на других месторождениях Ставропольского края. Эта закономерность прослеживается по всему разрезу и зависит от числа скважин, находящихся в эксплуатации.

В работе рассмотрены возможные варианты влияния геомеханической трещиноватости на дизайн геолого-технических мероприятий: бурение добывающей, нагнетательной скважины, или скважины с горизонтальным окончанием ствола.

В многочисленных публикациях доказано, что линеаменты, выделенные по данным аэрокосмосъемки, с высокой точностью отражают расположение и направление разрывных нарушений и, как следствие, трещиноватости горных пород. Можно предположить, что, поскольку зоны повышенной продуктивности хорошо сопоставляются с линеаментами земной поверхности, по линеаментам с учетом полученных закономерностей можно спрогнозировать зоны повышенной продуктивности и пространственное распределение трещин. Авторами приведены примеры применения методики на месторождении Величаевско-Колодезное.

Представленные в работе результаты исследований показали, что геомеханические свойства пласта могут существенно влиять на успешность геолого-технических мероприятий (ГТМ). Изучение этих свойств в процессе подготовки ГТМ позволит оптимизировать капитальные вложения и текущие эксплуатационные затраты, повысить конечный коэффициент извлечения нефти. Для успешного прогноза геомеханических свойств, кроме дистанционных исследования и анализа добычи, необходим более детальный комплекс исследований.

Разработка методических подходов интерпретации геофизических исследований скважин гетерогенных коллекторов на примере туронских отложений Харампурского месторождения

*И.О. Ошняков, Д.А. Митрофанов
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

В настоящее время одной из наиболее важных задач для любой нефтегазодобывающей компании, является вовлечение в разработку объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы. Эффективное планирование и эксплуатация месторождений с такими объектами непосредственно зависят от степени достоверности принятой модели коллектора. Такие нетрадиционные объекты, как правило, являются и трудно исследуемыми, поэтому необходимо проведение специальных исследований и применение методик и подходов.

К указанным объектам относятся также газонасыщенные отложения туронского яруса Западной Сибири. Горные породы турона представлены в основном неоднородными по свойствам алевролитами. Характер насыщенности этих гетерогенных горных пород не четко выделяется по данным геофизических исследований скважин (ГИС), так как отклик прибора формируется пачкой, состоящей из микропрослоев и включений коллекторов и неколлекторов. Особенно ярко данный эффект виден на кривых удельного электрического сопротивления (УЭС). Шунтирующий эффект глинистых микровключений приводит к занижению УЭС газонасыщенного коллектора и не позволяет отличить газ от воды. Необходимы специальные подходы, основанные на использовании гетерогенной модели коллектора, расширенного комплекса ГИС и керна.

Керн турона, как правило, затягивается тонким слоем глин, содержащих разбухающий монтмориллонит, поэтому проводилась цифровая обработка томографии полноразмерного керна, а неоднородность отдельных образцов изучалась на томограммах стандартных образцов. Свойства микровключений оценивались по плотности на томограмме стандартных образцов, в пределах ее разрешения 0,5 мм. Долю микровключений коллектора (NTG) по данным ГИС с определять с использованием специальных методов ГИС, таких как триаксиальный индукционный каротаж или электрические микроимиджеры. Для скважин с ограниченным комплексом ГИС следует использовать зависимость параметра $\alpha_{ПС}$ от NTG, построенную по данным томографии.

Отклик ГИС в гетерогенной породе содержит информацию как о коллекторах, так и о неколлекторах, поэтому свойства коллекторов необходимо восстановить из свойств пачки. Пористость коллектора определяется из уравнения баланса, насыщение коллектора – по электрической модели с использованием данных керна и УЭС коллектора. Капиллярную модель предлагается использовать совместно с восстановлением насыщения коллектора по уравнению материального баланса.

Применение гетерогенной петрофизической модели позволило корректно оценить подсчетные параметры туронских отложений Харампурского месторождения.

Для данной работы использовался отечественный и зарубежный опыт по изучению гетерогенных отложений, который был дополнен предложениями по нестандартной обработке результатов томографии керна и оценкой неопределенности некоторых подходов и методик.

