

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XI научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами»

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Москва

2011

СОДЕРЖАНИЕ

Акелян Н.С. Вероятностная оценка технологических рисков при проведении геолого-технических мероприятий.....	6
Анисимов А.В., Дюсюнгалиев М.А. Разработка и внедрение слабоминерализованного формиатнатриевого бурового раствора для месторождений со сложными горно-геологическими условиями.....	7
Аржиловская Н.Г., Личагина Л.А. Учет особенностей геологического строения пласта ЮВ ₁ ¹ Южкунской площади Северо-Покачевского месторождения при формировании системы разработки.....	8
Афанасьев И.С., Байков В.А., Вафин И.И., Гусманов А.А., Усманов Т.С., Мальцев В.В. Планирование системы разработки низкопроницаемых коллекторов с учетом преимущественного направления развития трещин ГРП и автоГРП на примере пласта БС ₄₅ Приразломного месторождения.....	9
Байков В.А., Борщук О.С., Волков В.Г., Колонских А.В., Пустовских А.А. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения с учетом нелинейной фильтрации.....	10
Байков В.А., Гимазов А.А., Колонских А.В., Макатров А.К., Политов М.Е., Сергеев Е.И., Телин А.Г. Лабораторные исследования нелинейной фильтрации низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения.....	11
Бембель С.Р., Подкорытов М.С. Проблемы образования и картирования мозаичных структур запасов нефти и газа при геологическом и гидродинамическом моделировании залежей.....	12
Бородин А.М. Буровой раствор «Салт-Дрилл» для бурения наклонно направленных скважин на территории Урало-Поволжского региона.....	13
Бочков А.С., Галеев Р.Р., Мухамадеев Д.С., Харисов М.Н. Анализ неопределенности при планировании резки боковых стволов с использованием геолого-гидродинамических моделей.....	14
Бухаров П.С., Буков О.В. Испытание технологий многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах для условий низкопроницаемого коллектора.....	15
Винокурова Е.Е., Каракулова Л.В. Применение литолого-фациального анализа при разработке девонских терригенных отложений на примере Андреевского нефтяного месторождения.....	16
Волков В.Г., Сливка П.И., Габдулов Р.Р., Гарипов О.М. Инновационные разработки в области проведения гидродинамических исследований многопластовых скважин с компоновками для одновременно-раздельной закачки.....	17
Волков В.Г., Роцекгаев А.П., Якасов А.В. Ремасштабирование проводимости как способ учета геологической неоднородности в гидродинамических моделях.....	18
Габнасыров А.В., Некрасов А.С. Анализ результатов современных методов ГИС по определению параметров трещиноватости на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».....	19
Гайсин Ф.Ф., Михеев П.С., Исбир Ф.А. Оптимизация разработки и выделения эксплуатационных объектов многопластовых нефтегазовых месторождений ограниченным фондом скважин.....	20
Горбунов В.В. Предложения по оптимизации разработки палеогеновых отложений Восточного Ставрополя.....	21
Давлетбаев А.Я., Слабцкий А.А., Каменских А.Ю. Гидродинамические исследования на опытном участке с линейной системой разработки.....	22

Денисов А.Н., Lenorman R., Legrand S. Полудинамический метод фильтрации для исследования влияния асфальтенов на капиллярные и фильтрационные характеристики коллекторов.....	23
Зубков А.А., Гарушев Э.А. Минимизация рисков, связанных с коррозионной активностью, при планировании и проведении кислотного воздействия	24
Ибрагимова Е.Г., Старцев М.А., Митина О.Ю. Проблемы образования и картирования мозаичных структур запасов нефти и газа при геологическом и гидродинамическом моделировании залежей.....	25
Ильясов С.Е., Окромелидзе Г.В., Сунцов С.В., Кучевасов С.И. Опыт проектирования и строительства многоствольных скважин.....	26
Исмагилов Т.А. Потенциал малообъемных физико-химических методов повышения нефтеотдачи при разработке неоднородных по проницаемости терригенных коллекторов	27
Каменских А.Ю., Назаргалин Э.Р., Усманов Т.С., Степанова З.Ю., Давлетбаев А.Я. Исследования геометрии техногенных трещин ГРП и автоГРП на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз».....	28
Качуровский Ю.А. Современные методы исследований пластовых флюидов	29
Ковшов В.Д., Бакланова Е.Г., Гнездов В.П., Сташок Ю.И., Кузнецов А.А. Текущее состояние, задачи и перспективы использования интеллектуальных глубинных пробоотборников для отбора пластовых флюидов.....	30
Костригин И.В., Хатмуллин И.Ф., Хатмуллина Е.И. Построение карт остаточных запасов при заводнении на основе линий тока с автоматическим интегральным History Matching.....	31
Кочанова С.А., Оленчиков Д.М., Сапожников А.Е., Усманов М.А., Белых А.М., Обухов С.Л. Повышение технико-экономической эффективности термических методов, применяемых на Гремихинском месторождении	32
Краснов В.А., Мусабилов Т.Р., Рошкетаяев А.П., Якасов А.В. Оценка продуктивности скважин на основе статистических параметров полей проницаемости	33
Крянев Д.Ю., Жданов С.А., Петраков А.М. Совершенствование технологии нестационарного заводнения для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами	34
Кудин Е.В., Гончаренко В.А., Поляков А.А., Блинова В.Н., Зверев И.О. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности плато Путорана	35
Кузнецов А.А. Оценка возможностей комплексной управляющей системы при контроле разработки многопластового месторождения.....	36
Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Никитин А.Н., Кардымон Д.В. Переориентация азимута трещины повторного ГРП	37
Летичевский А.Е., Бадамшин Р.Р. Применение анализа рисков и неопределенностей для оптимизации разработки месторождения с использованием горизонтальных скважин	38
Лягова М.А. Технологии бурения глубоких перфорационных каналов	39
Максимов А.А., Калимуллин Ф.М. Оценка зависимости эффективности закачки от качества подготовки закачиваемого агента.....	40
Маликова М.Ю., Кринин В.А. Совместимость пластовых вод Ванкорского месторождения	41
Меркушкина Ю.В., Ганичев Д.И., Папъков С.Ю., Исаева В. Строение, литолого-петрофизические особенности венд-кембрийских карбонатных пород юга Сибирской платформы (в пределах ЛУ ОАО «НК «Роснефть»).....	42
Мешков В.М., Клюкин С.С., Нестеренко М.Г., Бабынин П.А. Инженерное сопровождение ГРП с целью повышения его эффективности	43
Мешков В.М., Нестеренко М.Г., Ихсанов М.А., Загнетный А.А. Термогидродинамические исследования многозбойных скважин	44
Мусабилов М.Х. Технологии направленной кислотной обработки порово-трещинных карбонатных коллекторов.....	45
Мухаметдинов И.Ф. Анализ эффективности ОПЗ на многопластовых объектах разработки нефтегазовых месторождений (на примере Приобского месторождения).....	46

Налётова А.А., Олейник А.В., Глазунов П.А., Шевелёв П.В. Исследование функций относительной фазовой проницаемости в системе газ – нефть с точки зрения влияния на показатели разработки нефтегазоконденсатного месторождения	47
Небогин Н.М. Комплексный подход к разработке Угутского месторождения горизонтальными скважинами.....	48
Нурiev P.И., Давлетбаев А.Я., Ковалева Л.А. Добыча высоковязких нефтей с помощью высокочастотного электромагнитного воздействия и закачки смешивающегося агента.....	49
Остроухов С.Б., Бочкарев А.В., Крашакова А.В. Условия формирования и способ полного извлечения трудноизвлекаемых запасов месторождений Северного Каспия.....	50
Остроухов С.Б., Бочкарев А.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти Среднего Каспия и путь их максимального извлечения.....	51
Павлов А.А., Дружинин Д.А., Сташок Ю.И., Бурцев И.Е. Пробоотборник для отбора глубинных проб вязких нефтей.....	52
Папухин С.П., Солодов И.С., Колесников В.А., Середа И.А. Формирование предпосылок для выделения ранее не участвующих в разработке залежей нефти («пропущенных» залежей) на основании выделения региональных особенностей распространения пластов-коллекторов	53
Поляков А.А., Блинова В.Н., Зверев И.О., Гайдук А.В., Лапочкина Е.С. Геологическое строение Оленекского месторождения битумов и перспективы нефтегазоносности прилегающей территории.....	54
Попков В.И., Хамитов И.Г., Шакшин В.П., Солкина О.В., Ковалев А.А. Гидродинамические методы моделирования коэффициента охвата вытеснением, асимметричные элементы заводнения.....	55
Попов В. Интегрированное управление операциями нефтегазовой компании – построение интеллектуального месторождения.....	56
Попов В. Хранилище геологических моделей, консолидация геологических данных, виртуальное рабочее место геолога.....	57
Пресняков А.Ю., Стрижнев В.А., Елесин В.А., Захаров С.В. Опыт проведения работ по ограничению водопритока на месторождениях ОАО «НК «Роснефть».....	58
Пустовских А.А., Рабцевич С.А., Ситников А.Н. Комплексный подход при создании шаблона выбора оптимальной системы разработки.....	59
Семикин Д.А., Жаковщиков А.В. Разработка и внедрение методики диагностики источников флюидопроявлений в межколлонном пространстве (на примере месторождения им. Ю. Корчагина).....	60
Серебrenников И.В. Планирование и проведение нестационарного заводнения на опытных участках Толумского и Тевлинско-Русскинского месторождений.....	61
Тимиргалин А.А., Шкитин А.А. Комплексный анализ данных разработки, геологии, сейсмике, петрофизике и гидродинамического моделирования при мониторинге разработки ачимовских пластов Малобалыкского месторождения	62
Толстольгкин И.П. Анализ выработки запасов нефти по объектам БС Сургутского и БВ Нижневартовского сводов, длительное время находящихся в эксплуатации.....	63
Томашев Д.В. Новый подход к изучению карбонатных пород-коллекторов нижнего триаса (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя.....	64
Трофимова Е.Н., Дроздова И.А., Дякина А.В., Медведева Е.А., В.Р. Сахарова, Цесарж И.Л. Методика макроизучения органогенных известняков (по материалам изучения керна пород доюрского комплекса)	65
Трофимова Е.Н., Дроздова И.А., Дякина А.В., Медведева Е.А., Сахарова В.Р., Цесарж И.Л. Методика макроизучения трещиноватых пород (по материалам изучения керна пород доюрского комплекса)	66
Фахретдинов Р.Н., Зайтун А. Оперативное решение проблем обводнения скважин на поздней стадии разработки месторождений. Технология POWELTEC.....	67

Феофилактов С.Ф., Шахиев Р.И. Опыт эксплуатации погружной телеметрии высокого разрешения на месторождениях РФ	68
Хайрутдинова В.Р., Нуров С.Р. Разработка маломощных карбонатных нефтяных оторочек системой многозабойных скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».....	69
Хакимзянов И.Н., Багаутдинов Г.М., Разживин Д.А. Об особенностях разработки Нижнечутинского месторождения высоковязкой нефти республики Коми	70
Хамета И.Г., Бикбулатов С.М. Анализ сейсмической неопределенности с применением геостохастического моделирования на примере пласта Ю ₁ ² Кынского месторождения.....	71
Хачатурян М.В. Оценка энергоэффективности разработки газовых залежей месторождения Русский Хутор Северный.....	72
Хисамутдинов Н.И., Задорожный Е.В. О разработке нефтенасыщенных слоисто-неоднородных глинистых коллекторов пласта АВ ₁ ¹⁻² Самотлорского месторождения.....	73
Чепик С.К. Особенности применения и пути повышения эффективности ультразвука в технологиях стимуляции добывающих скважин.....	74
Чикишев Г.Ф., Герасимов И.В., Коноплев Ю.П., Кольцов Е.В. Совершенствование технологии разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти с поверхности.....	75
Чумаченко В.А., Шаймарданов Р.Р. Результаты применения кислотного ГРП в карбонатных коллекторах Иркутской области	76
Юсифов Т.Ю., Зизаев Р.М., Колода А.В., Аскеров А.А. Комплексный подход к проектированию гидроразрыва глинистых пластов нефтяных месторождений (на примере пласта БП ₁₄ Тарасовского месторождения ООО «РН–Пурнефтегаз»).....	77
Яргиев А.Ф. Природные битумы – дополнительный источник энергетического сырья.....	78

Вероятностная оценка технологических рисков при проведении геолого-технических мероприятий

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

Реализации проектов в нефтегазовом комплексе при освоении ресурсов сопутствует множество различных рисков, основными из которых являются экономические, технологические и геологические. Общий совокупный риск определяется спектром охватываемых проблем, а следовательно, сопутствующих им рискам.

При проведении ГТМ для выбора способа воздействия на продуктивный пласт, разработки дизайна, определения оптимальных технологических параметров при выполнении скважино-операции необходима полная и достоверная информация, характеризующая ситуацию. На практике действие многих факторов нельзя предсказать с высокой достоверностью, т.е. всегда неизбежен риск принятия не самого эффективного решения. Однако использование специальных статистических методов позволяет глубже разобраться в происходящем и оценить каждое возможное решение с точки зрения наименьшего риска.

Принятие решений предполагает выполнение ряда последовательных действий.

1. Выявление возможных вариантов действия. Для рассматриваемого нами случая – проведение ГТМ – подразумевается выбор скважины-кандидата для осуществления работ. По сути это скважина с некоторой системой входных параметров, включающих следующую информацию: пласт; толщина работающего интервала пласта; минералогический и гранулометрический составы продуктивных отложений; химический состав и количественное содержание компонентов, входящих в композицию, воздействующую на пласт; остановочные параметры работы скважины и др.

2. Описание факторов неопределенности. К ним относятся результаты событий, связанных с принятием решения, т.е. ожидаемый технологический эффект (изменение дебита нефти и жидкости после проведения ГТМ, изменение обводненности продукции, накопленный объем нефти и др.) от проведенного мероприятия. Для решения этой задачи рекомендуется использовать вероятностно-статистические модели, в частности, модели множественной регрессии.

3. Оценка результатов принимаемых решений. Последствия проводимых ГТМ можно свести в таблицу вероятности прироста объема добычи. Элементы таблицы – это вероятности достижения того или иного результата основных параметров объекта после проведения ГТМ. Вероятности могут быть получены экспертным (оценочным) путем или в результате расчетов с помощью построения прогнозных моделей. Модели множественной регрессии позволяют прогнозировать технологический эффект от проводимого вида ГТМ с точностью 80-100 %, т.е. вероятность достижения того или иного технологического эффекта также составит 80-100 %. Ожидаемый эффект будет характеризовать математическое ожидание величины. Из опыта видно, что наблюдаются большие колебания значений случайной величины, причем ее максимальному значению соответствует наибольшая вероятность. В связи с этим в качестве показателя риска – вероятности неполучения предполагаемого прироста объема добычи – имеет смысл рассматривать меру разброса значений около математического ожидания, т.е. дисперсию.

Использование предложенной методикой позволяет минимизировать технологические и экономические риски при выборе и проведении того или иного вида ГТМ.

Разработка и внедрение слабоминерализованного формиатнатриевого бурового раствора для месторождений со сложными горно-геологическими условиями

*А.В. Анисимов, М.А. Дюсюнгалиев
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

Использование традиционных глинистых буровых растворов при бурении скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями приводит к снижению показателей бурения и возникновению осложнений, что увеличивает время строительства объекта.

К сложным горно-геологическим условиям отнесем:

- неустойчивость стенок ствола скважины в хантымансийской, викуловской и фроловской свитах, на которые приходится основная часть всех осложнений;
- аномальные поровые давления и присутствие линз газа;
- высокие забойные температуры (110–130° С) в нижних продуктивных горизонтах.

Кроме того, скважины осложнены увеличенным средним зенитным углом и большими смещениями от вертикали (1000 м и более). Ранее применявшиеся рецептуры буровых растворов не гарантировали сохранения устойчивости ствола скважины при ее проводке.

В таких условиях требовалась разработка системы промывочной жидкости, обеспечивающей минимальное влияние раствора на стенки скважины, особенно с большим отходом ствола от вертикали в условиях аномально высоких пластовых давлений.

В результате проведения лабораторных и промысловых исследований была разработана и оптимизирована рецептура слабоминерализованного формиатнатриевого бурового раствора (ФБР). В качестве основного ингибитора глинистых пород использована соль HCOONa (формиат натрия – соль щелочного металла муравьиной кислоты в виде порошка). В качестве дополнительного ингибитора глинистых сланцев, а также понизителя водоотдачи использован полиакриламид (праестол марки 2540 Н). В качестве эффективного понизителя водоотдачи выбран полиакрилат натрия (ВПРН), в качестве структурообразователя – ксантановая смола, в качестве регулятора вязкости – реагент БСР, в качестве смазки – Биолуб LVL или графит, что позволило обеспечить оптимальное значение коэффициента трения.

В результате проведенных опытно-промысловых работ были сделаны следующие выводы:

- эффективное бурение, без изменения параметров реологии системы возможно с использованием бурового раствора плотностью до 1240 кг/м³.
- предупреждение диспергирования разбурываемых горных пород и снижение содержания глинистой фазы в растворе достигаются за счет оптимально подобранных концентраций реагентов;
- разработанный раствор увеличивает механическую скорость и проходку на долото по сравнению с ранее применявшимися буровыми растворами; обладает большей удерживающей и выносящей способностью; снижает количество осложнений при бурении.
- новая рецептура оптимизирована для сложных горно-геологических условий и благодаря своей высокой ингибирующей и удерживающей способности позволяет бурить скважины с минимальными осложнениями, в том числе с большими смещениями (1000 м и более). Кроме того, ФБР рекомендуется для бурения в условиях забойных температур от 100 °С и выше.

Учет особенностей геологического строения пласта ЮВ₁¹ Юккунской площади Северо-Покачевского месторождения при формировании системы разработки

*Н.Г. Аржиловская, Л.А. Личагина
(филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть»)*

Целью работы является выявление особенностей геологического строения Восточной залежи пласта ЮВ₁¹ Юккунской площади Северо-Покачевского месторождения, их учет при формировании системы разработки.

В тектоническом отношении площадь исследования относится к структурам II порядка – Покачевскому куполовидному поднятию и Курраганскому структурному мысу. На востоке Курраганский структурный мыс граничит со структурой II порядка – Юккунской впадиной.

По данным проведенных сейсмических исследований 3D, поисково-разведочного и эксплуатационного бурения построены структурная, тектоническая и геологические модели пласта ЮВ₁¹ Юккунской площади Северо-Покачевского месторождения (Восточной залежи).

Характерные особенности сейсмической записи волны ТЮ₁ и положение стратиграфической кровли пласта непосредственно зависят от строения баженовского интервала разреза.

Отражение Б формируется в кровле битуминозных аргиллитов баженовской свиты, имеющих аномально низкие значения скорости и плотности. В волновом поле выделяются области с аномальным строением баженовской толщи. В результате визуального анализа сейсмической записи баженовского сейсмокомплекса выделены четыре типа записи, характеризующие строение отложений баженовской свиты. На Юккунской площади в пласте ЮВ₁¹ Северо-Покачевского месторождения по данным сейсмических исследований выявлена система разрывных нарушений.

На основе выделенных на площади месторождения региональных и локальных реперов в отложениях баженовской, георгиевской и васюганской свит, данных описаний и анализов керна, промысловой геофизики, трассерных и гидродинамических исследований, анализа геолого-промысловой информации построена геолого-гидродинамическая модель Восточной залежи пласта ЮВ₁¹.

В отличие от предыдущей геологической модели ранее выделяемый пласт ЮВ₁⁰ вошел в состав пласта ЮВ₁¹. На восточной части месторождения установлены два типа аномальных разрезов в отложениях баженовской и георгиевской свит, выделены пять тектонических блоков. Кроме соответствия границ этих блоков выявленным тектоническим нарушениям района залежи, важным принципом отнесения скважин к единому блоку (участку) является перепад уровня ВНК по соседним скважинам блока в пределах 5 м (в зависимости от расстояния между ними).

Из основных практических результатов геологического моделирования строения пласта ЮВ₁¹ Юккунской площади Северо-Покачевского месторождения можно отметить следующие.

1. В качестве границ участков Восточной залежи использованы выявленные тектонические нарушения, разделяющие залежь на пять блоков со своими уровнями ВНК;

2. Положение тектонических нарушений на площади залежи в виде линий можно учитывать лишь условно. Скорее всего в разрезе пласта они представляют собой зону дислоцированных пород определенной ширины (около 100-300 м) и соответствующим образом могут влиять на разработку залежи.

3. При проектировании системы разработки необходимо учитывать положение всей системы выявленных нарушений, а не только тех, которые в представляемой геологической модели предполагаются в виде экранов.

Планирование системы разработки низкопроницаемых коллекторов с учетом преимущественного направления развития трещин ГРП и автоГРП на примере пласта БС₄₋₅ Приразломного месторождения

*И. С. Афанасьев (ОАО «НК «Роснефть»),
В. А. Байков, И. И. Вафин, А.А. Гусманов,
Т. С. Усманов (ООО «РН-Уфанипинефть»),
В. В. Мальцев (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Целью работы является изменение подходов к проектированию разработки путем поиска и опробования систем разработки, наиболее эффективных и устойчивых к существованию преимущественного направления трещин ГРП.

Основным объектом разработки Приразломного месторождения является пласт БС₄₋₅, содержащий порядка 90 % извлекаемых запасов нефти промышленных категорий всего месторождения. Средняя глубина залегания кровли пласта 2477 м, средняя нефтенасыщенная толщина 14,7 м, пористость – 0,17, проницаемость – $2,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², расчлененность – 10,5, коэффициент песчаности – 0,3, нефть – маловязкая, легкая. Указанные условия предполагают разработку пласта БС₄₋₅ исключительно с применением ГРП. При этом лучшие части месторождения уже разбурены и перспективы дальнейшей разработки связаны с песчаными телами меньшего масштаба с худшими фильтрационно-емкостными свойствами. Это предполагает изменение подходов к проектированию разработки, которое должно осуществляться с применением масштабных ГРП и учетом преимущественного направления трещин ГРП.

Ранее реализованные на пласте БС₄₋₅ Приразломного месторождения системы разработки были запроектированы без учета преимущественного направления трещин ГРП и в связи с этим оказались недостаточно устойчивыми к анизотропии процесса заводнения. Осложняющим фактором явилась и утвержденная система разработки (трехрядная треугольная), не позволяющая гибко управлять процессом заводнения. С аналогичной проблемой столкнулись и при разработке соседнего Приобского месторождения, что также привело к изменению системы разработки и формированию опытных участков.

Для подтверждения существования направления преимущественного развития трещин ГРП на Приразломном месторождении была использована вся имеющаяся геологическая и промысловая информация. Основные признаки наличия направления преимущественного развития трещин ГРП определялись по анизотропии заводнения, различию успешности геолого-технических мероприятий (ЗБС+ГРП) в зависимости от размещения скважин, из анализа размещения высокообводненных фонтанных скважин, корреляции между отбором и закачкой, по результатам проведения специальных ГИС (DSI, FMI, SFM и др.) и пр. Для подтверждения наличия эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах были проведены гидродинамические исследования скважин.