Системно-методические аспекты физического моделирования газового и водогазового воздействия на нефтяной пласт

*А.М. Петраков, Ю.А. Егоров,
Т.Л. Ненартович, В.А. Старковский
(АО «ВНИИнефть»)*

Методически постановка экспериментов, направленных на оценку эффективности вытеснения нефти газовыми методами, по ряду важных позиций отличается от требований действующего ОСТ 39-195-86, разработанного для лабораторного определения коэффициента вытеснения нефти водой. При физическом моделировании газовых методов должны соблюдаться требования, касающиеся как пластовых флюидов (нефти и газа), используемых в фильтрационных экспериментах, так и проведения фильтрационного эксперимента (типа и длины модели пласта, скорости закачки вытесняющих агентов, анализа отборов пластовой продукции и др.).

Системно-методический подход к физическому моделированию для оценки эффективности газового и водогазового воздействия в конкретных геолого-физических условиях нефтяного месторождения заключается в сочетании следующих принципов:

- 1) применение рекомбинированных моделей нефтей, близких по свойствам и составу реальной пластовой нефти;
- 2) использование газовых смесей для закачки с учетом возможности получения их на месторождении;
- 3) проведение фильтрационных экспериментов при термобарических условиях конкретного объекта разработки с соблюдением скоростей фильтрации флюидов в пористой среде;
- 4) оценка эффективности различных режимов вытеснения для каждого объекта разработки, которая должна проводиться как на моделях пласта типа slim tube, так и на составных керновых образцах соответствующей длины для формирования равновесных процессов при вытеснении нефти водой и рабочими агентами;
- 5) использование результатов экспериментальных исследований, являющихся исходными данными для настройки гидродинамической модели.

Методика прогноза содержания органического вещества в породах баженовской свиты по данным геофизических исследований скважин на примере месторождений Томской области

А.А. Рогов
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Согласно общепринятой в настоящее время концепции поиска сланцевой нефти в породах баженовской свиты (БС) одним из главных параметров является содержание органического вещества $C_{орг}$ в породах БС. Выполнить детальный прогноз $C_{орг}$ в масштабах исследуемой территории и, следовательно, уточнить потенциально перспективные районы, достаточно проблематично. Для решения указанной проблемы, автором работы реализована методика прогноза $C_{орг}$ по данным геофизических исследований скважин (ГИС), которая основывается на корреляционных связях геохимических параметров с параметрами, полученными по данным спектрометрического гамма-каротажа (СГК).

В качестве объекта исследования были рассмотрены скважины, расположенные в различных нефтегазовых районах Томской области, в которых проведены лабораторные исследования пород БС в частности методом пиролиза Rock-Eval, а также запись расширенного комплекса ГИС. Входными данными для обоснования методики послужили пиролитические исследования $C_{орг}$, и результаты спектрометрического гамма-каротажа (объемное содержание урана, калия и тория).

Поскольку радиоактивность битуминозных аргиллитов БС обуславливается их сорбционным обогащением ураном, автором была рассмотрена возможность построения корреляционной связи между параметром $C_{орг}$ и содержанием урана, определенным по данным СГК, по всем разрезам БС. На основе сопоставлений выбранных параметров, получены тесные корреляционные связи ($R^2 \approx 0.9$) с явным прослеживанием отдельных типов зависимостей, группирующихся по нефтегазовым районам. Сопоставление различных типов зависимостей с базовыми геохимическими параметрами указывает на их взаимосвязь с катагенетической преобразованностью пород.

В целом реализованная методика позволяет надежно прогнозировать содержание органического вещества в породах БС и выполнять оценку катагенетической преобразованности пород БС. В совокупности это дает два полноценных критерия, которые дают возможность выполнить более объективную оценку перспективности пород БС, как нетрадиционного источника углеводородов. Разработанная методика характеризуется высокой экономической эффективностью, и позволяет осуществлять прогноз на основе ограниченного числа опорных скважин, стандартных лабораторных исследований керна и незначительного удорожания комплекса ГИС по сравнению со стоимостью керновых исследований благодаря добавлению спектрометрического гамма-каротажа.