С учетом всей имеющейся информации была проведена серия расчетов с различными системами разработки, плотностями сетки скважин, направлением развития и параметрами трещин ГРП. Установлено, что оптимальной по технико-экономическим показателям является однорядная лобовая система разработки с разреженным рядом нагнетательных скважин, ориентированная в направлении преимущественного развития трещин ГРП. Для реализации предложен опытный участок с выбранной системой разработки в южной части пласта БС₄₋₅ Приразломного месторождения в районе кустовых площадок №№ 248, 251, 252, 253, 267, 272, 273. Бурение на опытном участке начато осенью 2010 г. Первые результаты эксплуатации после организации заводнения показали, что направления размещения рядов скважин выбрано верно. Составлена программа исследований по наличию гидродинамической связи между скважинами.

Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения с учетом нелинейной фильтрации

*В.А. Байков, О.С. Борщук, В.Г. Волков,
А.В. Колонских, А.А. Пустовских
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Приобское месторождение, являющееся крупнейшим месторождением в Западной Сибири, относится к чрезвычайно сложным объектам для освоения с точки зрения как системы поверхностного обустройства, так и разработки недр (проницаемость коллектора варьируется от $1 \cdot 10^{-3}$ до $15 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Ситуация еще больше усугубляется результатами последних фильтрационных экспериментов, проведенных в ООО «РН-УфаНИПИнефть», которые показали отклонение от линейного закона фильтрации Дарси в низкопроницаемых коллекторах Приобского месторождения.

Множественные фильтрационные эксперименты, проведенные на низкопроницаемых образцах керна Приобского месторождения с определением зависимости скорости фильтрации от градиента давления при различной насыщенности водой и нефтью, позволили установить значительное отклонение от линейного закона фильтрации Дарси. Для учета эффектов нелинейности закона фильтрации при моделировании разработки месторождений полученная эмпирическая зависимость была интегрирована в корпоративный гидродинамический симулятор BOS, в котором дополнительно была модернизирована численная схема расчета.

В гидродинамическом симуляторе BOS были проведены сравнительные расчеты разработки низкопроницаемых коллекторов с учетом и без учета нелинейной фильтрации. В качестве модели был взят однослойный однородный пласт с постоянной по латерали проницаемостью. Остальные фильтрационно-емкостные свойства пласта и физико-химические свойства пластовых флюидов соответствовали пласту АС₁₂ Приобского месторождения. В качестве системы разработки была взята реализованная девятиточечная система. В процессе численного эксперимента абсолютная проницаемость пласта изменялась в пределах от $1 \cdot 10^{-3}$ до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате было выявлено, что при нелинейной фильтрации КИН снижается примерно на 3 % относительно расчетов, проведенных на модели с линейной фильтрацией Дарси. Причем при уменьшении проницаемости отклонение КИН было незначительно. Однако время разработки с уменьшением проницаемости увеличивается существенно (при проницаемости $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² период разработки увеличивается в 1,5 раза, а при проницаемости $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² уже примерно в 3 раза). Аналогично ведут себя дебиты скважин – при нелинейной фильтрации дебиты скважин снижаются до 60 % относительно расчетов по линейному закону Дарси. Таким образом, практически все Приобское месторождение попадает в зону существенного влияния нелинейного закона Дарси.

Установленные новые закономерности нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах являются значимыми при разработке Приобского месторождения и игнорировать их нельзя. При создании новых технологий разработки низкопроницаемых коллекторов необходимо учитывать негативное влияние нелинейности закона Дарси и идти по пути его снижения.

Лабораторные исследования нелинейной фильтрации низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения

*В.А. Байков, А.А. Гимазов, А.В. Колонских, А.К. Макатров,
М.Е. Политов, Е.И. Сергеев, А.Г. Телин
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Основополагающий закон фильтрации Дарси был установлен еще в середине XIX века. Проверке и исследованию пределов применимости закона Дарси посвящено значительное число работ отечественных и зарубежных специалистов. В процессе этих исследований показано, что можно выделить верхнюю и нижнюю границы применимости закона Дарси. Верхняя граница достаточно хорошо изучена: отклонение определяется группой причин, связанных с проявлением инерционных сил при достаточно высоких скоростях фильтрации. Нижнюю границу последние десятилетия обуславливали неньютоновским поведением нефти. Однако в связи с возросшим интересом к низкопроницаемым пластам в последние годы появились научные публикации, посвященные нелинейной фильтрации (отклонение от линейного закона Дарси) в низкопроницаемых коллекторах.

В ООО «РН-УфаНИПИнефть» были проведены множественные фильтрационные эксперименты на низкопроницаемых образцах керна Приобского месторождения с определением зависимости скорости фильтрации от градиента давления при различной насыщенности водой и нефтью. В результате экспериментов было обнаружено отклонение от линейного закона фильтрации Дарси. На характерной зависимости скорости фильтрации от градиента давления можно выделить две области.

Первая область в интервале градиентов давления от нуля до предельного градиента давления H_L характеризуется постоянно изменяющимся тангенсом угла наклона кривой (подвижность флюида снижается с уменьшением градиента давления);

Вторая область при градиентах давления выше H_L характеризуется постоянным тангенсом угла наклона кривой (подвижность флюида постоянная), причем экстраполяция линейной части отсекает на оси абсцисс эффективный начальный градиент H_0 .

Подобный характер зависимости получен даже при фильтрации воды, которая с точки зрения реологии относится к ньютоновским жидкостям. При фильтрации воды через водонасыщенный керн с абсолютной проницаемостью $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² предельный градиент давления $H_L=1,2$ атм/м, а эффективный начальный градиент $H_0=0,13$ атм/м. При одновременной фильтрации воды и нефти через тот же образец керна H_L достигает 60 атм/м, а H_0 – 22 атм/м, что становится соизмеримо с рабочими градиентами давлений в пласте.

Выявленные новые закономерности нелинейной фильтрации необходимо учитывать как при разработке уже разбуренной области Приобского месторождения, так и при выборе новых способов разработки перспективных участков с низкопроницаемым коллектором.

Проблемы образования и картирования мозаичных структур запасов нефти и газа при геологическом и гидродинамическом моделировании залежей

*С.Р. Бембель, М.С. Подкорытов
(Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»)*

Современные проблемы нефтяной геологии обусловлены переходом к освоению месторождений углеводородов (УВ) со сложной пространственной морфологией границ залежей и сложным распределением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Исследованиями последних лет в Западной Сибири установлено несоответствие между повышенным уровнем сложности геологического строения разрабатываемых систем залежей нефти и газа и упрощенными представлениями традиционной геологоразведки, ориентированной на крупные залежи с усредненными геолого-промысловыми параметрами.

Целью работы являются поиск и уточнение закономерностей распределения залежей УВ в разрезе, взаимосвязи с геодинамической активностью среды; изучение особенностей распределения ФЕС и их проявления в динамике разработки залежей УВ. Повышенная латеральная неоднородность в пределах отдельных разрабатываемых залежей приводит к быстрому падению добычи и росту себестоимости продукции. Для поддержания уровня добычи и обеспечения максимальной нефтеотдачи возникает необходимость детальной доразведки межскважинного пространства для уточнения пространственной структуры запасов. Такой подход требует решения целого ряда проблем теоретического и технологического порядка с целью разработки как теории и механизмов образования мозаичных структур запасов, так и адекватных методов и технологий их разведки и разработки.

Методы исследований включают детальный анализ сейсмофациальных характеристик; выявление очагов активности геосреды; анализ результатов опробования и динамики работы скважин; оценку распределения ФЕС; геологическое и гидродинамическое моделирование на основе установленных закономерностей и взаимосвязей; мониторинг созданных моделей в ходе дальнейшей эксплуатации месторождений.

Фактические данные детальных геолого-разведочных работ, результатов эксплуатации дают основание выдвинуть как одно из перспективных направлений в нефтяной геологии поиски и разведку малоразмерных и сложнопостроенных объектов. Анализ нескольких десятков нефтегазовых месторождений в Западной Сибири показал мозаичный характер нефтяного поля и продуктивности скважин. Исследования пространственной структуры и выявление закономерностей строения, геолого-гидродинамическое моделирование сложнопостроенных залежей УВ, взаимосвязи их с механизмами седиментации, локальной геодинамики и формированием мозаичной структуры ФЕС открывают большие перспективы для повышения рентабельности и нефтеотдачи вводимых в разработку месторождений, что позволит существенно увеличить прирост запасов за счет малоразмерных залежей.

Буровой раствор «Салт-Дрилл» для бурения наклонно направленных скважин на территории Урало-Поволжского региона

А.М. Бородин
(ЗАО «Биотехальянс»)

Урало-Поволжский регион занимает обширную территорию между Волгой и Уралом и является наиболее крупным по запасам и добыче в Европейской части и вторым – в России после Западной Сибири. В нем сосредоточено около 20 % запасов российской нефти.

Несмотря на множество новых месторождений с небольшими запасами нефти, современный рост добычи обеспечивается главным образом за счет интенсификации разработки старых месторождений. Ежегодно доля добычи из объектов, находящихся на поздней стадии разработки, увеличивается. В общем росте трудноизвлекаемых запасов нефти продолжает расти доля запасов низкопроницаемых коллекторов. В создавшейся ситуации становится актуальным вопрос о максимальном извлечении нефти из продуктивных пластов. Качество вскрытия продуктивного пласта и качество строительства скважины в целом во многом зависят от применяемого бурового раствора.

Специалистами ЗАО «Биотехальянс» разработана рецептура бурового раствора «Салт-Дрилл» для бурения наклонно направленных скважин на территории Урало-Поволжского региона. Использование гидравлических программ (программа Wellplan) позволило рассчитать оптимальные реологические свойства раствора, а анализ геолого-технической документации и проведение дополнительных исследований кернового материала и шлама – выбрать оптимальный компонентный состав раствора для конкретного месторождения.

Главным отличием рецептуры разработанного раствора является применение производных гидроксипилцеллюлозы на основе импортных материалов, которые полностью совместимы с солями пластовых вод, характеризующихся высокой минерализацией и большим содержанием ионов кальция. Использование принципов неорганического и органического ингибирования позволяет свести к минимуму воздействие глинистых прослоев продуктивных отложений. Обработка раствора при вскрытии продуктивного пласта гидрофобизирующими и поверхностно-активными добавками на основе катионно-активных материалов придает раствору сродство с пластовым флюидом, в результате чего скважины лучше осваиваются и быстрее выходят на режим эксплуатации.

Одной из главных проблем при строительстве скважин в регионе является поглощение бурового раствора. Использование в рецептуре раствора «Салт-Дрилл» современных наполнителей позволяет решать проблему без остановки бурения и установки дополнительных тампонирующих пакчек.

Применение в рецептуре раствора «Салт-Дрилл» современных материалов помимо экономической целесообразности повышает промышленную и экологическую безопасность при осуществлении работ.

В настоящее время компанией ЗАО «Биотехальянс» в рамках сервисного сопровождения с использованием бурового раствора «Салт-Дрилл» успешно пробурено более 20 скважин по разным типам профилей с отходами от вертикали до 1000 м на месторождениях Урало-Поволжского региона. После освоения скважин, которое проходило без дополнительных воздействий на пласт, полученные дебиты превышали проектные, время освоения сократилось в 2 раза.

Анализ неопределенности при планировании зарезки боковых стволов с использованием геолого-гидродинамических моделей

*А.С. Бочков, Р.Р. Галеев, Д.С. Мухаммадеев,
М.Н. Харисов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Бурение боковых стволов – один из эффективных способов увеличения выработки остаточных извлекаемых запасов нефти. При разработке месторождений разного рода неопределенности являются значимой проблемой, так как могут привести к ошибкам при формировании стратегии разработки и вследствие этого к уменьшению коэффициента извлечения нефти и потери возможной прибыли компании. Основные неопределенности при планировании зарезки боковых стволов (ЗБС) – наличие остаточных запасов в целевой области, положение фронта нагнетаемой воды и техническое состояние скважины.

Эффективным инструментом для минимизации рисков от первых двух видов неопределенности при проведении ЗБС является трехмерное геолого-гидродинамическое моделирование. Фильтрационно-емкостные свойства пласта в межскважинном пространстве представляют собой случайные величины и задаются в модели, как правило, непрерывным случайным образом посредством геостохастического моделирования. Однако часто на практике для прогнозирования технологических параметров ЗБС используется одна реализация геолого-гидродинамической модели, воспроизводящая исторические данные добычи. Вследствие этого возникает вопрос об адекватности модели, применяемой для прогнозирования технологических параметров планируемой ЗБС.

В данной работе приведены результаты анализа устойчивости прогнозируемых технологических параметров (дебит нефти, обводненность) при планировании ЗБС в зависимости от исходных параметров геолого-гидродинамической модели на примере участка Приобского месторождения. В геологическом отношении моделируемый участок представлен тремя пластами: AC_{10} , AC_{11} , AC_{12} . Пласты AC_{10} , AC_{11} относятся к шельфовым отложениям барового типа и характеризуются хорошо коррелируемыми прослоями, а пласт AC_{12} – к глубоководным морским отложениям, характеризующимся высокими глинистостью и расчлененностью, а также крайне низкой проницаемостью. Тем не менее в этом пласте содержится около половины извлекаемых запасов.

Определенными сложностями при построении моделей таких месторождений, как Приобское, являются огромный объем промысловых и геофизических данных, а также высокий уровень нестационарности (зональной изменчивости) физических и геологических полей. Все это вносит неопределенность в значения технологических параметров планируемой ЗБС, прогнозируемых с использованием геолого-гидродинамической модели.

В данной работе рассмотрено влияние геологических параметров (геостохастических реализаций, анизотропии, связанности, соотношения проницаемость – пористость) и параметров планируемой ГРП (полуудлина, азимут трещины ГРП) на прогноз технологических параметров работы бокового ствола по результатам моделирования.

Испытание технологий многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах для условий низкопроницаемого коллектора

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

В докладе рассмотрены различные технологии заканчивания горизонтальных скважин для последующего проведения многостадийного ГРП на горизонтальном участке. Подобные системы заканчивания применяются для вовлечения в работу коллекторов пониженной продуктивности, когда разработка вертикальными скважинами малоэффективна. Потенциальными объектами технологии в разрезе месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» являются краевые зоны пластов Приобского (пласты АС₁₀₋₁₂), Приразломного (пласт БС₄) месторождений, Угутской группы месторождений (пласт ЮС₁₋₃), пласт ЮС₂, а также залежи баженовской свиты (пласт ЮС₀).

Строительство стандартных горизонтальных скважин – признанный вариант увеличения продуктивности скважин в однородных средне- и высокопроницаемых коллекторах Западной Сибири. Однако, чем больше бурится горизонтальных скважин, тем больше возникает технологических проблем и случаев недостижения запланированной продуктивности по геологическим причинам (высокие слоистость и неоднородность по разрезу, низкие коллекторские свойства). Для увеличения продуктивности проводят работы по очистке ПЗП и фильтровой части скважин, перфорацию горизонтального ствола и «слепой» ГРП. Успешность данных работ зачастую невысокая и требует значительного вложения материальных средств и привлечения бригад КРС для проведения ГТМ. В результате проведения ГТМ достигается кратковременное увеличение продуктивности, при этом проблема неравномерного и неэффективного отбора (охват по разрезу и площади) из горизонтального ствола остается.

Для ее решения может быть использована технология строительства скважин с горизонтальным участком протяженностью 500-1500 м с сетью множественных трещин ГРП (многостадийное проведение ГРП) с целью эффективного охвата низкопроницаемого коллектора. В результате строительства скважин такой конструкции увеличиваются продуктивность скважин, запускной дебит и КИН по участку залежи. Конструкция скважины позволяет проводить селективные (выборочные по участкам) повторные ГТМ, такие как ГРП или ОПЗ, а наличие в конструкции шлюзов дает возможность регулировать приток в скважине по зонам (закрытие и открытие шлюза) для снижения обводненности продукции.

В мае и июле 2011 г. в ООО «РН-Юганскнефтегаз» были построены две горизонтальные скважины (две технологии) под многостадийный ГРП. Для изоляции интервалов горизонтального ствола в конструкции крепления хвостовика скважины использованы набухающие (скв. 5015г Правдинского месторождения) и гидравлические (скв. 5869г Приобского месторождения) пакеры.

Анализ строительства скважин и обзор технологий показывает, что при планировании конструкции скважины необходимо учитывать особенности: геологического строения пласта (АВПД, температуры пласта, наличие по разрезу выше- и нижележащих водонасыщенных интервалов); системы разработки; технологии ГРП. При этом в связи с повышенными требованиями к технологии бурения, проводки горизонтального участка и технологии ГРП (давление разрыва 45-95 МПа, многостадийность, освоение с ГНКТ) необходимо вносить в конструкцию скважины «элементы и технологии», позволяющие минимизировать риски и осуществить ее эффективное строительство.

Применение литолого-фациального анализа при разработке девонских терригенных отложений на примере Андреевского нефтяного месторождения

*Е.Е. Винокурова, Л.В. Каракулова
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»)*

На ранней стадии изученности месторождения оконтуривание залежи при подсчете запасов обычно проводят способом проведения линии выклинивания условно посередине между каждой парой скважин, в одной из которых продуктивный пласт выявлен, а в другой он отсутствует. Этот способ очень прост и обеспечивает надежные результаты при плотной сетке скважин. Проведение границ замещения осложняется высокой литологической неоднородностью разреза и фациальной изменчивостью, а также редкой сеткой скважин. Таким образом, в основу разработки закладывается упрощенная слоистая модель с большими факторами риска. Недостижение запланированного результата при бурении может дать отрицательный экономический эффект и привести к тому, что проект разработки будет признан нерентабельным.

Существующая проблема в настоящее время решается проведением реконструкции литолого-фациального строения залежей. В представленном проекте проведен анализ разработки Андреевского месторождения с учетом данных литолого-фациального моделирования, а также предложены рекомендации по разработке и дальнейшему доизучению месторождения. В тектоническом отношении месторождение находится в южной части Верхнекамской впадины, в палеотектоническом – в переходной зоне между Пермско-Башкирским сводом и Краснокамско-Чусовским палеопрогибом. Осадконакопление происходило в обстановке прибрежного мелководья в широкой переходной зоне между палеосводом и прогибом. Промышленная нефтеносность установлена в девонских терригенных отложениях.

Последний проектный документ Андреевского месторождения составлен в 2006 г. Согласно проекту на месторождении выделены пять объектов разработки. На текущий момент система разработки на залежах не сформирована. Месторождение проектным фондом скважины не разбурено. Разработка ведется на естественном режиме пласта единичными скважинами.

В 2009 г. с учетом переинтерпретации данных сейсморазведки 3D проведен литолого-фациальный анализ (ЛФА). По результатам ЛФА на месторождении выделены два основных фациальных комплекса: дельтовых заливов и дельтовых проток.

На Андреевском месторождении установлены семь проток нижнетиманского, пашийского и верхнемуллинского возраста. Все протоки гидродинамически изолированы. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 4 до 13 м. Тела проток вдоль ограничены плотными породами, в поперечном направлении – водонефтяным контактом. По результатам анализа разработки месторождения суммарный риск при разбуривании по проектной сетке составил 66 %: 74 проектные скважины из 113 расположены в зонах дельтовых заливов, где преобладают плотные и слабопроницаемые породы. Для минимизации экономических рисков разбуривание проектными скважинами следует проводить от центра проток и конусов выноса к периферийным частям. С целью подтверждения литолого-фациальной модели предложено бурение 10 первоочередных оценочных скважин, из них 5 из числа проектных. При бурении требуется отбор керн. В соответствии с предложенной моделью скорректирована схема размещения скважин, планируемых к бурению по ПИП в 2014-2015 гг.

Литолого- и сейсмофациальные реконструкции рекомендуется и в дальнейшем учитывать при проектировании и разработке месторождений.

Инновационные разработки в области проведения гидродинамических исследований многопластовых скважин с компоновками для одновременно-раздельной закачки

***В.Г. Волков, П.И. Сливка, Р.Р. Габдулов (ООО «РН-УфаниПИНефть»),
О.М. Гаринов (ООО НПО «Новые нефтяные технологии»)***

Гидродинамические исследования (ГДИ) приобрели особую актуальность в скважинах, оснащенных компоновками одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) воды в несколько эксплуатационных объектов. Для ГДИ нагнетательных скважин применяются манометры в съемном исполнении 5РГ-25 или 3ПГ-25, установленные в глухих пробках с одним манометром типа МАСК-1, типа 5РД-25 или 3РД-25 в регуляторах и газлифтных клапанах со штуцером с двумя манометрами типа МАСК-2 для замера давления до и после штуцера и дифференциальные манометры типа МАСК-1Д для замера перепада давления на штуцере.

Кроме того, в скважинах с ОРЗ осуществляется мониторинг давлений манометрами в несъемном исполнении с on-line режимом передачи данных по GSM каналу связи. При этом применяются манометры типа МТ-КГ для замеров забойных давлений и дифференциальные манометры для замеров перепада давления.

В процессе проведения пилотных испытаний выявлено, что для всех нагнетательных скважин невозможно использовать единую формулу расчета расхода по перепаду давления, в том числе с применением метода последовательных приближений. Невозможность учета гидравлических потерь в процессе закачки обусловлена отсутствием общей для всех скважин закономерности изменения коэффициентов истечения и числа Рейнольдса, различными значениями линейных и местных сопротивлений в компоновке НКТ (диаметр, длина, число муфт, эквивалентная шероховатость внутренней поверхности и т.д.) и месте посадки штуцера (изменение направления потоков течения, эффективный диаметр истечения в штуцерной камере, наличие сужений, расширений), герметичностью узлов и т.д.

Анализ проведенных промысловых исследований показывает, что замеры параметров работы скважины на различных режимах при промыслово-геофизических исследованиях не всегда совпадают с расчетными параметрами по перепаду давления, что в большей степени объясняется всеми перечисленными причинами.

Для учета гидравлических потерь и изменения коэффициента истечения, расчета расхода при ОРЗ предложен метод определения расхода по переменному перепаду давления с применением глубинного и устьевого расходомеров для настройки коэффициента истечения и расчета расхода по каждому пласту в отдельности.

Ремасштабирование проводимости как способ учета геологической неоднородности в гидродинамических моделях

*В.Г. Волков, А.П. Рощектаев, А.В. Якасов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Создание адекватной гидродинамической модели месторождения – сложная, многоуровневая задача. На первом этапе создается геологическая модель, которая достаточно подробно описывает неоднородности свойств пород, значительно влияющие на течение жидкости в пласте и, следовательно, на извлечение нефти и газа. Обычно геологические модели состоят из слишком большого числа сеточных блоков (ячеек), что затрудняет их прямое использование для моделирования процесса нефтензвлечения. И хотя постоянно увеличивающаяся производительность компьютеров позволяет считать модели со все большим и большим числом ячеек, она также влияет и на рост размеров геологических моделей.

Свойства геологической модели обычно делят на статические и динамические. Усреднение статических свойств не вызывает трудностей. Иначе дело обстоит с динамическими свойствами, к которым относятся проницаемость и проводимость. Практически во всех коммерческих продуктах геологического моделирования реализованы различные методы ремасштабирования только проницаемости. Основное отличие существующих процедур ремасштабирования проницаемости заключается в том, что в зависимости от выбранного метода при ремасштабировании получается либо полный, либо диагональный тензор проницаемости. Наиболее точный результат с точки зрения сохранения динамики течения на укрупненной модели может быть обеспечен при ремасштабировании проницаемости в полный тензор. Однако время расчета подобной модели соизмеримо со временем расчета оригинальной неукрупненной модели, поэтому процедура ремасштабирования становится неэффективной. Предложенный в работе метод укрупнения проводимости позволяет учесть неоднородность строения пластов в той же мере, что и методы получения полного тензора проницаемости, но при этом существенно снизить время расчета итоговой модели.

Разработанный метод можно отнести к так называемым расширенно-локальным способам ремасштабирования, когда локальная задача решается для несколько большей области, чем сам целевой крупный блок. Включение соседних с целевым блоком областей позволяет в большей степени учесть влияние геологической неоднородности на характер течения, а также уменьшить воздействие граничных эффектов.

Сравнение результатов расчетов численных моделей показали, что применение предложенного метода увеличивает точность по сравнению с методами ремасштабирования проницаемости в диагональный тензор. Данный метод в большей степени сохраняет динамику течения в укрупненных гидродинамических моделях, что особенно актуально для геологических моделей сильно расчлененных и неоднородных пластов.

Анализ результатов современных методов ГИС по определению параметров трещиноватости на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

*А.В. Габнасыров, А.С. Некрасов
(филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»)*

Исследовательские работы выполнены преимущественно для карбонатных отложений фаменско-турнейского возраста. Характерной особенностью карбонатных пород-коллекторов является повышенная способность к трещино- и кавернообразованию. Так как способы качественной и количественной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) разработаны для порового типа коллектора, они не дают однозначного решения в условиях развития трещинных и кавернозно-поровых коллекторов. В связи с этим возникла необходимость использования специальных методов ГИС и выявления новых возможностей стандартного комплекса ГИС для выделения в разрезах скважин ранее не распознаваемых коллекторов смешанного типа. Применение новых методов исследований и методик обработки полученных данных позволяет выделять низкопористые коллекторы ($K_{п} < 6\%$) с двойной пористостью и проницаемостью, определять упругомеханические свойства пород, по которым карбонатные толщи дифференцируются более отчетливо и подробно, чем по другим петрофизическим параметрам. Полученные специальными методами ГИС данные дают более детальное представление о строении пластов-коллекторов и месторождений, что в свою очередь позволяет правильно проектировать разработку, бурение скважин, в том числе с горизонтальными стволами, и осуществлять подсчет запасов.

Основные цели работы следующие.

1. Анализ перспективности современных методов ГИС при изучении сложнопостроенных коллекторов.
2. Разработка критериев выделения низкопористых коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств.
3. Внедрение новых методик интерпретации стандартного комплекса ГИС.
4. Оценка запасов нефти в трещинных коллекторах.

Для достижения поставленных целей решены следующие задачи.

1. Рассмотрены результаты проведения специальных методов ГИС. По результатам их анализа сформирован оптимальный комплекс рекомендуемых методов для выделения интервалов трещиноватости и определения их параметров. По решению задач методы ГИС подразделяются на три основные группы:

- литологическое расчленение разреза (ГПК-П, ГПК-ЛП, СНГК-Ш, СГК);
- определение упругомеханических свойств пород, акустической анизотропии и проницаемости пород (ВАК-8, ВАК-Д, ГПК-ЛП, ГДК, ПМ НВСП);
- определение ориентации пластов, трещин и направлений горизонтальных напряжений (САС-90, БКС, ИПТН, FMI, SonicScanner, MCI).

2. Разработаны критерии выделения трещинных и кавернозных коллекторов по рекомендуемому комплексу методов.

3. Разработаны и опробованы новые методики интерпретации стандартных методов ГИС выделения трещинных и кавернозных коллекторов.

4. Предложены методы оценки начальных балансовых запасов нефти в трещинных коллекторах во всем продуктивном объеме.

Оптимизация разработки и выделения эксплуатационных объектов многопластовых нефтегазовых месторождений ограниченным фондом скважин

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

В работе рассмотрен вопрос планирования стратегии разработки многопластовых месторождений. Актуальность данной темы обусловлена ростом доли трудноизвлекаемых запасов в общем нефтяном балансе страны. Извлекаемые запасы нефти подобных месторождений могут быть сосредоточены по большому числу пластов и залежей, иметь обширные водо- и газонефтяные зоны, что затрудняет проектирование разработки. Трудности связаны с повышением затрат на технологию добычи, а также с необходимостью более тщательной проработки стратегии, плана полного развития разработки месторождения.

Предлагается методика планирования стратегии разработки многопластового месторождения, основанная на следующих принципах:

- площадной анализ залежей, результатом которого является выделение эксплуатационных объектов для разработки самостоятельной сеткой скважин и второстепенных (возвратных) объектов;
- наглядность, ясность, оптимальный охват каждой залежи по площади;
- сохранение системы разработки при переводе скважин на выше- и нижележащие горизонты, что достигается переводами «по блокам»;
- возможность составления точной картины движения фондов скважин в процессе разработки;
- расчет уровней добычи углеводородов (открытым алгоритмом), что может оказаться полезным при проверке адекватности прогнозных расчетов на гидродинамической модели месторождения (залежи);
- простота при высоком уровне детальности рассмотрения.

Методика представляет собой комплекс математических вычислительных операций, реализованных в среде Visual Basic и образующих основу так называемой прокси-модели месторождения. В ходе реализации методики происходит автоматизированное движение информации по самодостаточной цепочке последовательных универсальных этапов работы от стадии выделения объектов до получения прогнозных уровней добычи.

Результатами применения методики являются:

- 1) постановка и решение оптимизационной задачи, заключающейся в поиске такой комбинации группирования эксплуатационных объектов, которая бы обеспечила выработку всех запасов и при этом максимизировала добычу нефти при минимизации суммарного срока разработки месторождения;
- 2) адресная программа ГТМ по месторождению;
- 3) адресное распределение по годам работы проектного фонда скважин;
- 4) добыча углеводородов по объектам – для проверки адекватности прогнозных расчетов на ГДМ месторождения (залежи).

Практическое значение работы заключается в выявлении и устранении стратегических ошибок на ранних этапах, а также в переходе на адресный уровень проектирования без увеличения временных затрат, что открывает новые возможности для мониторинга текущей ситуации на месторождении и поиска причин расхождения фактических и проектных данных.

Возможности применения методики не ограничены ни числом продуктивных пластов в составе месторождения, ни величиной извлекаемых запасов, неизменно результатом будет подробная стратегия выработки извлекаемых запасов нефти за наименьший возможный срок с возможностью быстрого локального обновления.

Предложения по оптимизации разработки палеогеновых отложений Восточного Ставрополя

В.В. Горбунов
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

В предшествующий период значительное внимание уделялось разработке геологических моделей залежей нефти, находящихся в отложениях палеогена, которые относятся к неструктурному типу и приурочены к зонам развития горизонтальной и вертикальной трещиноватости аргиллитоподобных глин.

Разработка месторождений, эксплуатация скважин данных залежей осложнялась еще на стадии строительства скважин. Не достигалась надлежащая чистота ПЗП как на этапе бурения, так и на этапе цементирования.

Вторичное вскрытие не обеспечивает надлежащую связь пласта со скважиной (радиус зоны кольматации ПЗП превышает длину перфорационного канала) и ставит вопрос о рентабельности разработки. Применение солянокислотных обработок (СКО) на стадии освоения скважин приводило к положительному эффекту только на второй-третий раз.

В настоящее время в Прикумском нефтегазоносном районе при отсутствии эксплуатационного бурения, эффективных КРС и программы ГРП для поддержания достигнутого уровня добычи нефти необходим эффективный ввод в разработку месторождений (залежей), открытых в прошлый период и на сегодня обладающих значительными остаточными запасами нефти, внешним и внутренним нефтесборами, безаварийным эксплуатационным фондом скважин.

На ряде месторождений ООО «РН-Ставропольнефтегаз» и нераспределенном фонде недр этим условиям отвечают отложения хадумской, кумско-керестинской свит со значительными трудноизвлекаемыми запасами и ресурсами углеводородов.

В докладе приводятся сведения о проведенных исследованиях и опытных работах по применению кислотных составов для интенсификации добычи нефти за период 2007-2010 гг. Анализ ранее проведенных кислотных обработок коллекторов и лабораторные исследования показали, что при смешивании 12% соляной кислоты и нефти для конкретного месторождения возможно образование стойкой высоковязкой эмульсии, что вызывает кольматацию ПЗП. Следовательно, проведение кислотных обработок без соответствующих ингибиторов и добавок нецелесообразно. По проведенному минералогическому анализу ядра выбраны скважины-кандидаты для проведения большеобъемных СКО. После проведения опытных работ в 2010 г. достигнуты положительные результаты. На примере Журавского месторождения обосновывается картирование анизотропных свойств продуктивных горизонтов, т.е. оценка распределения зон проницаемости по поисковым объектам (коллекторам). Трещиноватость отложений обусловлена воздействием на глинистые аргиллиты малоамплитудных тектонических нарушений, четко прослеживаемых на временных разрезах. Трещиноватые зоны в баталпашинской и хадумской свитах Журавского месторождения, с которыми связаны промышленные притоки нефти, могут быть выделены при специальной обработке волнового поля сейсмических профилей. Приведен динамический анализ волнового поля на Журавской площади в окне временных разрезов между отражением баталпашинского репера и хадумской свиты.

На этой основе предлагается программа работ (в частности, для Ачикулакского месторождения), позволяющая совместно решать производственные задачи и задачи ГРП, которые только в этом случае становятся рентабельными. На базе стандартных методик, принятых в компании, для данных ГТМ проведен расчет профиля добычи до 2030 г. и выполнена экономическая оценка.

Гидродинамические исследования на опытном участке с линейной системой разработки

***А.Я. Давлетбаев (ООО «РН-УфаниПИНефть»),
А.А. Слабецкий, А.Ю. Каменских
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)***

В условиях разработки низкопроницаемых коллекторов и самопроизвольного развития техногенных трещин автоГРП в нагнетательных скважинах на Приобском месторождении проведены опытные работы на участке с линейной рядной системой разработки. В сформированной рядной системе разработки выполнено разрежение рядов нагнетательных скважин (расстояние между скважинами 1000 м), ряды добывающих и нагнетательных скважин сближены на расстояние не более 375 м, система разработки ориентирована вдоль регионального стресса. В работе обсуждаются результаты гидродинамических исследований в рядах нагнетательных и добывающих скважин этого участка. В частности, в рамках программы исследовательских работ между нагнетательными скважинами в ряду выполнено гидродинамические исследование скважин (ГДИС) методом гидропрослушивания с целью гидродинамического контроля самопроизвольного развития техногенных трещин автоГРП в нагнетательных скважинах.

Технология проведения исследования предполагала изменение режимов работы (остановка и запуск в работу) возмущающей нагнетательной скважины на трех этапах и регистрацию кривых изменения давления в наблюдательной скважине. По скважинам выполнялись непрерывные записи кривых изменений давлений на устье и забое скважины во времени. В результате исследования получено, что кривая изменения давления в наблюдательной скважине практически полностью повторяет кривую изменения давления, замеренного в возмущающей скважине, на всех этапах изменения режима работы. Таким образом, подтверждается наличие между скважинами техногенной трещины с высокой проводимостью.

Для интерпретации результатов исследования построена численная модель, которая описывает фильтрационные процессы в системе возмущающая и наблюдательная скважины – техногенная трещина – пористая среда. Численная модель использовалась для обработки промысловых данных и уточнения фильтрационных свойств пласта и параметров техногенной трещины длиной около 1000 м, не закрепленной пропантом.

В результате выполненной работы сделаны следующие выводы:

- подтверждено наличие самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах: длина трещин автоГРП до 1000 м;
- техногенная трещина автоГРП развивалась по региональному стрессу по направлению максимальных сжимающих напряжений;
- с помощью численной модели проведена оценка параметров техногенной трещины автоГРП.

Полудинамический метод фильтрации для исследования влияния асфальтенов на капиллярные и фильтрационные характеристики коллекторов

*А.Н. Денисов (ЗАО «ЭПАК-Сервис»),
Roland Lenorman (IFP Energies Nouvelle, Rueil-Malmaison, France),
Stephane Legrand (VINCI TECHNOLOGIES, Nanterre, France)*

Наличие асфальтенов в коллекторах нефтяных месторождений представляет собой одну из серьезнейших проблем. Принято считать, что одним из механизмов, осложняющих добычу нефти, является закупорка поровых каналов.

Изменения свойств флюидов, обычно происходящие в процессе добычи нефти, могут привести к осаждению асфальтенов в виде твердых частиц. Для коллекторов с тяжелыми нефтями с высоким содержанием асфальтенов это может оказаться одним из основных механизмов нарушений их продуктивных характеристик. Однако заметное ухудшение продуктивных характеристик отмечается и в коллекторах с менее вязкими нефтями, в которых содержание асфальтенов невелико. В этом случае закупорка поровых каналов не может служить основным механизмом ухудшения проницаемости.

Применение традиционных методов фильтрации и исследования капиллярных свойств для определения влияния асфальтенов затруднительны, так как способность к выпадению в виде твердых частиц приводит к забиванию пор полупроницаемых пластин и соответственно к некорректному эксперименту.

В этой ситуации весьма перспективным оказывается метод полудинамической фильтрации, разработанный в 90-х годах Роланом Ленорманом (исследовательский центр IFP). Данный метод позволяет одновременно определять относительную фазовую проницаемость и капиллярные характеристики без использования полупроницаемых мембран. Сочетание данного метода с методом восстановления исходной смачиваемости представляет перспективный инструмент для исследований осложнений, связанных с изменением ОФП, обусловленным осаждением асфальтенов.

В докладе рассмотрены принцип метода полудинамической фильтрации и его применение в фильтрационных экспериментах, приведен сравнительный анализ различных методов исследований капиллярных характеристик. Представлены также основные результаты применения для исследования модификаций ОФП с осаждением асфальтенов. Рассмотрен метод восстановления исходной смачиваемости и приведены некоторые результаты его применения, оценено влияние восстановления смачиваемости на фильтрационные характеристики пород.

Минимизация рисков, связанных с коррозионной активностью, при планировании и проведении кислотного воздействия

А.А. Зубков, Э.А. Гарушев (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ)

Целью работы является экспериментальное исследование, обоснование и выбор оптимальных соотношений компонентов рецептур технологических композиций для минимизации негативного влияния воздействия агрессивных сред на скважинное оборудование. Сущность исследований заключается в определении потери массы металлических образцов за время их пребывания в кислотных средах и оценке влияния на скорость коррозии химических веществ, добавляемых в агрессивную среду. В качестве объектов испытания использовались образцы из стали марки Д-12, применяемой при изготовлении труб нефтяного сортамента.

Серия экспериментов, состоящая из 64 опытов, была проведена в соответствии с ГОСТ 9.502-82 «Ингибиторы коррозии металлов для водных систем». На первом этапе исследований определялась степень влияния растворов соляной (основной) кислоты и ее смеси с плавиковой (добавочной) кислотой на скорость коррозии образцов. Испытания проводились при различных концентрационных комбинациях растворов и температурах реакционной среды.

Следующая серия экспериментов состояла из опытов по исследованию кислотных составов с добавками целевых ингибиторов, что позволило определить их начальный вклад в степень защиты металла с учетом температуры реакционной среды.

В ходе заключительного этапа практических испытаний изучена степень влияния на процесс коррозии химических добавок, относящихся к разным классам. Эти исследования представляют особый интерес, так как в настоящее время кислотное воздействие в чистом виде практически не применяется. Введение в состав технологических жидкостей дополнительных химических веществ направлено на повышение эффективности воздействия за счет следующих факторов: снижения жесткости воды (комплексоны), увеличения растворяющей способности композиции (растворители), повышения гидрофильности неполярных и слабополярных примесей (поверхностно-активные вещества).

Результаты исследований показали, что при последовательном увеличении числа указанных добавочных реагентов в кислотной композиции происходят нелинейные изменения степени защиты металла и скорости коррозии от состава к составу. Это связано с взаимным влиянием дополнительно введенных химических веществ на процесс ингибирования в приповерхностном слое металла.

Следовательно, для объективной оценки степени коррозионной активности технологической композиции необходимо учитывать вклад каждого компонента состава в процесс воздействия. Это позволяет оптимизировать рецептуру состава с целью минимизации рисков, связанных с выходом из строя эксплуатационного оборудования.

Экономический эффект рассчитывается исходя из сроков увеличения межремонтного периода и сокращения числа проводимых КРС, т.е. без учета дополнительно добытой за счет проведения ГТМ нефти. При этом коэффициент кратности уменьшения числа КРС выводится из соотношения максимально возможных чисел воздействия ингибированного кислотного состава к смеси неингибированных кислот на скважинное оборудование. Применительно к исследованным в работе рецептурам технологических жидкостей это соотношение варьируется от 40 до 140, что в денежном выражении соответствует экономии соответственно от 60 до 200 млн. руб.

Таким образом, путем оптимального подбора ингибирующих добавок можно достигать необходимых защитных свойств оборудования, минимизируя риск коррозионного поражения, что в свою очередь увеличивает межремонтный период и снижает затраты на капитальный ремонт скважин.

Проблемы образования и картирования мозаичных структур запасов нефти и газа при геологическом и гидродинамическом моделировании залежей

*Е.Г. Ибрагимова, М.А. Старцев, О.Ю. Митина
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Одним из основных методов интенсификации добычи нефти является проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ). Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять ГТМ по воздействию на призабойную зону пласта для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта.

Внедрение в ДДО компании программного комплекса «РН-Добыча» значительно увеличило объем поступаемых данных о работе скважины. С помощью большого массива данных можно решать аналитические задачи, в том числе и по направлению интенсификации добычи нефти – проведение ГТМ.

Во многих программных комплексах существует анализ подбора скважин-кандидатов для проведения ГТМ, однако осталась нерешенной задача сбора, отслеживания, утверждения заявок на их проведение.

Существующая технология подготовки скважин-кандидатов для ГТМ предполагает их движение по этапам подготовки всех скважин (путем передачи с помощью Excel файла). В процессе участвуют как геологические службы нефтедобывающего предприятия, так и экономические подразделения.

Специалистами ООО «РН-УфаНИПИнефть» разработан программный модуль «Консолидация кандидатов ГТМ» (в составе программного комплекса «РН-Добыча») корпоративной информационной системы ТИС Блока «Добыча», который отслеживает движение отдельных скважин-кандидатов по этапам подготовки по мере готовности, при этом модуль адаптирован под совместную работу нескольких служб. Процесс подготовки скважины-кандидата разбит на последовательно выполняемые этапы. Каждый параметр приписан к одному из этапов. Таким образом, пользователь может редактировать параметры только одного из этапов подготовки скважин-кандидатов.

Программный модуль автоматизирует следующие процессы:

- сбор и обработку первичных предложений по проведению ГТМ;
- выбор и обоснование скважин-кандидатов для ГТМ (расчет ожидаемых параметров, сбор необходимых данных);
- согласование и утверждение скважин-кандидатов для проведения ГТМ;
- формирование стандартной документации для согласования и утверждения скважин-кандидатов для проверки ГТМ на уровне компании.

В результате внедрения модуля «Консолидация кандидатов ГТМ»:

- создана база предложений и скважин-кандидатов для проведения ГТМ;
- отслеживается состояние предложения и фактического проведения ГТМ;
- снижены временные затраты на ежедневные процедуры обработки и согласования предложений на проведение ГТМ.

Опыт проектирования и строительства многоствольных скважин

*С.Е. Ильясов, Г.В. Окромелидзе,
С.В. Суницов, С.И. Кучевасов
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»)*

Основная цель работы – создание и опробование технологии бурения нескольких боковых стволов из эксплуатационной колонны для внедрения на месторождениях Пермского края.

Преимущества строительства многоствольных скважин заключаются в:

- создании большей площади контакта с продуктивным пластом одной скважиной, что приводит к увеличению площади дренирования и снижению депрессии на пласт;
- повышении нефтегазодобычи и экономии затрат и времени за счет:
 - снижения стоимости восстановленной скважины, так как повторно используется ранее созданная часть бездействующей скважины, к которой лишь добавляются дополнительные стволы;
 - большего охвата объема разрабатываемого объекта одной скважиной, что способствует сокращению времени освоения залежи при увеличении нефтегазоотдачи;
 - повторного использования инфраструктуры при доразработке месторождений, находящихся в труднодоступных районах;
 - уменьшения числа скважин на месторождении, что минимизирует негативное воздействие на окружающую среду;
 - значительного снижения затрат на утилизацию отходов (буровых растворов и шлама) вследствие сокращения объемов буровых работ.

Областью применения технологии строительства многоствольных скважин являются месторождения, содержащие тяжелые и малоподвижные нефти, имеющие пласты низкой проницаемости или с естественной трещиноватостью, тонкослоистые коллекторы или многослойные залежи; месторождения, находящиеся на поздних стадиях эксплуатации, характеризующихся низким пластовым давлением, а также содержащие пропущенные ранее углеводороды, скопившиеся в четко выраженных структурных или стратиграфических ловушках; месторождения, расположенные на территориях, где существуют ограничения по отводу земель под строительство скважин.

Получены следующие результаты.

- Для условий Пермского края определены критерии по выбору скважин-кандидатов для реконструкции методом многоствольного бурения.
- Разработана техническая документация на реконструкцию 122 Шагиртско-Гожанского месторождения методом многоствольного бурения.
- Проведены опытно-промысловые испытания 122 Шагиртско-Гожанского месторождения методом многоствольного бурения с использованием зарубежного оборудования.
- По результатам опытно-промысловых испытаний разработан способ строительства многоствольной скважины и получен патент на изобретение.
- Разработан регламент на реконструкцию скважин методом многоствольного бурения.
- Технология реконструкции скважин методом многоствольного бурения, разработанная на основании результатов опытно-промысловых испытаний, рекомендуется к применению на месторождениях Пермского края.
- В результате анализа выбранной совокупности технологий при строительстве многоствольной скважины выявлены риски, не зависящие от качества проведения работ.

Потенциал малообъемных физико-химических методов повышения нефтеотдачи при разработке неоднородных по проницаемости терригенных коллекторов

Т.А. Исмагилов
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)

Опыт применения малообъемных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов показывает, что по мере повышения степени выработки запасов технологический эффект и соответственно экономические показатели снижаются. Такая тенденция характерна для терригенных неоднородных коллекторов месторождений как Западной Сибири, так и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Доклад посвящен анализу данного явления с точки зрения вовлекаемых в разработку категорий запасов и классификации методов воздействия на пласт и выработки прослов разной проницаемости.

Путем моделирования применения шитых полимерных составов на конкретном объекте разработки показаны закономерности изменения технико-экономических показателей физико-химического воздействия в зависимости от степени выработки запасов. Модель участка воздействия выполнена с использованием программы Polaris, основанной на применении функции распределения проницаемости и представлении неоднородного пласта системой трубок тока различных проводимости и длины. В используемой модели для шитого полимерного состава учитываются адсорбция полимера на поверхности пород, механическая и термическая деструкция.

Выявлено, что в условиях неоднородных по проницаемости коллекторов существует период разработки, характеризующийся значительным опережением темпа обводнения продукции по сравнению с темпом отбора запасов, при котором физико-химическое воздействие приводит к получению максимальных технологических и экономических эффектов. Данный период является индивидуальным признаком залежи и определяется геолого-физическим строением объекта воздействия и сложившейся системой разработки.

Показано, что в зависимости от стадии разработки при физико-химическом воздействии в разработку могут вовлекаться различные категории запасов. На начальных стадиях при незначительной выработке извлекаемых запасов физико-химическое воздействие приводит к интенсификации выработки извлекаемых запасов, относящихся к категории малоактивных и трудноизвлекаемых. На поздних стадиях разработки, когда ресурсы активных и малоактивных извлекаемых запасов исчерпаны, в результате физико-химического воздействия в разработку вовлекаются только трудноизвлекаемые и не извлекаемые методом заводнения запасы.