Экспериментальные исследования стимуляции терригенных коллекторов кислотным воздействием

***А.А. Rogozin, Я.А. Леонов, Е.И. Василенко
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»***

Кислотная обработка является эффективным методом очистки ствола скважины и призабойной зоны и повышения производительности скважин. В результате проведения комплексного кислотного воздействия происходит растворение кольтируемых материалов, отложений и осадков с последующим удалением продуктов реакции из скважины и призабойной зоны пласта. Интенсификация эксплуатации скважин путем кислотной обработки является актуальной и в настоящее время. В связи с этим в рамках лабораторных исследований была проведена работа по поиску и экспериментальному обоснованию новых рецептур комплексных кислотных составов для стимуляции терригенных коллекторов на примере майкопских отложений месторождения Дыш Краснодарского края.

За время его эксплуатации уменьшились дебиты скважин, увеличилась степень загрязнения и насыщенность прискважинной зоны пласта водной фазой. В 2006-2007 гг. на месторождении были проведены восемь глинокислотных обработок с добавлением в состав уксусной кислоты и КСІ. При этом успешность составила 25 %: только по двум скважинам были получены положительные результаты. Вероятно, это связано с осадкообразованием и недостаточной степенью удаления продуктов реакции из скважины и призабойной зоны.

С учетом негативного опыта прошлых лет в качестве рабочих агентов для экспериментальных исследований было предложено семь глинокислотных композиций с добавлением ПАВ и ГФ различной концентрации. Поиск эффективных технологий воздействия проведен на основе изучения фильтрационных свойств керна и определения коэффициентов восстановления проницаемости для нефти после обработки кислотными композициями.

По результатам экспериментов выбраны рецептуры составов, удовлетворяющие критерию технологической эффективности кислотного воздействия. Выполнена сравнительная оценка экономической эффективности глинокислотных обработок в промышленных условиях. Подобраны оптимальные рецептуры глинокислотных композиций с добавлением ПАВ и ГФ для проведения эффективных кислотных обработок на месторождении Дыш.

Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область)

О.В. Садкина
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Данная работа посвящена изучению отложений баженовской свиты (БС) на территории Томской области и ранжированию изучаемых территорий по зонам реализации БС своего генерационного потенциала и перспективам добычи из нее сланцевой нефти. Для этого приводятся обширные данные геохимических исследований пород этой свиты, полученные за долгие годы изучения пород БС Томской области в лаборатории геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть», а также рассматриваются геологические критерии наличия залежей сланцевой нефти БС.

Целью работы является оценить перспективы открытия залежей сланцевой нефти в БС в юго-восточной части Западной Сибири (Томская область), используя совокупность геохимических и геологических критериев.

В ОАО «ТомскНИПИнефть» на протяжении многих лет проводятся систематические исследования пород баженовской свиты. За это время исследовано около 20 000 образцов пород (керн и шлама) более чем из 1000 скважин не только Томской области, но и других районов Западной Сибири. На основе полученных геохимических параметров удалось построить схему, которая отражает степень реализации генерационного потенциала породами баженовской свиты, учитывает фациальные условия осадконакопления органического вещества и степень его катагенетической зрелости. На построенной схеме очевидны прогретые, следовательно, наиболее перспективные участки.

Кроме геохимических критериев, были рассмотрены дополнительные геологические критерии, указывающие на наличие залежи сланцевой нефти. Необходимы наличие мощной толщи перекрывающих и подстилающих БС флюидоупоров, которая препятствует вертикальной миграции углеводородов, отсутствие проводящих разломов в толще как баженовской свиты, так и в перекрывающих и подстилающих флюидоупоров. Породы баженовской свиты также должны обладать повышенными термобарическими параметрами.

С использованием совокупности геохимических и геологических критериев на территории Томской области выделены зоны, наиболее перспективные для открытия залежей сланцевой нефти в отложениях баженовской свиты. Разработаны критерии, на основе которых выбраны наиболее перспективные участки для дальнейшего поиска залежей в юго-восточной части Западной Сибири (Томская область).

Комплексное изучение анизотропии петрофизических свойств на керне. Опыт ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

М.Ф. Серкин
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Цель исследования анизотропии – повышение достоверности и информативности результатов керновых исследований за счет использования новых фильтрационных моделей, основанных на данных азимутальных измерениях, анизотропии коллектора и учете масштабного фактора.