Исследования геометрии техногенных трещин ГРП и автоГРП на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»

***А.Ю. Каменских, Э.Р. Назаргалин (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
Т.С. Усманов, З.Ю. Степанова, А.Я. Давлетбаев
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

Гидроразрыв пласта (ГРП) повсеместно используется для повышения нефтеизвлечения и интенсификации притока в низкопроницаемых коллекторах месторождений Западной Сибири. Тем не менее, выполнение операции ГРП сопряжено с определенными рисками. Например, отмечаются случаи, при которых техногенная трещина соединяет скважину с водоносной зоной, в частности, при уплотняющем бурении, проведении повторных ГРП, забуривании боковых стволов с ГРП и в других случаях с инициализацией трещины в заводненных зонах, на объектах с наличием водоносных пластов и др.

Для предупреждения возможных последствий ГРП и снижения рисков соединения скважин с водоносными зонами проводится контроль ГРП методами, которые позволяют определять пространственное развитие техногенных трещин. Наиболее распространенными методами изучения геометрии трещин ГРП на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» являются акустический каротаж до и после ГРП, микробоковой электрический каротаж, микросейсмика, гидродинамические исследования и анализ данных нормальной эксплуатации. В работе рассмотрены результаты исследований по месторождениям ТОП-3.

Преимущественное направление развития трещин по объектам рассмотренных месторождений выделяется однозначно, однако дисперсия азимута направления трещин в ряде случаев значительная – до $\pm 30^\circ$. В некоторых скважинах направление развития трещин отклоняется от преимущественного направления развития трещин ГРП. Так, давление в окружающих скважинах и характер перераспределения пластового давления на участке существенно влияют на направление развития техногенных трещин при гидроразрыве пластов.

Результаты гидродинамических исследований в нагнетательных скважинах с давлением закачки, превышающим давление раскрытия техногенных трещин, свидетельствуют об увеличении размеров трещин в процессе работы скважин, росте полудлин техногенных трещин автоГРП до 1000 м, снижении высоты продуктивного пласта, принимающей закачиваемую жидкость, при снижении давления нагнетания и др. По результатам ГДИС на установившихся режимах получены зависимости пластового давления от давления смыкания трещин автоГРП, которые могут использоваться для расчетов оптимального давления закачки при переводе в систему ППД и снижения рисков обводнения в зонах бурения новых скважин.

Современные методы исследований пластовых флюидов

Ю.А. Качуровский
(ЗАО «ЭПАК-Сервис»)

Для обеспечения нормального движения потока флюида от коллектора до перерабатывающего предприятия необходимо соблюдать условия, обеспечивающие максимальную эффективность добычи, и предотвращать создание условий, при которых выпадение отложений асфальтенов, парафинов и гидратов или выделение растворенного газа снижает эффективность технологического процесса.

Принцип эффективного управления движением потока базируется в основном на получении и накоплении данных о поведении флюида в изменяющихся условиях его движения от коллектора до перерабатывающего предприятия. Полученные данные должны обеспечивать возможность предвидения поведения флюида в изменяющихся условиях и нахождения оптимальных режимов, которые позволят предотвратить и минимизировать главные проблемы: разгазирование пластовой нефти, образование пробок парафина, формирование гидратов или осаждение асфальтенов непосредственно в скважине, а также в трубопроводах.

Выбор метода исследования является важным моментом для получения корректной и более полной информации о поведении флюидов и экономической эффективности процесса исследования и определяется стоящими задачами, свойствами объекта анализа и нормативной документацией, в соответствии с которой должны быть выполнены исследования.

В докладе представлены некоторые подходы к выбору методов исследований. Рассмотрены такие методы как, детектирование твердых частиц с использованием лазерного излучения в ближнем ИК диапазоне, микроскопия высокого давления, исследования в полевых условиях с помощью универсальной ячейки. Каждый метод имеет свои достоинства и недостатки, в зависимости от поставленных задач можно выбрать один, два или комплекс методов.

В последние годы широкое распространение получили комплексные исследования флюидов, сочетающие несколько методов. Такой подход позволяет сократить затраты времени на выполнение анализа и сопоставлять результаты исследований, выполненных различными методами при одинаковых условиях, или исследований флюидов, существенно различающихся по своим свойствам. Эти методы взаимно дополняют друг друга и позволяют определять оптимальные условия на разных стадиях процесса.

Для выполнения оперативного анализа в полевых условиях представлены мобильные установки, использующие различные методы для исследования отдельных параметров пластовых флюидов с учетом их характеристик. В докладе приведены примеры результатов исследований нескольких типов флюидов, выполненных различными методами.

Текущее состояние, задачи и перспективы использования интеллектуальных глубинных пробоотборников для отбора пластовых флюидов

*В.Д. Ковшов, Е.Г. Бакланова (ООО НПП «ГРАНТ»),
В.П. Гнездов, Ю.И. Сташок (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»),
А.А. Кузнецов (ООО «РН-СахалинНИПИнефтегаз»)*

Проблема повышения эффективности извлечения нефти предусматривает повышенное внимание к способам и средствам отбора глубинных проб из скважин. При этом основными требованиями, предъявляемыми стандартом СТО.153-392-002-2003, следует считать:

- исключение влияния субъективного фактора на качество и достоверность работ по отбору проб;
- документированный контроль времени и глубины точки отбора пробы в скважине;
- регистрация достоверной информации о термобарическом состоянии пробы как по стволу скважины при проведении спускоподъемных операций (СПО), так и в момент заполнения камеры.

В докладе анализируются достоинства и недостатки способов забора нефти, особенности конструкций наиболее распространенных пробоотборников и возможности регистрации параметров среды во время забора пробы. Показано, что использование в существующих пробоотборниках конструкций основных узлов, заимствованных у известных прототипов, требует повышенного внимания и определенных навыков обслуживающего персонала. Как следствие, результаты отдельных глубинных исследований имеют разбросы в десятки процентов при допустимом 1,5%-ном допуске PVT-параметров пластовой нефти. Приводится описание пробоотборника, отвечающего требованиям СТО.153-392-002-2003, разработанного на базе пробоотборника ПППрЭ. Он имеет следующие преимущества.

- Минимальное время (5 мин) для подготовки к следующему спуску в скважину.
- Надежный клапанный механизм, обеспечивающий герметизацию пробы даже при наличии механических примесей.
- Оптимальные габариты, позволяющие беспрепятственно устанавливать его в стандартный лубрикатор.
- Закрытие клапанов камеры пробоотборника осуществляется по сигналу от измерительного преобразователя давления и температуры, встроенного в пробоотборник. Преобразователь регистрирует давление и температуру в точке отбора пробы и по стволу скважины в процессе спуска и подъема пробоотборника.
- Отсутствие гидропривода исключает работу обслуживающего персонала по подбору и подготовке масла для пьезопривода (временного таймера) и балластной камеры.
- Является автономным, спускается в скважину на скребковой проволоке, что не требует привлечения к работе геофизиков.
- Электронное управление закрытием клапанов позволяет отобрать пробы в обсадных колоннах и различных НКТ без привязки к конкретному диаметру.

В процессе разработки нефтяных месторождений возрастает обводненность добываемых пластовых флюидов, что значительно усложняет представительность отбираемой глубинной пробы из-за большого содержания воды в отобранном объеме водонефтяной эмульсии. В итоге это приводит к невосполнимым затратам, связанным с подготовкой и отбором глубинных проб пластовых флюидов; невозможности определения таких основных PVT свойств, как плотность, вязкость, газо-содержание, углеводородный состав газа на различных ступенях разгазирования и др.

С учетом перечисленных факторов в докладе представлен материал по разработке глубинного пробоотборника, который обеспечивает контроль обводненности отбираемой глубинной пробы флюида.

Построение карт остаточных запасов при заводнении на основе линий тока с автоматическим интегральным History Matching

*И.В. Костригин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
И.Ф. Хатмуллин, Е.И. Хатмуллина
(ООО «Уфа-НТЦ»)*

Задача оперативного контроля ресурсного состояния залежи является основой для формирования и принятия управленческих решений, связанных с оптимизацией добычи нефти и выработки запасов.

Классический подход заключается в анализе соответствующих карт, генерируемых из постоянно действующих гидродинамических моделей. Однако далеко не по всем месторождениям такие модели существуют, а по многим из них качественные модели не могут быть построены из-за недостаточности достоверных данных или высокой трудоемкости создания полномасштабных гидродинамических моделей.

В работе предлагается эффективная численная схема построения карт текущих запасов по линиям тока. Алгоритмы построения линий тока и карт насыщенности по ним известны и описаны в литературе. Основной проблемой при данном подходе является необходимость адаптации расчетной обводненности к фактической путем ручной итеративной модификации функций относительных фазовых проницаемостей. Кроме того, алгоритмы построения карт насыщенности по линиям тока также могут приводить к трудноустраняемым ошибкам выполнения материального баланса при усреднении фронтов с линий тока на сетку насыщенности.

В связи с этим авторы предлагают использовать алгоритм автоматического контроля скорости движения фронтов заводнения вдоль линий тока в процессе разработки. Алгоритм реализован в рамках модифицированного симулятора линий тока. Использование симулятора линий тока позволяет делать крупные временные шаги (3-6 мес), что существенно ускоряет расчеты. При расчете времени пролета частицы по линии тока вводится поправочный коэффициент. Очевидно, что уменьшение времени пролета ускоряет продвижение фронтов вытеснения (в реальных координатах), а увеличение – замедляет. Это позволяет эффективно контролировать условие выполнения материального баланса. Перенос насыщенности по линиям тока по пространственной координате (время пролета) проводится методом отслеживания фронтов (FrontTracking).

Данный подход дает возможность в автоматическом режиме строить карты остаточных запасов и осуществлять адаптацию накопленной добычи нефти на любой момент времени (а не только на последнюю дату). Алгоритм устойчив к точности задания карт проницаемости пласта и ОФП.

Алгоритм не предусматривает точного совпадения расчетной и фактической обводненностей в произвольной скважине, но дает точное выполнение интегрального материального баланса и интегральной обводненности по расчетному объекту.

Проведенные авторами практические расчеты в рамках решения задач оперативной оценки текущих запасов и выявления проблемных зон при заводнении позволяют заключить, что описанный метод дает возможность достаточно адекватно описать текущее состояние выработки запасов.

Повышение технико-экономической эффективности термических методов, применяемых на Гремихинском месторождении

*С.А. Кочанова, Д.М. Оленчиков, А.Е. Сапожников, М.А. Усманов (ЗАО «ИННЦ»),
А.М. Белых, С.Л. Обухов (ОАО «Удмуртнефть»)*

При разработке месторождений высоковязких нефтей с целью увеличения нефтеотдачи применяются различные термические методы, в том числе площадное воздействие на пласт путем закачки теплоносителя через нагнетательные скважины.

В работе обобщен опыт разработки Гремихинского месторождения, на котором в течение 20 лет осуществлялось площадное термическое воздействие. Выполнен анализ промыслового опыта закачки теплоносителя с применением как аналитических методов, так и численного трехмерного неизоэнтальпийского гидродинамического моделирования.

Выявлены основные негативные факторы, снижающие эффективность закачки теплоносителя:

- значительное отставание фронта тепла от фронта закачиваемой воды, в результате чего эффект от закачки теплоносителя начинает проявляться только при высокой обводненности продукции скважин;

- потери тепла на прогрев вмещающих (прилегающих сверху и снизу) пород;
- неравномерность продвижения фронта тепла из-за неоднородности пласта по разрезу;
- локализация зоны прогрева в районе нагнетательной скважины, длительный период нагнетания теплоносителя, необходимый для существенного прогрева пласта.

По результатам анализа накопленной информации разработан метод термического воздействия на пласт, позволяющий минимизировать влияние негативных факторов и использовать часть из них как положительные. Предложено для закачки теплоносителя использовать только центральный пласт, имеющий относительно небольшую толщину, но высокую проницаемость. При этом в остальные продуктивные пласты закачивается вода, прогревая до пластовой температуры. При таком способе воздействия центральный пласт становится нагревательным элементом для всей залежи, что обуславливает эффективный расход тепла на нагрев окружающих пород. Предлагаемый метод позволяет получить технологический и экономический эффекты на более ранних сроках закачки теплоносителя, чем при применявшихся на месторождении методах.

Оценка продуктивности скважин на основе статистических параметров полей проницаемости

*В.А. Краснов, Т.Р. Мусабиров (ОАО «НК «Роснефть»),
А.П. Роцектаев, А.В. Якасов (ООО «РН-УфаниПИНефть»)*

Работа посвящена определению продуктивности скважин в условиях, когда о строении коллекторов можно судить лишь исходя из статистической информации о структуре фильтрационно-емкостных полей. В этом случае расчет продуктивности может быть выполнен через определение таких макроскопических или, как часто говорят, эффективных параметров пласта, как скин-фактор и эффективная проницаемость.

Задача определения эффективных характеристик пласта в неоднородных средах характерна для многих физических процессов (теплопроводность, электропроводность, фильтрация жидкостей и газов и др.). Наиболее интересен и практически важен стохастический вариант этой задачи, т.е. тот случай, когда локальное поле проницаемости (проводимости) может трактоваться как случайное. Решая задачу в среде со случайными неоднородностями и определяя математическое ожидание решения или некоторых его функционалов, можно автоматически определить эффективные характеристики.

В представленной работе эффективные параметры неоднородных пластов определялись по результатам серии численных гидродинамических экспериментов на синтетических трехмерных геологических моделях. Фильтрационно-емкостные свойства в моделях задавались на основе последовательного Гауссова моделирования с определенными значениями радиусов корреляций вариограмм, математического ожидания и дисперсии. Моделировалось несколько случайных реализаций с одними и теми же характеристиками для получения усредненных по ансамблю реализаций результатов.

Для определения эффективной проницаемости и скин-фактора использовались традиционные методы, основанные на исследованиях неуставившегося режима фильтрации флюидов в пласте, а именно на основе анализа кривой восстановления давления после закрытия скважины. Значения, определенные по участку неискаженного плоскорадиального притока, затем участвовали в оценке продуктивности исследуемой скважины. Сравнение коэффициентов продуктивности, определенных по эффективным параметрам пласта и непосредственно по моделям, показало их хорошее совпадение.

В результате экспериментов было установлено, что эффективные характеристики существенно зависят от статистических параметров поля проницаемости, а именно от дисперсии проницаемости и радиусов корреляций вариограмм. Увеличение дисперсии при любых радиусах корреляций вариограмм снижает эффективную проницаемость относительно среднего арифметического значения и, напротив, увеличение радиусов вариограмм приводит к уменьшению влияния вариации проницаемости на ее эффективное значение. При этом было обнаружено, что продуктивность скважин в предельно неоднородном некоррелируемом по проницаемости пласте существенно снижается по отношению к однородному или полностью слоистому пласту, даже при равенстве локальных средних значений проницаемости. Экспериментально и теоретически полученные зависимости эффективной проницаемости от дисперсии поля проницаемости показали хорошее соответствие друг другу.

Результаты серии численных экспериментов были обобщены в виде достаточно простой корреляционной зависимости, применение которой позволит оценить продуктивность планируемых скважин на новых участках месторождений, так как в этом случае не требуется подробная информация о строении коллекторов. Статистические параметры, необходимые для выполнения такой оценки, могут быть получены экстраполяцией данных по разбуренным участкам на неразбуренные области и на основе данных немногочисленных разведочных скважин.

Совершенствование технологии нестационарного заводнения для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

*Д.Ю. Крянев, С.А. Жданов, А.М. Петраков
(ОАО «ВНИИнефть»)*

Постоянное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов вызывает необходимость как разработки новых технологий и методических подходов, так и совершенствования уже имеющихся методов повышения нефтеотдачи, их адаптации к конкретному состоянию разработки. Большинство месторождений России в настоящее время находится на поздней стадии разработки, а вновь вводимые месторождения приурочены к низкопроницаемым коллекторам, что значительно осложняет процесс добычи нефти и требует особых подходов для увеличения добычи нефти и снижения обводненности.

В докладе представлены методика критериального выбора объектов разработки для оценки их пригодности для реализации нестационарного заводнения, результаты классификации месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», оценка возможности применения нестационарного заводнения на Талинской площади.

Для достижения значительного технологического эффекта немаловажным фактором является правильный выбор участков воздействия на основе многофакторного анализа геолого-промысловой информации. Результаты выбора участков воздействия показаны на примере Талинской площади.

В условиях разработки месторождений на поздней стадии на фоне реализации нестационарного заводнения необходимо предусматривать дополнительные мероприятия (адресные обработки), направленные на перераспределение фильтрационных потоков, снижение обводненности добываемой продукции, увеличение охвата пласта заводнением и др. Это позволяет повысить эффективность разработки в целом за счет дополнительной добычи нефти, снижения объемов непроизводительной закачки и попутной добываемой воды, потребления электроэнергии.

Разработка низкопроницаемых коллекторов осуществляется, как правило, с применением масированных ГРП, что вызывает преждевременное обводнение продукции и приводит к снижению эффективности выработки запасов. Это требует проведения тщательного анализа причин и разработки программы мероприятий по преодолению выявленных негативных факторов.

Реализация разработанных методических подходов и технических решений позволила на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» за период 2005-2010 гг. снизить добычу попутной воды более чем на 2,5 млн. м³, уменьшить непроизводительную закачку воды на 3,4 млн. м³, получить дополнительно более 800 тыс. т нефти. Кроме того, результаты проведенных работ показали возможность реализации нестационарного заводнения и адресных обработок скважин для выравнивания профиля приемистости в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности плато Путорана

*Е.В. Кудин, В.А. Гончаренко (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»),
А.А. Поляков, В.Н. Блинова, И.О. Зверев
(ОАО «НК «Роснефть»)*

В пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции к новым, пока крайне мало изученным районам, перспективным для открытия промышленных месторождений углеводородов, относится северная часть плато Путорана, нефтегазоносность которого в отличие от большей части Восточно-Сибирской платформы связывается с отложениями нижнего палеозоя. Сейсморазведкой и глубоким бурением регион изучен крайне слабо (плотность изученности колеблется от 0 до 0,08 км/км²) вследствие удаленности и сложного рельефа (базальтовое плато с глубокооврезанными долинами), поэтому сведения о глубинном строении и вещественном составе пород, слагающих осадочных чехол, характере и свойствах насыщающих флюидов до сих пор остаются в основном гипотетическими.

Интересны результаты бурения в восточной части плато – на Ледянской площади, где в 1989 и 1991 г. были пробурены две колонковые скважины (скв. 2 и скв. 3) глубиной по 1000 м и одна параметрическая скв. 358 глубиной 3980 м, вскрывшие разрез в стратиграфическом диапазоне от триаса до нижнего кембрия. В скв. 2, расположенной гипсометрически наиболее высоко на профиле, по всему разрезу, начиная от среднего девона до нижнего ордовика, в керне установлено обильное нефтенасыщение. Нефть содержится в пористых, кавернозных, трещиноватых известняках, доломитах силура и мелкозернистых кварцевых массивных песчаниках нижнего ордовика. Зафиксированные нефтиды представлены двумя разновидностями: темно-коричневой, густой, со слабым запахом нефтью, близкой по составу к мальгам, и желтой и светло-желтой текучей с резким запахом нефтью. Для первой разновидности характерны повсеместное присутствие, «размазанность» по разрезу и незначительная концентрация.

Летом 2009 г. специалистами ОАО «НК «Роснефть» выполнены полевое описание и отбор образцов нижнепалеозойских природных резервуаров в естественных обнажениях р. Куломбэ. Петрофизические лабораторные исследования выполнялись в МГУ им. М.В. Ломоносова. Результаты проведенных работ в совокупности с исследованиями Т.А. Дивиной (1990 г.) позволяют говорить о наличии в разрезе многочисленных горизонтов, обладающих нефтематеринскими, коллекторскими и экранирующими свойствами. В качестве перспективных горизонтов выделены карбонатные резервуары в отложениях хакомской и неракачинской свит силура, а также песчаники кунтыкахинской свиты ордовика.

Наличие крупных положительных структурных элементов площадью 1200-2000 км², намеченных по результатам геолого-геофизических работ прошлых лет, указывает на возможность открытия в пределах плато Путорана промышленных месторождений углеводородного сырья.

Оценка возможностей комплексной управляющей системы при контроле разработки многопластового месторождения

А.А. Кузнецов (ООО «РН-Сахалинморнефть»)

Работа посвящена методам контроля разработки многопластовых нефтяных месторождений за счет индивидуального управления работой каждой добывающей и нагнетательной скважины.

Поставленная задача может быть успешно решена на основе достаточной и надежной первичной информации о свойствах пластовых флюидов и коллекторов, геофизических, гидродинамических и фильтрационных характеристиках пластов, динамике геолого-промысловых показателей, информации, позволяющей осуществлять контроль и регулирование разработки.

Управление многопластовой залежью может осуществляться путем контроля динамики обводненности скважины, где основными определяемыми параметрами служат влагосодержание и расход флюида, а дополнительными – давление и температура. Для этого в комплексной управляющей системе (КУС) число скважинных измерительных зондов (СИЗ), предназначенных для измерения термодинамических параметров откачиваемого флюида, должно соответствовать числу пластов.

Поскольку на общий объем добываемой продукции каждый отдельный пласт влияет индивидуально (это связано как с различием геолого-физических параметров и фильтрационно-емкостных свойств пластов, так и с энергетическим потенциалом каждого пласта), для оценки степени влияния отдельного пласта в эксплуатационном объекте предлагается оборудовать скважины набором СИЗ. Для объекта с тремя пластами СИЗ №1 определяет обводненность продукции только из пласта 1, СИЗ №2 – из пластов 1 и 2, а СИЗ №3 – обводненность продукции всех трех пластов. Из комбинации показаний зондов определяется обводненность каждого пласта.

Следует отметить, что чем больше расстояние между продуктивными пластами, тем выше будет точность замеров.

Таким образом, используя результаты работы каждого пласта в эксплуатационном объекте, полученные с помощью КУС, можно осуществлять управление выработкой запасов за счет одновременно-раздельной добычи и закачки с определенными объемами отбора и заводнения.

Переориентация азимута трещины повторного ГРП

*И.Д. Латышов, Г.А. Борисов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
А.Н. Никитин, Д.В. Кардымон (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Работа посвящена обобщению результатов определения азимута развития техногенной трещиноватости и испытаний метода переориентации азимута трещины повторного ГРП, проведенных на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для решения задач стимуляции пласта и вовлечения в разработку неотобранных запасов.

Массированное проведение ГРП сильно влияет на выбор системы разработки. Так, при наличии достоверной информации о направлении развития трещин ГРП и правильном выборе системы разработки уменьшается риск прорыва фронта нагнетаемых вод и, следовательно, значительно увеличивается коэффициент извлечения нефти. В связи с этим большое значение приобретают определение оптимального азимута трещин ГРП и получение достоверной информации о направлении развития трещин первого и повторного ГРП. Для этого используют методы специальных ГИС.

Основными методами специальных ГИС, применяемыми на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для определения азимута техногенных трещин, в том числе трещин ГРП, являются кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж (АКШ) (Sonic Scanner, DSI, MSD, XMac-F1 и др.) и метод, использующий электрический микроимиджер (FMI, StarImager и др.). Результаты проведенных скважинных исследований подтвердили существование преимущественного направления развития трещиноватости на месторождениях Западной Сибири с азимутом $NE331,9^\circ$ ($151,9^\circ$). По результатам специальных ГИС большинство азимутов трещин первого ГРП ($87,1\%$) находится в диапазоне $310-350^\circ$, вне зависимости от принадлежности скважины конкретному месторождению.

Применение методов кросс-дипольного АКШ в строго вертикальной скважине позволяет восстановить контраст между максимальным и минимальным горизонтальными напряжениями. Большой объем результатов исследований на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» показывает низкую естественную анизотропию (менее 1%) скоростей поперечных волн. Это свидетельствует о малой разнице между максимальным и минимальным горизонтальными напряжениями. Низкий контраст горизонтальных напряжений является благоприятным условием для испытаний технологии переориентации трещин повторного ГРП с целью подключения непромытых нефтяных зон. В результате теоретических расчетов прогнозирования траектории повторных ГРП подтверждена возможность переориентации и выявлены ключевые факторы, при которых она возможна:

- разница между начальными максимальным и минимальным горизонтальными напряжениями менее $2,0-2,5$ МПа;
- депрессия перед повторным ГРП более $13-15$ МПа;
- период между первым и повторным ГРП от 2 до 18 мес;
- проницаемость пласта менее $3,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- присутствие мощных глинистых перемычек;
- литологическая однородность пласта.

В конце 2010 г. на Приобском месторождении были проведены испытания по регистрации азимута трещины повторного ГРП в прискважинной зоне. Для проведения испытаний была выбрана скважина, удовлетворяющая разработанным требованиям переориентации азимута трещины повторного ГРП, в которой впервые в России и странах СНГ геофизическими исследованиями был подтвержден факт переориентации азимута трещины повторного ГРП. Переориентация азимута трещины повторного ГРП позволила увеличить прирост безразмерного коэффициента продуктивности на 65% по сравнению с результатами повторного ГРП, проведенного по стандартной технологии. Для охвата исследованиями других месторождений и геологических условий, а также для повышения предсказуемости результатов необходимо продолжать работы в данном направлении.

Применение анализа рисков и неопределенностей для оптимизации разработки месторождения с использованием горизонтальных скважин

*А.Е. Летичевский, Р.Р. Бадамшин
(ОАО «Самаранефтегаз»)*

В работе предлагается новая методика определения оптимальной длины горизонтальной скважины, а также алгоритм применения анализа рисков и неопределенностей для нахождения местоположения скважин-кандидатов при планировании бурения.

В настоящее время применение горизонтальных скважин для разработки месторождений нефти и газа является наиболее перспективным направлением. Данные скважины особенно эффективны при разработке трещиноватых коллекторов с высокой вертикальной проницаемостью; при освоении залежей углеводородного сырья с ограниченной площадью для установки бурового оборудования; для повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения; при разработке продуктивных коллекторов в условиях интенсивного образования газового и водного конусов, локальных залежей углеводородов и др. Мировой и отечественный опыт проводки горизонтальных скважин свидетельствует о том, что темпы отбора нефти из них по сравнению с вертикальными скважинами повышаются в 3–5 раз, увеличиваются дебиты скважин, сокращаются сроки разработки. Также большое число горизонтальных стволов бурится при зарезке боковых стволов с целью вовлечения в разработку недраенируемых запасов нефти.

В рамках данного проекта был проведен анализ существующих моделей расчета производительности горизонтальных скважин, а также исследовано влияние потерь давления по стволу скважины на конечные результаты. Установлено, что наибольшее влияние оказывают потери давления на трение в горизонтальном стволе скважины, которые не учитываются в простых аналитических моделях расчета. В результате данные модели завышают значения коэффициента продуктивности скважины. Применение сложных моделей, учитывающих потери давления, на практике затруднено. Поэтому была разработана методика выбора оптимальной длины горизонтального ствола скважины с учетом потерь давления на трение. Данная методика состоит из двух частей:

- 1) аналитический расчет дебита и потерь давления на трение в зависимости от изменения длины горизонтального ствола;
- 2) аналитический расчет оптимальной длины горизонтального ствола в зависимости от экономической эффективности проекта строительства скважины.

Для упрощения использования предложенной методики расчета оптимальной длины ствола горизонтальной скважины была создана простая программа, представленная в виде шаблона расчета, выполненного в MS Excel с помощью макросов. Интерфейс программы и ее использование интуитивно понятны для специалиста.

Применение анализа рисков и неопределенностей позволяет выявить наиболее благоприятные участки месторождения для бурения как горизонтальных, так и вертикальных скважин. В работе предложен алгоритм данного анализа, цель которого – построение карт среднеквадратичных отклонений с помощью многовариантного геологического моделирования. Использование данных карт совместно с картами нефтенасыщенных толщин позволяет определить местоположение скважин-кандидатов на месторождении с высокой вероятностью успешного бурения.

Технологии бурения глубоких перфорационных каналов

М.А. Лягова
(ООО «РН-УфаниИПНефть»)

В процессе строительства скважин в большинстве случаев в призабойной зоне пласта (ПЗП) образуются области проникновения фильтратов и твердой фазы буровых и цементных растворов, существенно ухудшающих коллекторские свойства ПЗП. Применение при ремонте скважин таких методов восстановления коллекторских свойств, как дополнительная кумулятивная или гидropескоструйная перфорация, кислотные обработки, дает временный результат с определенными негативными последствиями. Так, при их использовании зона загрязнения пласта лишь частично расформируется, и при дальнейшей эксплуатации скважин она создается в более отдаленной от скважины области пласта, что повышает трудоемкость и снижает эффективность последующих очисток. Кроме того, осуществление дополнительных перфораций и кислотных обработок приводит в пласт собственные технологические загрязнения. Так, растворы соляной кислоты вызывают сильную коррозию металла труб, разрушение цементного камня, продукты реакции которых в поровом пространстве выпадают в осадок, снижая проницаемость породы. Использование такой технологии восстановления и увеличения проницаемости пласта, как его гидроразрыв, требует значительных затрат и приводит иногда к нарушению герметичности обсадной колонны и цементного камня, росту обводненности пласта.

В связи с этим предложенная технология бурения глубоких перфорационных каналов сверхмалого диаметра по прогнозируемой траектории является актуальной и экономически целесообразной. Предлагаемый способ вторичного вскрытия продуктивной зоны пласта при строительстве или капитальном ремонте скважин обеспечит создание глубоких каналов диаметром 56–58 мм протяженностью от 10 до 50 м и радиусом кривизны 5–10 м по прогнозируемой траектории.

В докладе приведены результаты испытаний, выполненных на специальном стенде, в ходе которых исследовано поведение КНБК с различными углами перекоса при разбуривании высокоабразивного искусственного бетонного блока, подобраны специальные жидкости и отработаны различные типы долот. Стенд общей длиной 25 м оборудован трехплунжерным насосом 1.3ПТ-50Д2 и контрольно-измерительными приборами.

Целью испытаний являлось исследование поведения КНБК сверхмалого диаметра в сильно искривленном боковом канале скважины в процессе его бурения. Исследовалось поведение КНБК как в целом, так и отдельных базовых узлов: долота, шпинделя, узлов перекоса (как гибкой, так и жесткой конструкции) специальных малогабаритных двигателей, гибкой антивибрационной трубы, устройств для создания дозированной осевой нагрузки, узла разворота КНБК без дополнительных СПО и др. Перфобур может быть как одно-, так и многосекционным и состоит из трех базовых модулей: верхнего, среднего и нижнего.

Данная работа является экспериментальной, в настоящее время проводится подбор компоновок для проведения промысловых испытаний в скважинах.

Оценка зависимости эффективности закачки от качества подготовки закачиваемого агента

*А.А. Максимов, Ф.М. Калимуллин
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

При разработке нефтяных месторождений с использованием заводнения вместе с основным агентом закачки – водой – через пласт прокачивается множество различных соединений, в зависимости от источника водоснабжения, технологии подготовки и состояния наземной инфраструктуры. Все это напрямую влияет на распределение закачки по интервалам перфорации, уровень загрязнения призабойной зоны пласта, относительную фазовую проницаемость для закачиваемого агента к нефти и в итоге приводит к перераспределению фронта нагнетасмых вод, изменению добычи и нефтеотдачи. Данная работа посвящена оценке влияния состава закачиваемой воды на эффективность закачки на примере Приобского месторождения.

В настоящее время на Приобском месторождении действующий фонд нагнетательных скважин включает 715 скважин с суммарной закачкой более 280 тыс. м³/сут, 80 % запасов месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых вследствие низкой проницаемости (менее 0,01 мкм²) и высокой мегарасчлененности основных продуктивных горизонтов. Управление заводнением осложняется совместной эксплуатацией трех пластов: АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂. На месторождении используются различные агенты закачки: подтоварная, пресная, соленая (с сеноманского горизонта) воды. Дополнительно в систему ППД попадают продукты разрядки добывающих и нагнетательных скважин. Агенты закачиваются на разных КНС как раздельно, так и в смеси.

В ходе работы выявлено, что рост содержания твердодвзвешанных частиц в закачиваемом агенте ведет к быстрой коагуляции призабойной зоны пласта и снижению коэффициента приемистости. Сравнительные исследования вод показывают, что высокий коэффициент вытеснения достигается при использовании сильноминерализованных вод (подтоварная и сеноманская) по сравнению с пресной, так как последняя ведет к разбуханию глин и дефлокуляции, что в итоге приводит к захлопыванию мелких пор и высокой остаточной нефтенасыщенности. С другой стороны, переход на применение смесей пресной и подтоварной/сеноманской вод также обеспечивает высокие значения коэффициента вытеснения, поэтому они могут заменить сильноминерализованный агент в скважинах. Кроме того, наблюдается нестабильность смесей, состоящих из сеноманской и подтоварной вод, приводящая к образованию кальцита. Насыщение пластового флюида ионами солей происходит как в результате привноса ионов Ca²⁺ из сеномана, так и из-за применения при капитальном ремонте скважин смесей глушения на основе ионов Ca²⁺. Это ведет к снижению коэффициента охвата. Рост числа сульфатовостанавливающих и углеводородоокисляющих бактерий пока не вызвал явной реакции, однако следует продолжать мониторинг данного показателя.

Результаты работы позволяют рассчитать влияние изменения состава закачиваемого агента на добычу нефти и оценить экономическую эффективность модернизации наземной инфраструктуры по закачке воды в пласт.

Совместимость пластовых вод Ванкорского месторождения

*М.Ю. Маликова (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»),
В.А. Кринин (ЗАО «Ванкорнефть»)*

Основными объектами разработки на Ванкорском месторождении являются нижнехетская и яковлевская свиты. На начальной стадии эксплуатации месторождения для поддержания пластового давления будут использоваться как пластовые воды указанных нефтегазоносных свит, так и воды насоновской свиты.

С целью моделирования процесса солеотложения были взяты средние значения основных показателей химического состава пластовых вод. Установлено, что воды яковлевской и нижнехетской свит по степени минерализации относятся к соленой воде, насоновской свиты – к солоноватой воде. Генетическая классификация пластовых вод по В.А. Сулину позволяет отнести воды нижнехетской и яковлевской свит к водам хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы (воды зон отсутствия или затрудненного водообмена, особенно при высокой их минерализации), а пластовую воду насоновской свиты – к воде гидрокарбонатно-натриевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы (воды земной поверхности, зон свободного и затрудненного водообмена). Анализ показал, что пластовые воды нижнехетской и яковлевской свит относятся к типу жестких вод со слабощелочной реакцией среды, вода насоновской свиты – к типу щелочных вод со слабощелочной реакцией среды.

На основе имеющегося и планируемого обустройства Ванкорского месторождения в материалы доклада включены прогнозные результаты солеобразования в водах для УПСВ-Ю, УПСВ-С и ЦПС при различных соотношениях объемов нижнехетской, яковлевской и насоновской вод, закачиваемых в пласт на определенных стадиях разработки месторождения. Как правило, в смешиваемых водах образуются сульфатные и карбонатные осадки. Наиболее распространенными из сульфатных солей являются гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), который при высоких температурах переходит в бассанит ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$) и ангидрит (CaSO_4). Менее распространенными, но более трудноизвлекаемыми солями являются барит (BaSO_4) и целестит (SrSO_4). К наиболее распространенным карбонатным осадкам относится карбонат кальция (CaCO_3).

Расчеты по прогнозированию солеобразования были выполнены как для поверхностных условий, которые соответствовали параметрам эксплуатации наземного оборудования при температуре 10 °С и давлении 0,4 МПа, так и для пластовых условий нижнехетской свиты при температуре 65 °С и давлении 27 МПа, яковлевской свиты (32 °С и 16 МПа). Для определения вероятности выпадения сульфатов кальция, магния, бария, стронция и карбоната кальция использовались методики Дж. Оддо и М. Томсона, а также Х. Стиффа и Л. Дэвиса.

Полученные результаты прогнозных расчетов показывают, что пластовые воды нижнехетской, яковлевской и насоновской свит при поступлении их в систему поддержания пластового давления склонны к осадкообразованию в наземных коммуникациях УПСВ-С, УПСВ-Ю, ЦПС и в условиях забоя нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления в виде солей карбоната кальция, барита и оксидов железа с преобладанием в осадке карбоната кальция. С учетом образования перечисленных солей сложного состава необходимо предусмотреть ингибиторную защиту наземного и внутрискважинного оборудования.

Строение, литолого-петрофизические особенности венд-кембрийских карбонатных пород юга Сибирской платформы (в пределах ЛУ ОАО «НК «Роснефть»)

*Ю.В. Меркушкина, Д.И. Ганичев (ОАО «НК «Роснефть»),
С.Ю. Паныков, В. Исаева (ООО «РН-Эксплорейшн»)*

Изучаемая площадь расположена на территории Иркутской области, в тектоническом плане приурочена к Непскому своду Непско-Ботуобинской антеклизы. Промышленная нефтеносность связана с вендскими, терригенно-карбонатными и нижнекембрийскими сульфатно-карбонатными отложениями. Основными продуктивными пластами на ЛУ ОАО «НК «Роснефть» являются карбонатные породы осинского, усть-кутского, преображенского и ербогаченского горизонтов. Покрышкой для осинского горизонта являются мощные отложения солей усольского возраста, для преображенского – плотные глинистые карбонаты собинской свиты. Коллекторы данных горизонтов представлены известняками, доломитами и их переходными разновидностями, неравномерно засоленными и сульфатизированными. В разрезе продуктивных пластов выделяется несколько литогенетических типов, таких как доломиты интракластовые, известняки биогермные, доломиты строматолитовые и др. Особенности геологического строения исследуемых объектов являются моноклиальное падение пластов и отсутствие классических антиклинальных структур. Залежи углеводородов контролируются разрывными нарушениями и фациальной неоднородностью пластов. Длительная и сложная история геологического развития Сибирской платформы, связанная с обширным трапповым магматизмом, сменой палеогеографических условий, не могла не отразиться на строении природных резервуаров и структуре коллекторов. Это подтверждается результатами поисково-разведочного бурения. В прошлом столетии на иркутских ЛУ ОАО «НК «Роснефть» пробурено порядка 80 поисковых и разведочных скважин, и только 12 % из них при опробовании дали промышленный (более 3 м³/сут) приток углеводородов. Возможно, это связано с отсутствием опыта изучения геологического строения и продуктивности низкоемких карбонатных коллекторов, прогноза их распространения и технологий освоения.

В настоящее время на иркутских ЛУ ОАО «НК «Роснефть» пробурены 10 поисково-разведочных скважин. Однако даже при более совершенных технологиях бурения и опробования пластов результаты испытаний до сих пор неоднозначны. Например, при освоении пористых интервалов осинского горизонта получены притоки воды с пленкой нефти, несмотря на явное нефтенасыщение керн. Притоки нефти из преображенского, устькутского горизонтов получены всего лишь в четырех скважинах. Возможные причины неполучения притока – засоленность, гидрофилизация коллектора, низкие ФЕС матрицы, отсутствие подвижной нефти и др.

С целью решения указанных задач во всех вновь пробуренных скважинах выполнен расширенный комплекс ГИС, а также проведено комплексное исследование керн с учетом всей сложности строения данного типа отложений. Установлено, что основная полезная емкость в карбонатных породах осинского горизонта приурочена главным образом к порам доломитизации и частично к пустотам выщелачивания, в усть-кутском и преображенском горизонтах – к остаточному межформенным порам, а также к пустотам выщелачивания, тип коллектора – преимущественно каверново-поровый.

Таким образом, анализ и интерпретация нового геолого-геофизического материала позволили уточнить литолого-фациальный состав отложений, определить структуру порового пространства, установить взаимосвязь между различными литогенетическими типами пород и петрофизическими параметрами, а также выявить возможные причины отсутствия притоков и обозначить проблемы, требующие дальнейшего изучения.

Инженерное сопровождение ГРП с целью повышения его эффективности

*В.М. Мешков, С.С. Клюкин,
М.Г. Нестеренко, П.А. Бабьинин
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

В связи со снижением темпов добычи нефти, ростом обводненности продукции и вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов на разрабатываемых месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» все шире применяются различные виды обработок призабойной зоны (ОПЗ) скважины: ГРП, ЭГВ, ТГХВ, СКО, ГКО и др. Наличие достоверной информации о проведенных ОПЗ, системный подход к ее получению и анализу имеет большое значение не только для регулирования процесса разработки месторождения, но и для совершенствования существующих и создания новых эффективных способов воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС) с целью повышения нефтеотдачи пласта и вовлечения в разработку недренируемых запасов.

Целью данной работы является повышение информативности научных методов сопровождения воздействий на ПЗС для увеличения технологической и экономической эффективности воздействий за счет их совершенствования и адаптации к геологическому строению и состоянию разработки пласта.

В настоящее время в ОАО «Сургутнефтегаз» среди методов воздействий на ПЗС наиболее активно используется ГРП (порядка 2000 скважино-операций в год), который имеет значительный потенциал для совершенствования технологии. Основная часть разрабатываемых и вновь вводимых в разработку месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» характеризуются сложным геологическим строением, при котором применение стандартной технологии ГРП неэффективно. Повышение эффективности ГРП в этих условиях возможно при адаптации его технологии к состоянию пласта, комплексном применении ГРП в нагнетательных и добывающих скважинах, на укрупненных участках и в комплексе с другими методами воздействия на пласт: ОПЗ, выравнивание профилей притока, изменение потоков в пласте и др. Отработка новых и эффективное использование освоенных технологий ГРП и методов воздействия на пласт требуют организации контроля их применения, систематического анализа результатов реализации текущих ГРП (выявление отклонений и осложнений) и адаптации существующих технологий ГРП к состоянию разработки участков месторождений. Анализ режимов проведения ГРП и результатов влияния ГРП на работу соседних скважин показывает, что в большинстве случаев низкая эффективность ГРП обусловлена нарушениями действующего технологического регламента на проведение работ, слабой геологической изученностью и недостатком данных о фактически созданной геометрии трещины.

В настоящее время одним из инструментов, позволяющих повысить эффективность ГРП, является проведение мониторинга операций, включающего:

- 1) оперативный контроль за наблюдением технологий ГРП с последующей систематизацией и анализом информации о выявленных отклонениях и осложнениях, что позволяет определять наиболее критичные участки, требующие особого внимания как на стадии подготовки, так и в процессе проведения ГРП;
- 2) сопровождение операций ГРП комплексом исследований методами термо- и гидродинамики с целью диагностики трещины;
- 3) оценку состояния призабойной зоны скважины и эффективности воздействий на основе комплексных исследований.

Термогидродинамические исследования многозабойных скважин

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

Применение многодатчиковой технологии исследования скважин, вскрывших сложнопостроенные коллекторы, является одним из решений задачи комплексного подхода к исследованию скважин. Многодатчиковая технология позволяет определить работающий участок ствола скважин с использованием методов термометрии, как и при геофизических исследованиях. Отличие данной технологии от геофизических исследований заключается в том, что приборы располагаются неподвижно в различных точках ствола и регистрируют изменение температуры и давления во времени в этих точках. Точки размещения приборов выбираются с учетом конструктивных особенностей ствола скважины, геологического строения исследуемого объекта. Воздействие на пласт можно осуществлять с помощью насоса (ЭЦН, СШН, струйного) или методом компрессирования с пусковыми муфтами. При этом основными термодинамическими эффектами, позволяющими определить состав притекающего флюида, являются эффекты Джоуля-Томсона, адиабатического сжатия и расширения. Однако в условиях низкопроницаемого коллектора данные эффекты могут и не проявиться, так как нужен установившийся приток.

В случае многозабойной скважины, когда нет возможности для размещения датчиков температуры и давления непосредственно в продуцирующем интервале, необходимо учитывать, что температура, регистрируемая в пилотном стволе скважины, содержит информацию о дроссельном эффекте, обусловленном притоком пластового флюида в ствол скважины, а также о теплообмене между стволом скважины и окружающей породой при движении флюида по боковым стволам в пилотный ствол, где регистрируется температура. Таким образом, дроссельный и адиабатический эффекты, характеризующие качественный состав притекающего пластового флюида, не удастся зарегистрировать в пилотном стволе многозабойной скважины.

В пилотном стволе многозабойной скважины данные эффекты не будут проявляться в чистом виде из-за возможного удаления интервала притока от основного ствола. Необходимо учитывать теплообмен с окружающими породами по пути движения пластового флюида по боковому стволу скважины. Путем математического моделирования установлено, что изменение температуры на выходе из бокового ствола происходит ступенчато, температурная аномалия при перемещении объема жидкости вдоль бокового ствола уменьшается вследствие теплообмена с окружающими горными породами.

Термогидродинамические исследования по многодатчиковой технологии были проведены в одной из многозабойных скважин Западной Сибири. Приборы располагались над и под каждым боковым стволом, а также в интервалах перфорации пилотного ствола. Исследования проведены на трех стационарных режимах фильтрации с записью КВД после каждого режима.

Работающие интервалы определялись по росту температуры в интервале притока при создании депрессии, вызванному дроссельным эффектом. На основании качественной оценки данного эффекта при установившейся фильтрации (визуальное сравнение термограмм приборов с показаниями тестового прибора, расположенного в зумпфе, где приток заведомо отсутствует) делается вывод о работающих интервалах пласта и работающих боковых стволах.

В моменты пуска и остановки циркуляции за счет «мгновенного» изменения давления происходит адиабатическое охлаждение или нагрев, регистрируемые каждым автономным прибором. Величина изменения температуры характеризует среду, которая окружает прибор. Качественный состав притока определялся по значению адиабатического коэффициента.

Технологии направленной кислотной обработки порово-трещинных карбонатных коллекторов

*М.Х. Мусабиров
(ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»)*

Представлены результаты научно-исследовательских работ по развитию и совершенствованию технологий стимуляции добывающих скважин с условно вертикальными и горизонтальными участками стволов, эксплуатирующими карбонатные коллекторы различных горизонтов ряда месторождений Татарстана и Удмуртии. Разработанные технологии основаны на использовании ряда физико-химических эффектов:

- отклонения кислотных композиций от трещинных интервалов в относительно низкопроницаемые нефтенасыщенные прослои с целью вовлечения в эксплуатацию всей перфорированной толщины пластов-коллекторов;
- увеличения глубины физико-химического воздействия кислотных композиций за счет регулирования кинетики химических реакций с карбонатной составляющей;
- долговременного блокирования трещинных водонасыщенных прослоев с одновременной реализацией кислотной обработки нефтенасыщенных интервалов;
- гидромониторной кислотной резки относительно низкопроницаемых нефтенасыщенных блоков карбонатного коллектора;
- мини-ГРП карбонатного коллектора вязкоколлоидными кислотосодержащими составами;
- применение «самоотклоняющихся» кислотосодержащих композиций на основе катионоактивных ПАВ.