В результате исследования анизотропии возможно получение азимутально направленных петрофизических параметров пласта (тензора), использование которых позволит правильно планировать сетку скважин на сложных месторождениях, рассчитывать оптимальные азимут и угол бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, более эффективно проводить закачку реагентов для увеличения нефтеотдачи и гидроразрыв пласта.

Изучение анизотропии пласта на керновом материале дает возможность лучше понять процессы, происходящие при разработке сложнопостроенных коллекторов и выявить причины различия направлений фильтрационных потоков.

Объектами исследования могут являться:

- сложнопостроенные терригенные коллекторы Западной Сибири;
- кавернозно-трещиноватые коллекторы Восточной Сибири, Оренбургской и Самарской областей, Тимано-Печерского НГК;
- нетрадиционные низкопроницаемые сланцевые коллекторы;

В зависимости от причины анизотропию горных пород можно классифицировать по следующим типам: текстурно-структурная; трещинная; каверновая; смешанная. В зависимости от преобладания векторов петрофизического параметра породы K (проницаемости, удельного электрического сопротивления и др.) можно выделить следующие два типа анизотропии: вертикальную и латеральную.

В центре исследований керна ООО «ТННЦ» разработан и реализован комплекс исследований керна, необходимых для определения анизотропности пород по петрофизическим параметрам и влияния масштабного фактора. Составлены требования к отбору, подготовке и транспортировке керна. Разработано ПО для подсчета параметров трещиноватости по снимкам керна и шлифов. Комплекс исследований включает изучение полноразмерного керна (томографию, профильные исследования), полноразмерных, кубических и стандартных образцов, петрографических шлифов.

О роли геотектонического фактора в формировании нефтегазоносности глинистых пород-коллекторов палеогена Восточного Предкавказья

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

В данной работе в дополнение к имеющимся научным исследованиям предпринята попытка выделить наиболее перспективные направления работ по поиску и разведке залежей углеводородов в палеогеновых отложениях Восточного Предкавказья на основе детального изучения геотектонического развития региона.

Авторами собраны и проанализированы результаты работ многих исследователей, занимающихся изучением геотектонического развития Северо-Кавказского региона.

Степень неотектонической активности рассматриваемой территории оценивалась по картам скоростей современных вертикальных и горизонтальных движений, по которым Восточное Предкавказье в целом подвергается воздействию интенсивных геотектонических процессов и, в частности, испытывает неравномерное воздымание, что способствует образованию и раскрытию трещин.

Планетарными тектоническими элементами, влияющими на геодинамику всего Кавказа являются две крупные литосферные плиты – Скифская и Аравийская.

Для решения вопроса о вкладе литосферного взаимодействия Скифской и Аравийской плит в новейшую и современную геодинамику Северного Кавказа многими авторами проведены различные исследования. Так, по данным GPS измерений (В.К. Милуков, 2015) Аравийская плита движется относительно Скифской в северо-западном направлении со скоростью около 15-18 мм/год.

Вследствие взаимодействия литосферных плит, сопровождающегося землетрясениями, образуются разрывные нарушения, влияющие на фильтрационно-емкостные свойства пород. Авторами выделены зоны возможного развития трещинных глинистых коллекторов в пределах исследуемой территории. На основе данных пиролитического (в модификации Rock-Eval) и химико-битуминологического методов анализа глинистые породы палеогена авторами отнесены к нефтегазоматеринским толщам с высоким нефтегазогенерационным потенциалом. Проведено также районирование территории по фазовому состоянию возможных залежей углеводородов.

Таким образом, на основе геотектонических и геолого-геохимических критериев на изучаемой территории в отложениях палеогена имеются все предпосылки к открытию промышленных скоплений углеводородов.

Полученные результаты могут быть использованы при планировании работ по выявлению залежей нефти и газа в нетрадиционных глинистых коллекторах палеогена. В первую очередь заслуживают внимания зоны наибольшей тектонической активности и, как следствие, наибольшего развития трещиноватости, которые приурочены к глубинным разломам, а также к эпицентрам современных и палеоземлетрясений.