Научно-методической основой разработанного комплекса технологий стимуляции скважин в карбонатных коллекторах является следующий принцип: поэтапное, последовательное, рациональное включение в разработку всей продуктивной толщины пласта, а затем – последовательная, поэтапная реализация физико-химического воздействия по глубине и протяженности пластов-коллекторов. Подкомплекс технологий кислотного воздействия на пласты в горизонтальных скважинах основан на применении принципиально новых разработок, позволяющих последовательно стимулировать приток нефти при «щадящем» режиме закачки химических составов (поверхностное воздействие), затем применяется избирательное (направленное) воздействие на расчетные интервалы горизонтального ствола на небольшую глубину и только затем осуществляется направленная кислотная (как правило, в сочетании с гидромониторным воздействием) глубокая обработка пласта. Дальнейшим развитием такого подхода является выполнение (как завершающий этап разработки) направленных кислотных ГРП в горизонтальном стволе, т.е. осуществляется максимально глубокое физико-химическое, механическое воздействие с целью подключения в работу удаленных, невыработанных зон и целиков, тупиковых участков.

Практическая цель применения комплекса технологий – последовательно-рациональное включение в разработку максимальной толщины и протяженности пластов-коллекторов и достижение таким образом приемлемых коэффициентов нефтеизвлечения. Для осложненного фонда скважин с прогрессирующей обводненностью разработан ряд технологий, направленных на комплексное решение вопросов ограничения водопритоков с одновременной стимуляцией притока нефти. Все технические разработки, составляющие комплекс, защищены патентами РФ на изобретения, некоторые из них являются пионерами в отрасли, особенно по стимуляции скважин с горизонтальными стволами, число которых в карбонатных пластах-коллекторах неуклонно возрастает.

Анализ эффективности ОПЗ на многопластовых объектах разработки нефтегазовых месторождений (на примере Приобского месторождения)

***И.Ф. Мухаметдинов
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)***

Эксплуатация одновременно нескольких пластов единым фондом скважин относится к одной из сложнейших задач разработки нефтегазовых месторождений. Несмотря на то, что для данного способа добычи подбираются пласты со сходными фильтрационно-емкостными свойствами и термобарическими условиями, при планировании и проведении различных геолого-технических мероприятий в процессе эксплуатации геолого-промысловая служба сталкивается со множеством характерных проблем. В частности, при проведении ОПЗ пластов основным фактором, вызывающим различного рода осложнения, является разность пластовых давлений.

В отличие от однопластовых скважин при планировании химических обработок в скважинах, эксплуатирующих несколько горизонтов, кроме стандартной оценки пластового давления и определения причин снижения коэффициента проницаемости, необходимо учитывать дополнительные факторы: распределение закачиваемого агента по пластам (профили приемистости) в окружающих нагнетательных скважинах, особенности геологического строения пластов, различия их фильтрационно-емкостных свойств и др. На основе этих данных необходимо: спрогнозировать возможное поведение скважины в целом и каждого из пластов в отдельности во время обработки (склонность к поглощению либо проявлению одного или нескольких пластов во время КРС), оценить число закольматированных пластов, одинаковые или разные причины снижения их коэффициентов продуктивности. Как общий итог – необходимо определить состав и технологию проведения обработки призабойной зоны пласта.

В данной работе обобщен опыт проведения ОПЗ на Приобском месторождении, продуктивные пласты АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ которого вскрыты и разрабатываются единой сеткой скважин, освещены основные проблемы, возникающие при ОПЗ пластов (АВДП, АНДП, разность пластовых давлений), а также из-за различия ФЕС, высоких неоднородности и расчлененности пластов, их выклинивания и, как общее следствие, неравномерного распределения закачки по пластам. Приведены применяемые в ООО «РН-Юганскнефтегаз» способы борьбы с данными явлениями как с точки зрения составов обработок (применение ПАВ, спиртов, кислот, растворителей АСПО и сочетания данных реагентов), способов освоения (свабирование, УОПЗП, ГДО), так и с точки зрения технологий проведения (с использованием одно-, двухпакерных компоновок, пера). На основе обработки статистических данных выполнен анализ эффективности данных мероприятий. Опыт данной работы может быть использован при планировании и проведении ОПЗ на других месторождениях как с многопластовыми, так и с монопластовыми объектами разработки.

Исследование функций относительной фазовой проницаемости в системе газ – нефть с точки зрения влияния на показатели разработки нефтегазоконденсатного месторождения

*А.А. Налётова, А.В. Олейник, П.А. Глазунов,
П.В. Шевелёв (ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

На основе цифровой фильтрационной модели нефтегазоконденсатного месторождения проведена оценка влияния неопределенности задания функций относительной фазовой проницаемости (ОФП) в системе газ – нефть на показатели разработки, а именно влияние краевых точек, как обладающих наибольшей неопределенностью: значения критической газонасыщенности S_{gr} и ОФП при остаточной нефтенасыщенности K_{rgf} .

Актуальность работы обусловлена следующими факторами.

- Отсутствие точных данных по добыче газа не позволяет корректировать кривые ОФП для газа в процессе адаптации.
- В случае задания некорректных кривых ОФП погрешность при адаптации переходит на другие параметры модели, что значительно увеличивает неопределенность расчетов прогнозных показателей разработки.
- При большой погрешности в результатах моделирования, а, следовательно, и экономической оценки месторождения увеличивается вероятность принятия ошибочного решения о перспективности месторождения, сроках его разработки.

Работа состояла из пяти основных этапов:

1. Анализ чувствительности показателей разработки к изменению K_{rgf} при сохранении значения S_{gr} неизменным. Для оценки влияния задания различных значений K_{rgf} на показатели разработки при неизменном значении S_{gr} проводилась вариация K_{rgf} . Диапазон значений выбирался на основании литературных данных, а также лабораторных данных по ряду месторождений.

2. Анализ чувствительности показателей разработки к изменению S_{gr} при сохранении значения K_{rgf} неизменным.

3. Влияние неопределенности функций ОФП на достижение текущего значения КИН. В данном опыте оценивался разброс достижения текущего КИН во времени для критических значений K_{rgf} и S_{gr} (например, для K_{rgf} – это время, необходимое для достижения текущего КИН при максимальном значении K_{rgf} , минус аналогичное время при минимальном K_{rgf}).

4. Отклик основных показателей разработки на изменение обеих краевых точек. Для того чтобы увидеть полную картину влияния задания значений критической газонасыщенности и фазовой проницаемости для газа при остаточной нефтенасыщенности был проведен ряд расчетов фильтрационной модели при одновременном изменении значений обеих краевых точек.

5. Оценка влияния погрешности лабораторных измерений, проводимых Лабораторией физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть». На данном этапе рассчитывалась неопределенность, вносимая в добычу погрешностями лабораторных измерений. Рекомендовано проводить более частые замеры.

В результате исследований был разработан новый методический подход к измерениям ОФП, который не только позволит уменьшить получаемые погрешности, но и оптимизировать проектный фонд скважин, более точно определять экономические показатели разработки.

На основании полученных результатов для составления более детальной картины влияния функций относительной фазовой проницаемости на показатели разработки месторождений был составлен ориентировочный план дальнейших исследований, а также даны методические рекомендации по снижению погрешности.

Комплексный подход к разработке Угутского месторождения горизонтальными скважинами

Н.М. Небогин
(«ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

В работе рассмотрены геологическое строение, нефтеносность и результаты разработки пласта ЮС₁ восточной залежи Угутского месторождения, а также вопросы взаимодействия различных подразделений компании при решении задачи разработки рискованной для освоения залежи.

Геологические предпосылки выхода бурением на данный участок месторождения были обусловлены разведочным бурением и 3D сейсмическими исследованиями. Следует отметить, что качество прогноза по данным сейсморазведки оказалось недостаточным для полноценного эксплуатационного бурения.

Основные риски разработки залежи наклонно направленными скважинами были обусловлены повышенной обводненностью на запуске и ускоренным обводнением скважин в связи с близостью водонасыщенных прослоев, быстрым подтягиванием воды из нижележащих слоев разрабатываемого горизонта. Для минимизации рисков ускоренного обводнения проектным документом обоснована разработка залежи горизонтальными скважинами.

Для уточнения насыщения коллектора по разрезу на начальном этапе разработки были проведены дополнительные геофизические исследования с использованием расширенного комплекса ГИС, отобран керн, выполнены исследования флюида в открытом стволе для определения характера насыщения.

По результатам бурения и ввода новых скважин уточнено геологическое строение залежи пласта ЮС₁, выявлены дополнительные перспективные зоны запасов, выработка которых невозможна текущим проектным фондом скважин; по данным эксплуатации введенных горизонтальных скважин отмечена продуктивность пласта ЮС₁ выше планируемой.

В связи с этим, а также с целью увеличения добычи нефти в 2011 г. дополнительно к плановым пяти горизонтальным скважинам успешно пробурены еще четыре горизонтальные скважины. Работы по дополнительному бурению выполнены с минимально необходимыми затратами на обустройство.

Совместно со специалистами ОАО «НК «Роснефть» и ООО «РН-УфаниПИнефть» непрерывно ведется работа по актуализации 3D геологической и гидродинамической моделей данного участка, по которым оптимизируются местоположение и траектория бурящихся горизонтальных скважин.

В результате работ доказана эффективность разработки юрских горизонтов горизонтальными скважинами, получен дополнительный пример успешного взаимодействия различных подразделений ОАО «НК «Роснефть» при решении задач освоения трудноизвлекаемых запасов. Достигнут прирост добычи нефти относительно бизнес-плана. Доказана экономическая эффективность проведенных мероприятий.

По данным бурения восточной залежи Угутского месторождения на постоянной основе ведется работа по выделению перспективных объектов для разработки горизонтальными скважинами и применению накопленного опыта на других залежах ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Добыча высоковязких нефтей с помощью высокочастотного электромагнитного воздействия и закачки смешивающегося агента

*Р.И. Нуриев, А.Я. Давлетбаев (ООО «РН-Уфанипинефть»),
Л.А. Ковалева (Башкирский государственный университет)*

В работе рассмотрены электромагнитное (ЭМ) воздействие на залежи высоковязких нефтей и природных битумов и управление различными электрогидродинамическими процессами с целью применения данного воздействия для интенсификации добычи.

Исследуются и сравниваются два способа воздействия на пласт со сверхвязкой нефтью: нагрев нефтяного пласта мощным высокочастотным (ВЧ) электромагнитным (ЭМ) излучением при одновременной добыче нефти и комбинированное трехэтапное ВЧ ЭМ воздействие на пласт с одновременной закачкой растворителя. В первом случае осуществляется постоянный отбор высоковязкой нефти при воздействии на систему скважина – пласт ВЧ ЭМ полем. При комбинированном воздействии на 1 этапе закачивается растворитель и осуществляется ВЧ ЭМ воздействие на пласт, на 2 этапе – выдержка скважины (без ВЧ ЭМ воздействия и закачки агента), на 3 этапе – отбор продукции из пласта.

При моделировании процесса закачки растворителя с одновременным ВЧ ЭМ воздействием на пласт учитывались явления термодиффузии и электротермодиффузии (термодиффузии ЭМ происхождения), возникающие в многокомпонентной системе при ее взаимодействии с внешним ВЧ ЭМ полем. Кроме того, использовалась математическая модель циклического трехэтапного воздействия на залежь высоковязкой нефти, которая описывает процессы переноса тепла и массы в системе скважина – продуктивный пласт – окружающие породы.

Выполнен сопоставительный анализ результатов расчетов комбинированного трехэтапного метода с добычей нефти при ВЧ ЭМ воздействии. Проведены оценки эффективности и рентабельности обеих технологий с точки зрения энергетического баланса, оптимального объема смешивающихся агентов, необходимой длительности этапов воздействия.

Условия формирования и способ полного извлечения трудноизвлекаемых запасов месторождений Северного Каспия

*С.Б. Остроухов, А.В. Бочкарев, А.В. Крашакова
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»)*

В докладе показано, что разноранговые по запасам нефтяные месторождения Северного Каспия, выявленные в юрско-меловых отложениях, сформировались за счет углеводородов, полностью или частично разрушенных нефтяных залежей в подсолевых каменноугольных рифогенных постройках Приморского свода (Каратон, Тажигали, Пустынное, Огайский, Королевское и супергигант Южный). На это указывают углубленные хроматографические, спектрометрические и другие исследования нефтей с высокими плотностью (более $0,900 \text{ кг/м}^3$), содержанием смол и асфальтенов (19-40 %), парафинов (более 3%), серы (более 2 %) и содержанием экстрагированного незрелого ОВ (бурые угли с $R_o < 0,5 \%$).

Собственные депрессии в данном районе малопогружены по мезозойско-кайнозойским отложениям, а история прогибания последних свидетельствует о том, что юрско-меловые отложения не опускались здесь глубже 1500 м. При этом подошва юрских отложений в самой погруженной части была выше «нефтяного окна» примерно на 600 м. Установлено, что поступившие в юрско-меловые отложения нефти палеозойского возраста генерированы ОВ, степень преобразованности которого соответствовала $R_o = 0,95 - 1,03$ (градации катагенеза $МК_1...МК_2$). При этом палеозойские нефти образовались в застойном режиме с дефицитом кислорода, а находятся в юрских ловушках, в которых материнское вещество формировалось в условиях континентального режима с наземной растительностью и торфяниками.

Таким образом, месторождения в юрско-меловых отложениях Северного Каспия сформировались за счет мультисистем (в различных соотношениях смеси нефти и газоконденсата), прорвавшихся сквозь соленосную покрышку под огромным давлением по зонам дробления разрывных нарушений за счет разрушения уникальных по объему и запасам массивных рифогенных залежей в подсолевых каменноугольных отложениях. Нефть под аномальным давлением латерально растекалась в юрско-меловых пластах-коллекторах до тех пор, пока не иссякло давление и не прекратилось движение нефти.

Второй этап истории развития нефтяных залежей палеозойского возраста в юрско-меловых ловушках связан с длительным периодом их разрушения (включая биодegradацию, на что указывает низкое содержание *n*-алканов). Попав в результате единовременной «инъекции» с глубины 4-6 км в ловушки на глубинах 0,25 – 2,5 км, нефть, не получая дополнительного питания (отсутствие процесса ее обновления), стала со временем терять привлекательные товарные свойства (в основном за счет систематической потери в ее составе легких фракций). С потерей растворенного газа и легких УВ (процессы бактериального окисления) наблюдается образование остаточной тяжелой нефти. В свою очередь это убедительно указывает на отсутствие подтока УВ на современном этапе и потери связи с зоной их генерации.

На основе установления источника генерации (каменноугольные отложения) трудноизвлекаемых нефтей в юрско-меловом комплексе отложений предложен механизм ее максимального (не исключая полного) извлечения за счет нефти одного из месторождений (например, Тенгиз) в рифовых палеозойских постройках. Нефть под собственным большим давлением пропускается через проблемные нефти месторождений Северного Каспия. Генетически единая легкая и агрессивная нефть в состоянии растворить в себе тяжелую нефть таких месторождений, как Каражанбас, Северные Бузачи, Укатное и все остальные и постепенно вынести ее на поверхность. Из ряда других преимуществ отметим значительную сероочистку, поскольку нефть будет закачиваться в терригенные отложения, где в отличие от карбонатных пород, много окисного и закисного железа и других металлов.

Трудноизвлекаемые запасы нефти Среднего Каспия и путь их максимального извлечения

*С.Б. Остроухов, А.В. Бочкарев
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»)*

В докладе обсуждаются возможности эффективного извлечения тяжелой нефти из залежи, отрезанной от путей миграции наиболее подвижных соединений углеводородной среды. Для территории Среднего Каспия разработана концепция поэтапного формирования, перестроения и разрушения залежей углеводородов: суммарный эффект непрерывного процесса формирования залежей УВ, состоящего из бесчисленного числа микроэтапов, делится на два основных укрупненных этапа: 1) нефтегазовая история (формирование залежей); 2) газоконденсатная история (перестроение залежей).

На втором этапе судьба нефтяных залежей зависела от места их нахождения: в створе или вне путей миграции УВ. Если в результате регионального или локального изменения структурного плана менялись трассы струйной миграции УВ, то часть ранее проторенных путей и ловушек, заполненных нефтью, на втором этапе оказывалась отрезанной от источников генерации. Так, сформировавшаяся на первом этапе большая часть нефтяных залежей практически по всему разрезу юрских отложений месторождений Хвалыньское и «170 км» на втором этапе оказалась отрезанной от миграционных потоков активных углеводородных сред, и в них по настоящее время продолжается процесс дегградации нефтей. Состояние нефтяных залежей в кимериджских и нижезалегающих юрских отложениях указывает на то, что на месте их нахождения отсутствуют процессы пополнения и изменения состава нефтей в сторону их облегчения (отсутствуют признаки газоконденсата). Напротив, происходит обратный процесс: в кимериджской нефтяной залежи, залегающей на глубине 3122,5 м (скв. 4Хв), увеличивается массовое содержание смол (в настоящее время 4,69 %), асфальтенов (0,62 %), парафинов (8,11 %), серы (0,33 %), возрастают коэффициент битуминозности, плотность (0,876 кг/м³), вязкость (27,6 мПа·с), температура застывания нефти (23 °С); продолжается снижение газосодержания (84,7 м³/т), давления насыщения нефти газом (11,8 МПа при пластовом давлении 33,4 МПа) и т.д. Вследствие низкого КИН (0,1) наиболее крупной залежи в известняках кимериджа откладываются сроки ввода ее в разработку.

После подъема материнских юрских отложений, формально пребывающих в зоне нефте- и газообразования (причем в самой активной ее части – конденсатообразования), процессы образования УВ на территориях рассматриваемых месторождений прекратились из-за снижения температуры недр (против максимальной на первом этапе), а также перестройки структурного плана, особенно юрских отложений. Таким образом, нефтяная залежь в известняках кимериджа оказалась вне современных путей миграции УВ и условий для сингенетического образования УВ и приобрела характер реликтового скопления «увядающей» нефти в застойной зоне. Негативные условия для разработки нефтяной залежи усугубляются еще и тем, что тяжелые фракции нефти в пустотном пространстве (поры, трещины) переходят в неподвижную форму и блокируют часть полезного объема вмещающего карбонатного коллектора.

Механизм подготовки проблемных нефтей для рентабельной добычи подсказан самой природой. Там, где активные углеводородные среды внедряются в крупные по объему и запасам нефтяные залежи, качество нефти существенно улучшается за счет растворения в нефти первого этапа формирования газа и конденсата, поступивших на втором этапе их истории (например, неоконские залежи месторождений имени В. Филановского и Ю. Корчагина), а КИН достигает 0,63. В связи с этим предлагается направить часть газоконденсата титонской залежи в пределы нефтяной залежи кимериджа в количестве, достаточном для получения необходимых кондиций нефти для существенного повышения КИН в такой залежи и ее последующей эффективной разработки.

Пробоотборник для отбора глубинных проб вязких нефтей

*А.А. Павлов, Д.А. Дружинин
(ООО «Союзнефтегаздинамика»),
Ю.И. Сташок, И.Е. Бурцев
(ООО «НК «Роснефть-НТЦ»)*

В настоящее время как в отечественной, так и в зарубежной практике используются технические средства для отбора глубинных проб нефтей, обладающих незначительной вязкостью и небольшой плотностью. Наиболее распространенными отечественными пробоотборниками для пластовых флюидов являются пробоотборники ВПП-300 и СИМСП-20, которые конструктивно разработаны для отбора легких нефтей. Основная проблема пробоотборных камер указанных пробоотборников состоит в том, что при отборе вязких нефтей обратный клапан, удерживающий пробу в пробоотборной камере, не закрывается из-за повышенной вязкости флюида.

В камере разработанного пробоотборника для отбора вязких нефтей удалось решить данную проблему за счет включения в его конструкцию регулятора, который обеспечивает постоянное открытое состояние запорного клапана во время спуска прибора, а также за счет увеличенного проходного отверстия в обратном клапане, срабатываемом на разнице давлений.

В разработанной конструкции в полости между средоразделительным поршнем и стопорной шайбой находится балластная жидкость. Во время спуска окружающее давление действует на средоразделительный поршень, тем самым заставляя балластную жидкость через капилляр действовать на регулятор, который в свою очередь поддерживает в открытом состоянии запорный клапан. Во время отбора пробы балластная жидкость перетекает в балластную камеру, регулятор отходит в первоначальное положение и, когда средоразделительный поршень упрется в стопорную шайбу, флюид, находящийся под давлением в пробоприемной камере, давит на запорный клапан, пытаясь его закрыть. Кроме этого, закрытию запорного клапана способствует наружное давление, действующее на средоразделительное кольцо. В итоге наружное давление обеспечивает гарантированное закрытие запорного клапана и сохранение флюида в пробоприемной камере под давлением, равным давлению в точке отбора.

Разработанная конструкция пробоотборника рассчитана на следующие рабочие параметры: давление – 15 МПа, температура – до 150 °С, объем – 300-500 см³. Промысловые испытания пробоотборника для вязких нефтей будут проведены в четверном квартале 2011 г. на месторождении Зыбза-Глубокий Яр ООО «РН-Краснодарнефтегаз».

Формирование предпосылок для выделения ранее не участвующих в разработке залежей нефти («пропущенных» залежей) на основании выделения региональных особенностей распространения пластов-коллекторов

*С.П. Панухин (ОАО «Самаранефтегаз»),
И.С. Солодов, В.А. Колесников (ООО «СамараНИПИнефть»),
И.А. Серeda (ОАО «НК «Роснефть»)*

Большинство месторождений на территории Волго-Уральского региона имеют сложное многопластовое строение. Они были открыты в 70-80-х годах XX века, когда требования к промышленным залежам были недостаточно жесткими, а технологии, применяемые для исследования новых скважин, отставали от современных. В итоге на многих сложнопостроенных многопластовых месторождениях некоторые продуктивные горизонты были пропущены и в дальнейшем не поставлены на баланс и не вовлечены в разработку. В настоящее время есть достаточно много примеров, когда при пересчете запасов, переинтерпретации ГИС были выявлены и поставлены на баланс пропущенные залежи. Задача нахождения таких залежей на старых месторождениях остается достаточно актуальной. Решение ее весьма трудоемко из-за большого числа продуктивных горизонтов и пробуренных скважин на исследуемой территории.

В данной работе предложен метод выделения перспективных участков для выявления пропущенных залежей, в основе которого лежит построение региональных карт распространения коллекторов и региональной изученности при предположении об одинаковых геологических условиях формирования осадочного чехла для всего Волго-Уральского региона.

На первом этапе было проведено построение карт распространения нефтеносности по основным этажам нефтегазоносности. Выделены зоны интереса для дальнейшего рассмотрения возможных перспектив нефтегазоносности данных объектов. В основу выделения таких зон были положены противоречия, явно прослеживающиеся на картах (отсутствие нефтеносности на одном месторождении и ее присутствие – на окружающих).

Следующим этапом было уточнение созданных карт, нанесение на них тектонической обстановки региона, структур первого и второго порядков, что позволило уточнить выделенные зоны интереса.

Третий этап заключался в нанесении результатов изученности для объектов (изученность сейсмикой, керном, ГИС и опробованиями скважин), что позволило отсеять не нефтеносные объекты.

В результате получили список объектов с перспективами нефтеносности, для уточнения которого необходимы более глубокие исследования, причем в большинстве случаев достаточно переинтерпретации материалов ГИС. Предложенный метод является эффективным и наименее трудозатратным для определения перспектив поиска пропущенных залежей.

Геологическое строение Оленекского месторождения битумов и перспективы нефтегазоносности прилегающей территории

*А.А. Поляков, В.Н. Блинова, И.О. Зверев (ОАО «НК «Роснефть»),
А.В. Гайдук (ООО «РН-Эксплорейшн»),
Е.С. Лапочкина (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)*

Оленекское месторождение природных битумов является одним из самых значительных по масштабам битумных полей, выявленных на северо-востоке Восточной Сибири. Формирование месторождения связывают с обширными восходящими движениями в мезозой-кайнозойское время в пределах Анабарской антеклизы, выводом на поверхность и денудацией нефтенасыщенных горизонтов, что в итоге обусловило широкое распространение здесь продуктов гипергенного преобразования нефтей – малак, асфальтов и асфальтитов. Битуменосность связана преимущественно с пермскими терригенными отложениями и в меньшей степени – с подстилающими их кембрийскими карбонатными породами.

Оленекское месторождение открыто в 1939 г. в результате маршрутных исследований А.И. Гусева. По результатам работ НИИГА (1966-1967 гг.) ресурсы битумов Оленекского месторождения оценены для пластов с массовым содержанием битума более 2 % – в 1,3 млрд. т, для пластов с содержанием битума менее 2 % – в 2,2 млрд. т. С учетом масштабности процессов нефтеобразования в регионе интересно рассмотреть предпосылки формирования и размещения месторождений – спутников Оленекского, погребенных и, возможно, насыщенных не затронутыми процессами гипергенеза флюидами.

Летом 2010 г. специалистами ОАО «НК «Роснефть» и ИНГТ СО РАН в ходе полевых работ выполнены описание и отбор образцов битумонасыщенных пород из пермских и кембрийских обнажений в районе рек Оленек и Бур. Петрофизические и геохимические лабораторные исследования выполнялись в МГУ им. М.В.Ломоносова. Результаты проведенных работ в совокупности с данными предыдущих исследователей (И.С. Гольдберга, А.И. Гусева, В.Л. Иванова, В.Я. Кабанькова, В.А. Каширцева, Т.Н. Копыловой и других) позволили на современном уровне изучить особенности природных резервуаров, физико-химические свойства и состав нафтидов Оленекского месторождения, а также уточнить историю геологического развития и формирование УВ-систем региона. Все это позволило наметить следующие направления поисков месторождений-спутников в пермских и в меньшей степени средне-верхнекембрийских отложениях, насыщенных, возможно, не затронутыми процессами гипергенеза флюидами:

- литологические и литолого-стратиграфические ловушки, связанные с линзовидным распространением проницаемых пород и сокращением стратиграфической полноты разреза в направлении Оленекского свода;
- антиклинальные ловушки домезозойского заложения на путях миграции углеводородов из окаймляющих Оленекский свод прогибов;
- запечатанные битумом и тектонически экранированные ловушки на моноклиналиных склонах (северном и восточном);

Изложенное позволяет рассматривать северо-восточную часть Оленекского свода как территорию, приоритетную для геологического изучения, направленного на поиски крупных месторождений нефти.

Гидродинамические методы моделирования коэффициента охвата вытеснением, асимметричные элементы заводнения

***В.И. Потков, И.Г. Хамитов, В.П. Шакишин,
О.В. Солкина (ООО «СамараНИПИнефть»),
А.А. Ковалев (ЗАО «Самара-Нафта»)***

Современные трехмерные геолого-математические модели являются прогрессивным инструментом управления процессами разработки месторождений углеводородов, достоверность которых обуславливается не только количеством и качеством исходной геолого-промысловой информации, но и уравнениями/алгоритмами, используемыми в вычислительных процессах. Созданные на основе законов сохранения массы, энергии и других четырехмерные (с учетом времени) модели имеют симметричный характер, а физические параметры неоднородности и методы воздействия на геологические тела являются асимметричными (В.И. Вернадский). Использование симметричных схем затрудняет достоверное определение дренируемых объемов и надежное выделение зон консервации запасов.

Примером асимметричных схем являются результаты лабораторных экспериментов по вытеснению высоковязкой нефти из образцов керна при различных постоянных скоростях вытеснения, когда при отклонении темпов заводнения от оптимальных величин наблюдается снижение конечного коэффициента вытеснения за счет изменения соотношения капиллярных и гидродинамических сил после прорыва воды.

Результаты физического моделирования (лабораторные эксперименты) на естественных образцах керна должны находить подтверждение при воспроизведении фильтрационных процессов на гидродинамических симуляторах. Для этого авторами приводятся гидродинамические методы специальной асимметричной адаптации и расчетов прогнозных вариантов разработки, включающие преобразования ОФП с использованием критических капиллярных и гравитационных точек, учитывающие асимметричное решение движения. Приведены асимметричные модельные решения задачи Маскета с использованием скорости в секторе радиального притока и волновой составляющей в критических застойных областях фильтрации. Учет асимметричных геологических параметров неоднородности при определении симметричных параметров потенциалов скважин (Дюпои) и давлений в ячейках (Писмана и Диец-фактора) при динамической модификации расчетной схемы оценки коэффициента охвата заводнением повышает физичность и достоверность моделей.

Ограничение зоны действия модели в пространстве параметров и решений подразумевает возникновение некоторых поверхностей, вблизи которых происходит нарушение симметрии исходной системы, что эквивалентно несоблюдению законов сохранения. Исходя из этого законы сохранения должны корректироваться и переопределяться, а «несоответствие» передаваться на управление другой модели.

Описанные поверхности создают некоторые наборы параметров, которые оказываются критическими для данной модели в определении реальности полученного решения. Если параметры системы не достигают значений, при которых она перестает подчиняться описывающим ее уравнениям, а колеблется в окрестности, то по ней могут наблюдаться «катастрофические» эффекты кризисного решения, например прорывы воды по высокопроводящим каналам с блокировкой застойных зон, модели мини-ГРП с разрывом кровли и др.

Результаты выполненных преобразований позволяют минимизировать риски при планировании и последующей реализации адресной программы ГТМ.

Интегрированное управление операциями нефтегазовой компании – построение интеллектуального месторождения

***В. Попов
(Компания ИВМ)***

Представлен подход к созданию интеллектуального месторождения путем интеграции, визуализации и логически централизованной обработки информации о месторождении, скважинах, состоянии оборудования, процессах и показателях эффективности.

Интегрированные операции позволяют перейти от решений частных задач к формированию единой системы мониторинга добычи и состояния активов, основанной на типовом представлении информации для анализа и поддержки принятия решений. Интегрированное управление операциями дает возможность увязать различные виды информации для эффективного решения актуальных задач.

В основе концепции и решения лежит принцип представления информации и данных на основе единой информационной модели нефтегазовой компании. Такая модель строится на промышленных стандартах, принятых для описания организационных структур, активов и их жизненного цикла, оборудования, процессов и показателей эффективности. Она позволяет контролировать жизненный цикл месторождения от этапа его проектирования до мониторинга состояния конкретного элемента оборудования, увязать геологическую модель с данными, поступающими с буровой установки, для ее уточнения, связать показатели интеллектуальных контроллеров и системы оптимизации режимов работы скважин.

Такой подход значительно упрощает решение прикладных задач в масштабах крупной добывающей компании с большим числом месторождений и дочерних добывающих обществ за счет унификации и стандартизации представления информации и простого доступа к исходным данным.

Рассмотрен опыт компании StatoilHydro, активно реализующей такую концепцию в рамках проекта Integration Operations. Также приведены практические примеры применения данного подхода для мониторинга состояния активов, оптимизации работ на месторождении с целью минимизации простоев и интеллектуального анализа и прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий статистическими методами.

Хранилище геологических моделей, консолидация геологических данных, виртуальное рабочее место геолога

***В. Попов
(Компания IBM)***

Предложенные подход и решение призваны значительно повысить эффективность работы геологов нефтегазодобывающей компании, увеличить надежность хранения геологической информации и повысить скорость доступа к ней. В основе решения лежит организация централизованного хранения, доступа и обработки первичной геологической информации, геологических моделей и проектных документов.

Для осуществления такого подхода хранилище, сервисы доступа и обработки информации представляют собой «облако», через которое по требованию авторизованного пользователя с любой обычной удаленной рабочей станции формируется виртуальная инфраструктура в едином специализированном центре обработки данных с набором требуемых данных и приложений для их обработки. При этом на рабочей станции пользователя никаких специфических приложений не установлено, а вся обработка и визуализация осуществляются в едином удаленном центре с соответствующей «облачной» инфраструктурой и набором специализированного ПО.

Такой подход позволяет:

- 1) повысить надежность и безопасность хранения геологической информации;
- 2) обеспечить унифицированную авторизацию доступа к данным и сервисам;
- 3) организовать совместную работу группы специалистов с одними данными вне зависимости от местоположения этих специалистов;
- 4) ускорить обработку геологических и геофизических данных (особенно сейсмике) за счет применения высокопроизводительных суперкомпьютеров;
- 5) снизить требования к рабочим станциям геологов (это может быть обычный ноутбук);
- 6) поддержать работу удаленных центров компетенции и экспертов;
- 7) безопасно предоставлять доступ к данным сервисных компаний.

При реализации такого подхода меняется принцип работы геологов: специалисты могут работать совместно, не привязываясь к местонахождению информации и их самих. При этом в любом случае информация никогда не покидает единого хранилища и ЦОД, все исходные данные и результаты работы остаются в надежном управлении организации.

Опыт проведения работ по ограничению водопритока на месторождениях ОАО «НК «Роснефть»

*А.Ю. Пресняков, В.А. Стрижнев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
В.А. Елесин (ОАО «Самаранефтегаз»),
С.В. Захаров (ОАО «Томскнефть» ВНК)*

Эффективная система разработки нефтяных месторождений на поздней стадии предусматривает проведение комплекса работ по снижению эксплуатационных затрат на добычу попутно добываемой воды. Одним из основополагающих элементов данного комплекса является проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР). Из литературных источников следует, что РИР по устранению дефектов конструкции скважин и отключению отдельных пластов с переходом на другие горизонты отличаются высокой успешностью, целесообразность их проведения на многих месторождениях не вызывает сомнений.

Особое место в решении проблемы ограничения добычи попутно добываемой воды занимают РИР по изоляции отдельных обводненных интервалов пласта (так называемые работы по селективной изоляции). Сущность селективной изоляции заключается в выборочной изоляции высокопроницаемых и поэтому, как правило, обводненных прослоев неоднородного по проницаемости пласта. Обязательным условием «селективности» является расчлененность пласта глинистыми, непроницаемыми перемычками. В монолитном пласте селективная изоляция также может проводиться, но при наличии непроницаемых перемычек малой толщины, не выявляемых по данным геофизических исследований скважин.

В работе представлены методологические подходы и результаты проведения опытно-промышленных работ по ограничению попутно добываемой воды путем проведения селективной изоляции на примере скважин ОАО «Самаранефтегаз» и ОАО «Томскнефть» ВНК.

На первом этапе перед проведением ОПР по селективной изоляции пластов разработаны критерии выбора скважин-кандидатов. К ним относятся геолого-промысловые параметры скважины (дебиты жидкости и нефти, обводненность продукции, запасы нефти, толщина интервала перфорации и расчлененность пласта) и технологические параметры закачивания тампонажных составов (физико-химические свойства тампонажных составов, технология их доставки в обводненный интервал изоляции). Для проведения изоляционных работ в качестве тампонажных составов рекомендованы материалы неселективного действия. Основанием для применения неселективных составов послужило предположение об их закачивании в первую очередь в наиболее проницаемые прослои, по которым и поступает основной объем попутно добываемой воды. После закачивания рекомендуемых составов целесообразно проводить их докрепление цементным раствором.

По результатам ОПР в 12 скважинах ОАО «Самаранефтегаз» дополнительно добыто 5,4 тыс. т нефти, или 544,5 т на одну скважину, экономический эффект составил 20 млн. руб. По девяти скважинам ОАО «Томскнефть» ВНК дополнительная добыча составила 3,1 тыс. т нефти. По итогам работы определены дальнейшие пути совершенствования технологии ограничения водопритока путем использования однокомпонентных составов без докрепления цементным раствором.

Комплексный подход при создании шаблона выбора оптимальной системы разработки

*А.А. Пустовских, С.А. Рабцевич
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
А.Н. Ситников (ОАО НК «Роснефть»)*

Целью работы является разработка шаблона выбора оптимальных систем разработки с учетом системы заканчивания, оптимального дизайна ГРП, геометрии элемента разработки, темпов ввода скважин и поверхностного обустройства в экономической форме для интегрированного проектирования.

Необходимость данной работы продиктована отсутствием единого подхода при выборе оптимальной системы разработки, а также пониманием того, что темп ввода скважин и объектов поверхностного обустройства может влиять на выбор проектного решения.

Комплексность подхода заключается в последовательной оптимизации проектного решения на уровне единичной скважины, элемента и системы разработки некоторой области с учетом наземной инфраструктуры.

Для оценки перспектив бурения наклонно направленных скважин с ГРП для различных нефтенасыщенных толщин и проницаемостей был проведен расчет палетки оптимальных плотностей сеток скважин для девятигочечной системы разработки. Оптимизация проводилась по комплексному экономическому критерию $NPV \cdot DPI$. Было показано, что по комплексному критерию $NPV \cdot DPI$ решение о переходе от плотности сетки 25 га/скв к плотности 16 га/скв должно быть принято при проницаемости пласта менее $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (при рентабельных толщинах пласта).

Для оценки перспектив бурения горизонтальных скважин с продольными ГРП для различных нефтенасыщенных толщин и проницаемостей был проведен расчет палетки оптимальных плотностей сеток скважин для однорядной системы разработки с соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин, равным 2.

Для определения первоочередных зон бурения ГС с ГРП в условиях неопределенности запусковых параметров данных скважин выполнен анализ чувствительности к достижению расчетных дебитов. Показано, что до подтверждения расчетных дебитов ГС с ГРП на практике приоритетными зонами для их бурения являются зоны проницаемостью ниже $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² с рентабельными толщинами.

Результаты работы имеют огромное практическое значение и нашли непосредственное применение на производстве: на основе данного шаблона на Приобском месторождении было принято решение об уплотнении сетки скважин и определены первоочередные участки для бурения горизонтальных скважин с продольными ГРП при положительных результатах испытания технологии.

Разработка и внедрение методики диагностики источников флюидопроявлений в межколонном пространстве (на примере месторождения им. Ю. Корчагина)

*Д.А. Семикин, А.В. Жаковщиков
(ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»)*

Для идентификации причин возникновения межколонных давлений (МКД), выявления интервалов заколонных перетоков был предложен комплексный подход, включающий исследования специальными геофизическими, нестационарными гидродинамическими и химическими методами.

Данный подход включал следующие этапы:

1. Проведение специальных геофизических исследований:
 - выполнение исследований акустическим цементомером приборами SBT, CBL, USIT;
 - исследование скважины методом трехкомпонентного геоакустического шумомера;
 - разновременные замеры ННК при стравливании межтрубного пространства.
2. Исследование среды межколонного пространства (МКП) нестационарными гидродинамическими методами (методы КВД, парного гидропрослушивания):
 - стравливание давлений из МКП с последующей стабильной отработкой через шпундер постоянного диаметра фонтанным способом;
 - замеры объемов и расхода притока газа, устьевых давления и температуры;
 - регистрация КВД после закрытия МКП на устье;
 - регистрация кривой реагирования в исследуемом МКП на изменение давления в МКП других обсадных колонн, имеющих МКД;
 - отбор проб газа и жидкости для проведения химического анализа;
3. Анализ проб флюида, бурового раствора и состава углеводородных газов:
 - химический анализ проб газа, отобранного из МКП;
 - анализ хроматограммы экстракта межколонной пробки бурового раствора;
 - дифференцированное сопоставление состава углеводородных газов, зарегистрированных в процессе бурения в газоносных и нефтеносных интервалах разреза скважин.

Работы были проведены в одной из скважин морского нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина, расположенного на шельфе Северного Каспия.

На основании выполненных работ и исследований получены следующие результаты:

- 1) разработан оптимальный комплекс исследований для идентификации источников флюидопроявления в межколонном пространстве;
- 2) выявлены причины возникновения, определены признаки МКД;
- 3) подготовлены рекомендации по технологии ликвидации МКД в скважинах;
- 4) проведен расчет максимально возможных величин МКД и оценка их критических значений;
- 5) определен основной порядок действий при диагностике МКД на различных этапах эксплуатации скважины.

Итогами применения комплексного подхода диагностики источников МКД в скважине стало определение:

- причин образования МКД;
- источников и объемов флюидопроявлений в заколонном и межколонном пространстве 244,5×339,7 и 339,7×508 мм;
- отсутствия гидродинамической связи между МКП 244,5×339,7 мм и 339,7×508 мм;
- характеристики среды межколонного пространства 244,5×339,7 и 339,7×508 мм.

Планирование и проведение нестационарного заводнения на опытных участках Толумского и Тевлинско-Русскинского месторождений

*И.В. Серебrenников (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть»)*

При формировании программы работ по применению нестационарного заводнения (НЗ) на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» эксплуатационные объекты разбивались на участки в соответствии с распределением показателя литологической связности разнопроницаемых прослоев. Данный параметр рассчитывался при построении четырехслойной модели пласта, в которой геологические прослои делятся на высоко- и низкопроницаемые несвязные и высоко- и низкопроницаемые связные. Наибольший интерес для реализации процесса НЗ представляют участки с высокими значениями этого параметра.

Исходя из коэффициента пьезопроводности низкопроницаемого связного прослоя и среднего расстояния от добывающих до нагнетательных скважин участка определялась оптимальная рабочая частота смены циклов. При анализе технической возможности наземной системы ППД был проведен оценочный гидравлический расчет водоводов высокого давления. Предполагалось, что при увеличении закачки по скважинам в период после остановки потери давления в водоводах не должны превышать 3 % рабочего текущего давления. Если на каком-либо кусте (или направлении высоконапорных водоводов) потери давления превышали допустимое значение, то соответствующие нагнетательные скважины исключались из программы НЗ.

С целью оптимизации технологии заводнения на рассматриваемых месторождениях проводилось гидродинамическое моделирование по нескольким вариантам воздействия. Для реализации НЗ на опытных участках был выбран вариант отключения нагнетательных скважин без форсирования закачки воды с периодом полупериода 1 мес. Согласно прогнозам, за счет этого достигается необходимый технологический эффект при наименьших экономических затратах и щадящих нагрузках как на пластовую систему в пределах рассматриваемых участков, так и на систему ППД.

В период с июня по ноябрь 2010 г. на участке Толумского месторождения и в сентябре – октябре 2010 г. на участке Тевлинско-Русскинского месторождения было реализовано НЗ в соответствии с расчетным вариантом. Во время проведения работ по НЗ на опытных участках измерялись добыча жидкости, нефти, обводненность и динамический уровень в реагирующих добывающих скважинах. Данные предоставлялись еженедельно, для мониторинга текущей ситуации на участке. В связи с невысокими эффектами по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи достаточно сложно спрогнозировать точную добычу нефти, получаемую при моделировании процесса НЗ. Цель данной методики, используемой в качестве экспресс-метода, заключалась в определении тенденции изменения технологических показателей и соответственно определения наиболее целесообразного варианта изменения режимов работы скважин для достижения необходимого результата.

На фоне сложившегося скептического мнения о гидродинамических методах как о методах, приводящих к падению пластового давления, а соответственно и снижению темпов добычи нефти, поставленная задача была успешно решена. По каждому участку была достигнута необходимая дополнительная добыча нефти, определяющая целесообразность проведения НЗ. На Тевлинско-Русскинском месторождении полученные фактические показатели превышают расчетные. Это еще раз доказывает, что методы гидродинамического воздействия могут и должны применяться как для регулирования (оптимизации) системы разработки, так и для повышения нефтеотдачи пласта.

Комплексный анализ данных разработки, геологии, сейсмоки, петрофизики и гидродинамического моделирования при мониторинге разработки ачимовских пластов Малобалыкского месторождения

А.А. Тимиргалин, А.А. Шкитин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Целью данной работы являлось построение новой адекватной геолого-гидродинамической модели (далее – новая модель) ачимовского пласта А_{ч2} Малобалыкского месторождения. Необходимость такой работы возникла после анализа ранее принятой модели (далее – принятая модель), которая официально использовалась для составления и обоснования рейтинга бурения и прогноза технологических показателей эксплуатации проектных скважин. Сравнение прогнозных и фактических показателей по результатам бурения и ввода новых скважин выявило значительное отклонение принятой модели от факта как с геологической точки зрения (несоответствие структуры, эффективных и продуктивных толщин, запасов), так и с точки зрения разработки (несоответствие запусковых параметров). Актуальность данной работы обусловлена активным темпом эксплуатационного бурения на Малобалыкском месторождении и необходимостью построения адекватной модели для оперативного принятия решений при планировании стратегии бурения.

Согласно принятой модели залежь пласта А_{ч2} считалась залежью с единым уровнем ВНК. Однако гидродинамическое моделирование по принятой модели не согласовывалось с технологическими показателями новых скважин. Кроме того, были выявлены ошибки в интерпретации данных ГИС, которые не были учтены при построении принятой модели и сыграли ключевую роль при построении модели насыщения залежи, а также ошибки в корреляции отражающих горизонтов пласта А_{ч2}, что привело к неверному прогнозу развития эффективных толщин пласта.

При построении новой модели были проанализированы данные по опробованию разведочных и исследованию эксплуатационных скважин на характер насыщения и притока. Данный анализ показал возможность блокового строения пласта А_{ч2} со ступенчатым ВНК. Причем границы блоков совпали с линиями тектонических нарушений, которые были выделены по материалам 3D сейсмо-разведки. Кроме того, была проведена переинтерпретация данных ГИС, по результатам которой подтвердился ступенчатый характер изменения ВНК. Дополнительно по материалам 3D сейсморазведки была проведена перекорреляция отражающих горизонтов пласта А_{ч2} и найдены сейсмические атрибуты, хорошо коррелирующие с эффективными толщинами пласта. В результате была построена геологическая модель пласта со ступенчатым ВНК. Гидродинамическое моделирование по новой модели показало хорошую адаптацию расчетных показателей с фактическими данными разработки, что дополнительно подтвердило блоковое строение залежи.

В завершении работы был проведен анализ неопределенности геологических запасов методом Монте-Карло с учетом блокового строения залежи, по результатам которого были определены наиболее чувствительные параметры, вносящие наибольшую неопределенность при подсчете запасов.

Результаты работы имеют огромное практическое значение и нашли непосредственное применение на производстве: определение перспективных участков для бурения с учетом блокового строения залежи, изменение направления бурения и корректировка программы бурения с учетом текущих экономических и технологических сценарных условий, поддержание проектных уровней добычи нефти, минимизация рисков, связанных с бурением нерентабельных скважин.

Анализ выработки запасов нефти по объектам БС Сургутского и БВ Нижневартовского сводов, длительное время находящихся в эксплуатации

И.П. Толстолыткин (ГП ХМАО-Югры «Научно-Аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Штильмана»)

Для анализа была сформирована выборка из 33 объектов разработки пластов Б 24 месторождений, расположенных в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов и разрабатываемых длительное время (от 27 до 47 лет). Объекты характеризуются высокой обводненностью продукции (95 %) и выработанностью запасов более 90 %, т.е. находятся на поздней стадии разработки. По объектам были проанализированы начальные и текущие геологические и извлекаемые запасы нефти, начальные и текущие КИН, коэффициенты вытеснения, объем подвижной нефти, накопленная и годовая добыча нефти, ее динамика, отбор от НИЗ, темпы отбора, обводненность продукции, дебиты скважин по нефти и жидкости, использование эксплуатационного и разбуренность проектного фондов скважин, разреженность эксплуатационной сетки скважин, кратность запасов добыче нефти. По характеристикам вытеснения были оценены и сопоставлены с Госбалансом потенциально извлекаемые запасы нефти и потенциально достижимые КИН.