Зоны двухфазного флюидонасыщения (по материалам изучения керна ОАО «Сургутнефтегаз»)

***Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина, О.А. Быкова, С.А. Власова,
А.В. Дякина, Н.В. Новикова, Г.М. Саттарова,
И.Л. Цесарж, И.В. Шестерякова
(ОАО «Сургутнефтегаз», «СургутНИПИнефть»)***

В работе изложены отдельные результаты многолетнего изучения неоднородно флюидонасыщенных зон (НФНЗ) в колонке керна на месторождениях Западно-Сибирской территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». Приведены примеры: распределения нефти в НФНЗ; геометрии контактов нефти; нефтенасыщения, не связанного с НФНЗ продуктивных пластов.

Так как большинство пластов территории относится нефтяным, то и большая часть НФНЗ относится к водонефтяным зонам (ВНЗ). Процентное содержание нефть/вода в ВНЗ, определенное по керну (до 15 м), варьирует в разных соотношениях. Высокая концентрация нефти наблюдается как в верхней части ВНЗ, так и в нижней, приурочена к участкам с лучшими коллекторскими свойствами и не подчиняется классическому представлению распределения флюидов. В отдельных случаях флюидонасыщение имеет инверсионный характер. Например, на объекте 37_6_58 концентрация нефтенасыщения в подошве продуктивной части крутонаклонно (70° и более) ограничена: сверху – ломаной линией водонефтяного контакта (ВНК); снизу – мощной зоной кальцитизации. Вдоль ВНК наблюдается ряд субпараллельных разрывных нарушений с поверхностями скольжения, характер которых указывает на взбросовую кинематику разрывов. Участки небольшой толщины или пятна нефти в подошве зон водонасыщения, приуроченные к углистым включениям или контактам с углем, не относятся к ВНЗ.

В процессе изучения керна газонефтяных зон (ГНЗ) выработаны алгоритмы определения газонасыщенных коллекторов. Анализ керна ГНЗ показал, что основной отличительной особенностью данных зон от ВНЗ является проницаемость.

В колонке керна битуминозных аргиллитов верхнеюрских отложений выделяются битумонефтяные зоны (БНЗ), которые характеризуются свечением в УФО. Нефтенасыщение приурочено к зонам микротрещиноватости с черной маслянистой углеводородной пятнистостью и «выпотами» нефти. Выявлению данных зон способствует технология полных состыковки и продольной распиловки. «Выпоты» нефти приурочены в основном к субгоризонтальным трещинам. На микроуровне отдельные участки зон нефтенасыщения характеризуются трещинно-кавернозной пустотностью.

В НФНЗ контакты нефть/флюид разнонаклонные, прямо- и криволинейные, часто пятнистые. В редких случаях отбор керна попадает в участки субвертикальных изгибов ВНК или сложных, местами скругленных контактов, часто связанных с зонами кальцитизации.

О деформациях горных пород (по материалам изучения керна ОАО «Сургутнефтегаз»)

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

Изучение керна горных пород Западно-Сибирского осадочного чехла доказывает широкое развитие разнообразных деформационных текстур. В работе приведены примеры некоторых типов деформаций, определяемых по комплексному и многоуровневому изучению керна. Все типы взаимосвязаны между собой, свидетельствуют о масштабности сдвиговой тектоники в разрезе Западно-Сибирского нефтегазоносного района.

В нескольких разделах работы («Инъективные деформации», «Турбулентно-вихревые образования», «Тектонический меланж») освещены результаты изучения инъективных деформаций, среди которых особое место отведено кластическим интрузиям, турбулентно-вихревым образованиям, зонам смешивания и меланжирования отложений. Обозначены: связь обособленных турбулентно-вихревых образований с «рябчиковыми» зонами их концентрации; связь аномальных разрезов битуминозных верхнеюрских отложений с инъективной тектоникой.

Отдельными разделами («Трещиноватость», «Тектоническое расчленение, разлинзовывание») освещены новые данные о характере трещиноватости битуминозных аргиллитов и тектоническом разлинзовывании битуминозных компетентных пород верхнеюрских отложений. Выявлено, что субгоризонтальная криволинейно пересекающаяся трещиноватость подобна anastomosing lines в strike-slip fault системах. Среди субвертикальных трещин выявлены опережающие (leading, advanced), нарушенные субгоризонтальными смещениями. Проведена реконструкция и дана характеристика средне-мелких и крупных будинообразных образований. Выявлено, что «расклешивание» трещиноватости аргиллитов свидетельствует о нахождении будиноида за пределами колонки керна. Отмечено подобие между будиноидами и милонитовыми порфиорокластами. В пограничной зоне будиноид-аргиллит выявлены: зоны дробления, смешивания; интенсивная расщелочка аргиллитов; поверхности скольжения, иногда с бурыми налетами углеводородов; зоны милонитизации.

В заключительном разделе затронут вопрос милонитизации пород. Приведен пример динамометаморфита с полосчатым псевдориолитовым обликом и наложенной криволинейной псевдоперлитовой микротрещиноватостью, способствующей делению породы на мелкие овальные составляющие для дальнейшей их тектонизации, текстурной переориентировки, минерального преобразования в пористую среду.

По тексту работы затронуты вопросы: конвергентности в геологии; возникновения диссипативных структур или высокоупорядоченных образований; эволюционной самоорганизации и реорганизации породообразующего материала. В заключении отмечена необходимость изучения керна на разных уровнях и с позиций разных научных направлений, например, в свете представлений вихревой геодинамики или физической мезомеханики материалов академика В.Е. Панина.

Определение латеральной изменчивости свойств карбонатного коллектора методами гидродинамических исследований скважин

*В.Н. Федоров, Э.М. Салимгареева
(ООО «БашНИПИнефть»)*

Целью настоящей работы были обоснование и выработка подхода к определению изменчивости свойств карбонатного коллектора по латерали по результатам проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на нестационарных режимах с целью снижения геологических неопределенностей.

В работе показано, что геологические и сейсмические методы неполностью позволяют выявить латеральную изменчивость свойств. Так, по результатам обработки длительной восьмимесячной кривой восстановления давления (КВД), записанной в одиночной скважине одного из карбонатных месторождений ПАО АНК «Башнефть» (пласты двойной пористостью), было выявлено следующее: 1) скважина вскрывает трещинно-каверново-матричную зону с проводимостью $12,82 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$ (проницаемость $4,273 \text{ мкм}^2$, протяженностью 500 м); 2) коллектор имеет зонально-неоднородное строение; 3) пласт замкнутый. Показано, что геологические данные неполностью отражают характер системы: фактическая проницаемость на порядки больше, чем заложена в модели, а линзовидное тело в действительности имеет более сложную структуру.

Для выявления изменчивости латеральных свойств коллектора авторами предложена регистрация длительных кривых стабилизации давления (КСД) с момента пуска скважин с использованием систем непрерывного мониторинга, например, датчиков давления телеметрических систем (ТМС), получивших широкое распространение в последние годы. Данный метод сохраняет глубинность исследования, но в отличие от метода КВД не приводит к потерям нефти (потери нефти при записи восьмимесячной КВД составляют около 50000 т). Информативность метода определяется качеством выполнения предъявляемых требований: скважина должна работать на постоянном режиме; датчик ТМС должен быть настроен на разрешающую способность не менее $0,001 \text{ МПа}$ и дискретность записи – один замер в мин.; необходима регистрация дебитов; время исследования определяется исходя из необходимого радиуса. Показано, что несмотря на некоторую зашумленность данных, вызванную колебаниями дебита, совпадение в результатах, получаемых при обработке КВД и КСД, удовлетворительное (различие находится в пределах погрешности).

В рамках изучения карбонатных коллекторов месторождения предложен следующий подход: на начальной стадии разработки механизированный фонд может быть исследован методом КСД повсеместно, фонтанный – по опорной сети (при экономической целесообразности и наличии оборудования). Проведение исследования на поздних стадиях разработки может быть нерациональным из-за интерференции соседних скважин и необходимо, например, при подозрении на дренирование замкнутого блока. Результаты исследований используются для уточнения цифровой геолого-гидродинамической модели, при планировании системы поддержания пластового давления.

Геологическая неопределенность и риски при эксплуатационном бурении в коллекторах фундамента

*Е. Харьба, И. Богатырев, Л. Стулов, К. Ежов,
А. Поливахо, М. Драгосавац, Т. Ольнева
(НТЦ НИС-Нафтагас д.о.о., ООО «Газпромнефть–НТЦ»)*

Нефтяное месторождение Турия, расположенное на территории Республики Сербия, открыто в 1988 г., разрабатывается с 1991 г. Пробурено 139 скважин. В нефтегазовом отношении месторождение приурочено к Паннонскому бассейну. В геологическом разрезе выделяются породы донеогенового основания и осадочного чехла. Основным объектом разработки приурочен к породам фундамента, представленным фашиями регионального метаморфизма с макротипами кристаллических и серицитовых сланцев, тектонических брекчий и коры выветривания. Неоднородность пород фундамента обуславливает сложную структуру пустотного пространства и изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Проблемы разработки преимущественно связаны с неоднородностью и несвязностью трещин, блоковым строением, слабым, до полного отсутствия по некоторым блокам, аквифером, и, как следствие, быстрым снижением пластового давления.

В рамках сейсмо-геологического мониторинга разработан алгоритм прогноза свойств коллектора на качественном уровне, основанный на комплексном анализе сейсмических данных 1992 г., результатов исследований керна и анализа продуктивности скважин. В качестве инструмента для выделения высокопродуктивных зон предложен атрибут «RMS амплитуда». Эксплуатационное бурение осуществлялось с ориентировкой на пониженные значения атрибута. На фоне в целом успешного бурения в одной из скважин получен негативный результат, который ранее не прогнозировался - приток воды на гипсометрических отметках существенно выше водонефтяного контакта. Это потребовало внесения изменений в алгоритм подбора скважин-кандидатов для бурения. Петрофизическая интерпретация выполнялась на основе комплексирования стандартных методов геофизических исследований скважин со специальными: микросканерами удельного электрического сопротивления и волновыми акустическими каротажем, необходимыми для прогноза и анализа трещиноватости. С целью прогноза анизотропии и ассоциированных с анизотропией зон трещиноватости, а также уточнения конфигурации тектонических нарушений при обработке новых данных широкоазимутальной сейсморазведки применена технология глубинной миграции EC360 и AVAZ инверсии. Это позволило уточнить структурно-тектоническую модель и выявить направление и интенсивность трещиноватости. Комплексный анализ и интерпретация геолого-геофизических и промысловых данных дал возможность выделить гидродинамически обособленные и связанные районы и зоны, выполнить типизацию отложений и выделить коллекторы двух типов пустотного пространства с определением пористости для каждого.

Рассмотренный подход позволил усовершенствовать алгоритм, максимально учесть риски и оптимизировать программу бурения для месторождения, приуроченного к метаморфизованным породам фундамента.

Моделирование многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине с учетом неопределенности фильтрационно-емкостных свойств низкопроницаемого коллектора и геометрических параметров трещины

*М.А. Шабалин, И.Г. Искевич
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Основной технологией вовлечения в разработку углеводородов в низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторах является бурение горизонтальных скважин с многостадийного гидроразрыва пласта. Описание фактической динамики и прогноз работы таких скважин невозможны без построения аналитических и цифровых моделей.

Применение геолого-гидродинамического моделирования позволяет синхронизировать геолого-промысловые данные из различных источников. Однако исследование нетрадиционных коллекторов с целью получения данных характеризуется существенной неопределенностью количественных значений.

Многовариантное моделирование становится наиболее востребованным инженерным инструментом для учета неопределенности и последующего построения дерева решений, оценки ценности информации, планирования опытно-промышленных и лабораторных работ, а также является основой для принятия бизнес-решений.

В работе показаны рабочий процесс интеграции статистических данных и вариантов геометрических параметров трещины, подходы к настройке гидродинамической модели, селекции представительных вариантов и построению прогноза с использованием линейки корпоративного программного обеспечения.

Что такое «пенная» нефть? Ее влияние на замеры дебитов скважинной продукции

*В.В. Шаламов, Е.В. Пицора, А.А. Хайруллин,
А.О. Давидовский, С.А. Абрамочкин
(АО «Тюменнефтегаз», Тюменский индустриальный университет,
«Шлюмберже Лоджелко, Инк.»)*

В ходе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений обязательно проводятся индивидуальные и групповые замеры дебитов скважин, регламентируемые ГОСТ Р 8.615-2005. При выполнении пилотного проекта по разработке Русского месторождения было установлено, что для высоковязких нефтей использование традиционных сепарационных установок имеет ряд ограничений, а меры по обеспечению качества сепарации, например, подогрев продукции, значительно увеличивают операционные затраты компании.

Цель работы заключалась в выборе оптимального средства измерения дебита высоковязкой, тяжелой нефти месторождений Западной Сибири в поверхностных условиях, при которых образуются стойкие пены и эмульсии.

Для количественной оценки влияния реологических свойств высоковязкой нефти Русского месторождения на качество замеров потребовалось провести нестандартные лабораторные исследования свойств пенной структуры. Исследования «пенной» нефти в настоящее время не стандартизированы. По результатам обобщения мирового опыта данных выполненных лабораторных исследований и проведенных полевых испытаний были сформированы рекомендации по проведению лабораторных исследований свойств «пенных» структур.

В работе рассматривается накопленный опыт применения многофазной бессепарационной замерной установки на основе трубки Вентури с радиоактивным источником, применяемой на Русском месторождении. Продуктивный пласт месторождения ПК 1-7 разрабатывается при давлении ниже давления насыщения, что приводит к образованию трехфазного (нефть, вода, газ и их смесь) потока жидкости.

Благодаря простоте конструкции, отсутствию подвижных механических узлов и расположению всех измерительных датчиков в одной «точке» многофазная расходомерия явилась сепарационным установкам. Технология успешно прошла испытания в условиях Русского месторождения, где в качестве эталонных показателей были приняты результаты объемных и массовых замеров, выполненных слитительным средством измерения (ССИ) сепарационного типа, установленным после точки обогрева продукции скважин. Для достижения максимальной точности ССИ было оснащено расходомерами кориолисового типа, установленными на нефтяной и газовой линиях сепаратора. По результатам проведенных работ даны рекомендации по подбору замерного оборудования для высоковязких «пенных» нефтей.

В ходе опытно-промышленных работ выявлены следующие преимущества бессепарационной замерной установки по сравнению с сепараторами: отсутствие необходимости подогрева потока скважинной продукции и высокая точность определения обводненности в условиях измерения стойких эмульсий.

Учет геологических особенностей процесса формирования доюрских отложений при построении геологической модели на примере месторождений Томской области

О.В. Яковенко
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

В работе представлен комплексный подход к изучению геологического строения доюрского комплекса, включающий построение трехмерной геологической модели и прогноз зон распространения коллекторов доюрских отложений. Изучен керновый материал доюрского возраста по месторождениям юго-восточной части Нюрольской впадины, рассмотрен процесс формирования доюрского складчатого комплекса, составлена общая седиментологическая модель и построен структурный каркас геологической модели, отражающий особенности геологического строения доюрского комплекса.

Исследуемые месторождения приурочены к палеозойской ундулирующей синклинальной складке северо-западного простирания. Отложения коренного палеозоя относятся к зоне открытого шельфа с карбонатно-глинисто-кремнистым типом разреза. Интерес в отношении развития трещиноватых коллекторов коренного палеозоя представляют кремнистые известняки, слагающие контрастные, осложненные большим числом разрывных нарушений эрозионно-тектонические блоки, перекрытые кремнисто-глинистой корой выветривания, содержащей залежи углеводородов. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности коры выветривания являются контрастные эрозионно-тектонические выступы, сложенные силикатосодержащими породами.

С учетом геологических особенностей формирования доюрского комплекса исследуемых месторождений была составлена седиментологическая модель и построена поверхность разделения отложений коры выветривания и коренного палеозоя. При построении геологической модели были воссозданы условия залегания пластов на момент формирования коллекторов за счет нарезки слоев. Данный подход позволяет учитывать залегание пластов доюрских отложений, моделировать движение флюидов и делать более точный прогноз распределения запасов нефти и газа.