Были выделены два класса объектов разработки: 1) у которых по проведенной оценке не будут достигнуты утвержденные КИН (14 объектов); 2) у которых КИН будут превышены (19 объектов). Равенство коэффициентов вытеснения нефти водой объектов 1 и 2 классов определяет равенство содержания в порах породы объемов подвижной нефти. Однако различие в коэффициентах охвата разработкой обуславливает разницу КИН в 0,05 д. ед. Различие в текущем (0,11) и потенциальном (0,15) КИН оказалось более значительным, хотя обводненность по обоим классам объектов составила 95 %. Отбор НИЗ для объектов 1 класса составил 80 %, а для объектов 2 класса – 94 %. Одной из основных причин меньшей выработанности запасов объектов 1 класса является большая разреженность эксплуатационных сеток скважин.

Анализ выработки запасов показал, что на объектах 2 класса при сохранении сложившейся системы разработки может быть добыто 144 млн. т нефти и достигнут КИН, равный 0,55, что на 0,05 превысит утвержденный КИН. Это свидетельствует о занижении утвержденных извлекаемых запасов и требует их переоценки. По объектам 1 класса может быть добыто 48 млн. т нефти, КИН на 0,05 ниже утвержденного. Добычный потенциал объектов 1 класса не вызывает сомнения, поэтому для повышения эффективности разработки необходимо применение ГТМ, направленных на повышение охвата запасов разработкой.

Анализ динамики годовой добычи нефти, накопленных отборов и обводненности продукции показал, что характерным для всех объектов выборки, за небольшим исключением, является отсутствие этапа стабильной разработки: этап роста добычи переходит в этап падающей добычи. Следует обратить внимание на появление «второго» максимума на этапе доразработки месторождения, обусловленного применением ГТМ, методов интенсификации, увеличения нефтеотдачи, совершенствованием систем и технологий разработки. Для большинства объектов выборки характерно форсирование добычи нефти в начале разработки, что вызывает резкий рост обводненности продукции с последующим интенсивным падением добычи нефти.

В большинстве случаев при отборе половины извлекаемых запасов нефти обводненность продукции скважин превышает процент отбора запасов, что является следствием как форсированных отборов, так и излишней сверхпроектной закачки воды. Считаем, что такие методы освоения объектов не оптимальны и не способствуют рациональному использованию разведанных запасов.

Новый подход к изучению карбонатных пород-коллекторов нижнего триаса (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя

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

В период интенсивного изучения нефтегазоносности нижнетриасовых отложений (нефтекумская свита) Прикумского нефтегазоносного района при выборе объектов испытания в поисково-разведочных скважинах в основном руководствовались данными оперативной интерпретации материалов ГИС. Однако эффективность работ оставалась очень низкой, вследствие чего требовался новый подход к изучению карбонатного природного резервуара (ПР) нефтекумской свиты.

В результате переосмысливания ранее полученной информации представилось возможным сформулировать новое представление о строении ПР, которое основывалось на пересмотре результатов многочисленных промыслово-геофизических, гидродинамических исследований, а также результатов бурения и испытания скважин. Установлено, что в отложениях нефтекумской свиты коллекторами являются небольшие по толщине прослой доломитов, доля которых в теле карбонатного массива ничтожно мала. Следовательно, проводить перфорацию эксплуатационной колонны против больших интервалов отложений нефтекумской свиты нецелесообразно.

Таким образом, переинтерпретация материалов ГИС показала недостаточную объективность определения фильтрационных-емкостных свойств (ФЕС) пород по данным оперативной интерпретации. Полученные результаты свидетельствуют о том, что карбонатные породы нефтекумской свиты месторождений Восточного Ставрополя с удельной трещиноватостью менее 0,2 практически теряют фильтрационные свойства. Немаловажное значение в области ГИС приобретает диагностика литогенетических типов, слагающих нефтекумские отложения, с целью выделения пород, в которых могло происходить метасоматическое формирование вторичных доломитов, являющихся коллекторами в теле карбонатного массива.

Переинтерпретация материалов ГИС позволяет решить проблему прогнозирования ФЕС пород-коллекторов нефтекумской свиты, а также увеличить объем и повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ в карбонатных отложениях нижнетриасового комплекса Восточного Ставрополя.

Методика макроизучения органогенных известняков (по материалам изучения керна пород доюрского комплекса)

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

Во многих нефтегазоносных провинциях России с карбонатными толщами связаны крупные скопления углеводородного сырья. Среди продуктивных карбонатных пород довольно часто как коллектор выделяются органогенные известняки. Помимо этого, органогенные известняки представляют интерес с точки зрения палеонтологии, одна из основных практических задач которой – установление относительного геологического возраста отложений по комплексам ископаемых остатков.

В процессе макроизучения керна органогенных известняков в разрезе доюрского комплекса коллективом лаборатории литологии СургутНИПИнефти был выработан новый подход к их исследованию, который включает следующие этапы.

1. Продольная распиловка породы. Проводится с ориентировкой в одном направлении вдоль хорды окружности поперечного сечения.

2. Фотографирование в дневном (ДО) и ультрафиолетовом (УФО) освещении спиленной поверхности керна. На данном этапе наиболее информативно фотоизображение известняков в УФО, в котором хорошо проявляется их текстурный характер, плохо выраженный в дневном свете.

3. Протравливание спиленной поверхности керна 5%-ным раствором соляной кислоты до получения выглаженной полупрозрачной поверхности. После распиловки известняки имеют матово-белесую, шершавую поверхность, на которой текстурные особенности породы и органические остатки просматриваются только при смачивании, при этом изображение имеет расплывчатый характер. Для контрастности изображения литологических составляющих спиленная поверхность известняков протравливается 5%-ным раствором соляной кислоты в течение нескольких дней.

4. Фотографирование в ДО и сканирование протравленного спила керна. На протравленной поверхности намного ярче и четче просматривается и изменение окраски известняков, и текстурные особенности, и органические остатки, поэтому после травления проводится повторное фотографирование известняков в дневном свете и сканирование протравленного спила керна. Четкие с хорошим разрешением сканирования позволяют изучать известняки на промежуточном уровне, между макро- и микроскопическим изучением.

5. Детальное изучение сканированных изображений с применением всех возможных функций программ, позволяющих работать с фотоизображениями.

6. Детальное изучение спила породы, обработанного 5%-ным раствором соляной кислоты, под бинокулярным микроскопом.

Сканированные и микрофотоизображения позволяют детально изучать органические остатки, их распределение и определять содержание в породе, выделять наиболее сохранившиеся для отбора (в образцах) на макроизучение в шлифах, проводить палеонтологическую диагностику на этапе макрофотоизучения.

В результате изучения керна по данной методике были проведены более детальное изучение и описание органогенных известняков, в которых определены фаунистические остатки, относящиеся к следующим типам: саркодовые (класс фораминиферы); стрекающие (классы – гидроидные, сцифоидные, коралловые полипы); иглокожие (классы – морские лилии, пузыри, огурцы); мшанки (класс голоротые); полухордовые (класс граптолиты). Наиболее представительные фаунистические остатки отнесены к родам и отрядам.

Методика макроизучения трещиноватых пород (по материалам изучения керна пород доюрского комплекса)

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

Месторождения нефти и газа в породах фундамента открыты во многих нефтегазоносных провинциях мира. Значительную часть мировых запасов составляют залежи углеводородов в коллекторах кавернозно-трещинного типа, многие из которых представлены измененными магматическими породами. Целенаправленное бурение для оценки нефтеносности фундамента и поиска залежей нефти и газа ведется и на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

Большая часть керна, вынесенного при бурении доюрского комплекса, на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири представлена измененными магматическими породами, расчлененными трещинами. Такие породы часто поступают на исследования с малым выносом, в раздробленном виде или с нарушениями последовательности залегания. В связи с этим для макроизучения пород, извлеченных из зон повышенной трещиноватости, коллективом лаборатории литологии была выработана новая технология изучения, которая включает следующие этапы:

1. Подготовка керна к исследованиям.
2. Фотографирование керна в дневном (ДО) и ультрафиолетовом (УФО) освещении.
3. Нанесение линии распиловки.
4. Профильная гаммаспектрометрия.
5. Привязка керна к данным геофизических исследований скважин (ГИС).

6. Распиловка керна.

7. Фотографирование распиленного керна в ДО и УФО.

8. Литологическое изучение керна.

9. Изучение спила породы на сканизображениях и под бинокулярным микроскопом с применением всех возможных функций программ, позволяющих работать с фотоизображениями.

10. Литологическое описание керна.

11. Отбор образцов на литогеохимические исследования.

Представленная методика позволяет:

1. Детально и полноразмерно (в полном объеме колонки керна) изучать породы доюрского комплекса, особенно в зонах повышенной трещиноватости, из которых породы при бурении выносятся на поверхность в раздробленном виде или с нарушениями последовательности залегания.

2. Визуализировать детальность описания керна.

3. Проводить «полноразмерное» гамма-спектрометрическое изучение частично или полностью раздробленных пород для корректной привязки к ГИС.

4. Проводить структурную оценку пород, особенно со сложным текстурным рисунком или в зонах трещиноватости, реконструкцию крупных структурных элементов – обломков, складок.

5. Выделять участки с повышенной и максимальной плотностью трещин, зоны интенсивной микротрещиноватости, проводить оценку трещин – ориентацию, густоту, толщину, длину, плотность.

6. Корректно проводить отбор образцов на литогеохимические исследования.

7. Выделять и геологически оценивать зоны трещиноватых пород в геолого-геофизическом разрезе пород доюрского комплекса.

Изучение пород в соответствии с методикой позволяет на этапе макроскопического изучения дать более детальную и более корректную литологическую характеристику породы.

Оперативное решение проблем обводнения скважин на поздней стадии разработки месторождений. Технология POWELTEC

Р.Н. Фахретдинов, А. Зайтун (POWELTEC, ЗАО «ЭПАК-Сервис», ООО «МПК ХСИ»)

В докладе представлены результаты лабораторных и промысловых исследований по повышению продуктивности добывающих скважин путем обработки их микрогелями, полученными предварительно в промышленных условиях на основе полиакриламида и органических соединений по технологии POWELTEC. Состав микрогелей для каждой скважины подбирается индивидуально и зависит от проницаемости пласта, минерализации пластовой воды, температуры и других свойств. Установлено, что благодаря образованию внешних связей микрогеля между собой и коллектором микрогели более эффективны для ограничения водопритока и снижения фазовой проницаемости для воды.

Выявлено, что микрогель, оседая в порах пласта, действует подобно глинистому стабилизатору, уменьшает их способность разбухать и улучшает фильтрационные свойства слабоцементированных песчаников. Обработка микрогелями высокообводненных добывающих скважин ведет к ограничению притока воды за счет снижения относительной фазовой проницаемости для воды и соответственно сохранению добычных возможностей скважины. По данным потоковых исследований микрогели позволяют снизить фазовую проницаемость для воды более чем в 100 раз, тогда как фазовая проницаемость для нефти уменьшается всего в 2,7 раза. Фазовая проницаемость для нефти остается практически неизменной при подборе состава микрогелей, снижающих фазовую проницаемость для воды до 10 раз. Это достигается за счет управления толщиной адсорбционного слоя микрогеля путем выбора его размера и увеличения концентрации закачиваемого раствора. Важной особенностью микрогелей является их высокая механическая, химическая и термическая стабильность.

При выборе скважин-кандидатов для обработки микрогелями нужно учитывать следующее.

- Сильная вертикальная неоднородность по проницаемости и насыщенности является положительным фактором. Одновременное наличие высоконейфтенасыщенных и высоководонасыщенных интервалов более предпочтительно, чем наличие всех горизонтов с одинаковой водонасыщенностью. Сильное различие по проницаемости повышает эффективность обработки.

- Наличие межпластовых перетоков является отрицательным фактором при выборе скважин-кандидатов, так как вода может быстро обтекать гель в пласте, приводя к росту обводненности добываемой продукции.

- Обработка микрогелями снижает коэффициент продуктивности скважины, соответственно для поддержания ее дебита требуется более высокая депрессия по откачке продукции из скважины.

Результаты испытаний технологии POWELTEC, проведенные на месторождениях Канады, США и Российской Федерации, показали высокую удельную эффективность обработок – 4500 т/скв. Так, для песчаных коллекторов Самотлорского месторождения получено 4500-5600 т дополнительной нефти на одну скважино-обработку.

Опыт эксплуатации погружной телеметрии высокого разрешения на месторождениях РФ

*С.Ф. Феофилактов, Р.И. Шахиев
(ДООО «ИРЗ ТЭК»)*

Целью работы является подведение итогов трехлетнего проекта разработки и внедрения системы погружной телеметрии высокого разрешения (давление 0,01 атм) с целью не только контроля работы электропогружной установки, но и применения результатов замера давления на приеме насоса в рамках контроля разработки гидродинамическими методами.

В России интерес к применению систем погружной телеметрии в скважинах, оборудованных ЭЦН, ежегодно возрастает, о чем свидетельствует анализ закупок ТМС нефтяными компаниями. Сегодня, как правило, погружная телеметрия эффективно используется для:

- 1) контроля работы насоса;
- 2) диагностики неполадок ЭЦН и проведения предупредительных профилактических мероприятий, например, при засорении и запарафинивании;
- 3) оптимизации режима работы ЭЦН (работа на максимальной депрессии, оптимальный режим АПВ).

Однако большинство эксплуатирующихся систем погружной телеметрии имеют недостаточную разрешающую способность по давлению (как правило, 1 атм), невысокую стабильность показаний давления при изменении температуры и во времени.

Результаты проведенных гидродинамических исследований показали, что данные обычных систем погружной телеметрии непригодны для определения фильтрационно-емкостных свойств пласта из-за значительной зашумленности измеренных данных, что в большинстве случаев обусловлено ограничениями разрешающей способности погружных блоков. Особенно это характерно для скважин с низкой проницаемостью коллектора, техногенными трещинами значительной длины, где наблюдается продолжительный интервал линейного течения и для полноценного исследования необходимо 20-30 сут.

В связи с этим в 2008 г. наше предприятие, имея опыт серийного производства обычной погружной телеметрии, начало разработку системы погружной телеметрии высокого разрешения по давлению (0,01 атм) и повышенной точности.

В работе освещены опыт разработки погружной телеметрии высокого разрешения, актуальность применения ее для контроля разработки, приведены результаты эксплуатации на месторождениях РФ, рассмотрены проблемы, с которыми пришлось столкнуться при внедрении.

Разработка маломощных карбонатных нефтяных оторочек системой многозабойных скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»

***В.Р. Хайрутдинова, С.Р. Нуров
(ОАО «Удмуртнефть»)***

Нефтеносность многих месторождений ОАО «Удмуртнефть» связана с маломощными пластами, нефтяными оторочками, имеющими небольшую высоту по разрезу и простирающие в плане. Бурение наклонно направленных скважин в таких условиях нерентабельно из-за низких дебитов и высоких технологических рисков прорыва воды и газа.

Целью настоящей работы является поиск и предложение к внедрению новых технологий для эффективного вовлечения запасов в разработку. Для решения данной проблемы авторами рассмотрено бурение наклонно направленных скважин, горизонтальных стволов и горизонтальных скважин с многозабойным окончанием (МЗС). Проведенный технико-экономический анализ показал, что оптимальной технологией является бурение МЗС. Это также доказывают полученные фактические данные: в 2010 г. на верейский объект Красногорского месторождения были пробурены три МЗС, средний дебит которых составил 30 т/сут. На текущий момент уже пробурены 10 МЗС.

Из-за геологических особенностей строения месторождений с нефтяными оторочками и в связи с тем, что транзитный фонд попадает в границы газовой шапки, для выработки запасов необходимо формирование собственной сетки скважин. В данной работе авторами рассмотрены различные виды сеток на примере опытного участка восточной части Киенгопской площади.

Для выбора оптимальной системы разработки предложены шесть сеток скважин, все сетки были обработаны на секторной гидродинамической модели при помощи программного комплекса ECLIPSE-100. В результате по полученным из гидродинамического моделирования данным, а также из экономической оценки применения предложенных вариантов сформирована оптимальная по технологическим и экономическим критериям система разработки. Данная система сформирована одним рядом горизонтальных нагнетательных скважин, одним рядом МЗС и рядом наклонно направленных нагнетательных скважин. Нагнетательные скважины в начальный период эксплуатации запускаются в отработку на нефть. В процессе разработки ряд нагнетательных скважин позволяет блокировать прорыв газа к добывающим скважинам и тем самым обеспечить наибольший коэффициент извлечения нефти.

Предлагается бурение МЗС по следующей технологии: вскрытие продуктивных пластов двумя горизонтальными стволами длиной 150 м в пласте В-II и длиной 50 м в пласте В-IIIа. Один ГС бурится на верхний продуктивный пласт В-II, в его середине срезается и бурят второй ствол на нижний пласт В-IIIа.

Предложенная система разработки позволит уменьшить общее число скважин на 30 % при росте КИН (на рассматриваемом месторождении). Прирост КИН относительно утвержденной семиточечной системы разработки составит 2,6 %.

При получении положительного опыта разработки экспериментального участка данная система предлагается к внедрению на всей неразбуренной части верейской оторочки Киенгопского месторождения, что позволит извлечь дополнительно 820 тыс. т нефти. Технология имеет потенциал внедрения и на других месторождениях с нефтяной оторочкой.

Технология рассмотрена на примере карбонатных коллекторов, однако, учитывая, что подавляющая часть месторождений нефти и газа ОАО «НК «Роснефть» приурочена к терригенным коллекторам, она предлагается к внедрению на терригенный тип разреза и может дать более высокие результаты за счет улучшенных ФЭС терригенных пластов-коллекторов.

Об особенностях разработки Нижнечутинского месторождения высоковязкой нефти республики Коми

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

Объектом исследования является Нижнечутинское нефтяное месторождение. На основании данных разведочного и эксплуатационного бурения установлено, что оно включает три промышленно нефтеносных пласта верхнего девона: пласт I, пласт А и пласт II+Б. Месторождение находится в консервации. По особенностям геологического строения оно относится к категории сложных, по величине извлекаемых запасов углеводородов – к категории крупных (запасы категории C_1+C_2 – 101,6 млн.т). Подсчет запасов по месторождению был проведен и утвержден в 2008 г.

Залежь нефти пласта D_3-I – пластово-сводовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная, ее размеры $24,5 \times 14,5$ км, высота 142 м, средняя глубина залегания 68,9 м. Нефть легкая ($0,864$ т/м³), высоковязкая (50 мПа·с в пластовых условиях), сернистая, малопарафинистая, смолистая.

Залежь нефти пласта D_3-A – пластовая, тектонически экранированная, ее размеры $17,0 \times 11,8$ км, высота 119 м, средняя глубина залегания 138,3 м. Нефть средней плотности ($0,882$ т/м³), высоковязкая (107 мПа·с в пластовых условиях), сернистая, беспарафинистая.

Залежи нефти пласта D_3-II+B – пластовые, тектонически экранированные, литологически ограниченные, размеры изменяются от 2 до 1 км по длине, от 12,8 до 5 км по ширине, высота – от 74 до 104 м, средняя глубина залегания 173,8 м. Нефть тяжелая ($0,936$ т/м³), высоковязкая (1256 мПа·с в пластовых условиях), сернистая, парафинистая, высокосмолистая.

Целью данной работы является проектирование разработки объектов Нижнечутинского нефтяного месторождения. Для проектирования пористость, проницаемость и нефтенасыщенность приняты по данным исследования керна.

Проведен анализ геологического строения залежей, физико-гидродинамической характеристики продуктивных пластов и физико-химических свойств насыщающих их флюидов, результатов пробной эксплуатации скважин, гидродинамических исследований и состояния пластового давления.

По результатам анализа построены геолого-гидродинамические модели, в том числе проведено секторное моделирование опытных участков объектов разработки. На основе построенных трехмерных фильтрационных моделей предложен комплекс мероприятий по разработке залежей, выполнены расчеты технологических показателей разработки объектов и проведена экономическая оценка вариантов разработки.

Предложена следующая система разработки объектов D_3-I , D_3-A , D_3-II+B : площадное заводнение горячей водой; по пласту D_3-II+B – паром до 2030 г. и с 2031 г. – горячей водой; расстановка скважин – площадная квадратная с сеткой 300×300 м – по пласту D_3-I , 200×200 м – по пластам D_3-A , D_3-II+B .

Проектный фонд за весь срок разработки составит 4810 скважин.

Таким образом, можно утверждать, что запроектированные мероприятия разработки эксплуатационных объектов Нижнечутинского месторождения развивают ранее принятые системы разработки, по рекомендуемому варианту достигаются утвержденные значения КИН по объектам.

Анализ сейсмической неопределенности с применением геостохастического моделирования на примере пласта Ю₁² Кынского месторождения

*И.Г. Хамета, С.М. Бижбулатов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Основным этапом подсчета запасов является построение структурных карт. Для этого используют сейсмические данные, но при этом ошибка структурного построения может достигать значительных величин. Как правило, для получения структурных карт карты скоростей строятся с применением методов интерполяции (кригинг, кокригинг, метод обратных расстояний, кубические сплайны и пр.), и в зонах, охваченных редкой сеткой скважин, неизбежно возникает погрешность значений.

С целью решения этой проблемы был проведен анализ влияния неопределенности сейсмических данных на геологическую модель и результаты подсчета запасов. Традиционный подход предполагает следующий порядок действий. По результатам уточненной корреляции отражающих горизонтов Ю₁², Ю₁¹ были построены карты изохрон, путем перемножения которых на карту скоростей были получены структурные поверхности. Скорость, определенная с помощью интерполяции, не соответствует скважинным данным. В связи с этим было предложено строить карты скоростей методом стохастического моделирования. Такие карты более корректно воспроизводят скважинные данные.

Стохастическим методом была построена серия реализаций карт скоростей, путем перемножения которых на постоянную карту изохрон получили множество вариантов структурных поверхностей. Далее по каждой полученной структурной карте была выполнена оценка порового объема коллектора над водонефтяным контактом.

Итогом работы явилась гистограмма распределения порового объема коллектора, которая позволила оценить достоверность структурных построений. Гистограмма показывает, что с помощью предложенного метода получается наиболее реалистичный вариант запасов, тогда как построение карт методом интерполяции ведет к занижению порового объема, а, следовательно, и запасов.

Таким образом, применение стохастических методов моделирования в ходе структурных построений позволяет оценить достоверность подсчитываемых запасов.

Для месторождений, характеризующихся невысокой степенью изученности, важным является, во-первых, привлечение всего исследовательского материала, накопленного по месторождению, и, во-вторых, оценка неопределенности данных и степени ее влияния на конечный результат.

Оценка энергоэффективности разработки газовых залежей месторождения Русский Хутор Северный

М.В. Хачатурян
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

На основе результатов комплексных исследований газоконденсатных скважин (на примере Ленинградского месторождения Краснодарского края) был проведен расчет эксергии восходящего потока газа в газовых скважинах, сделана попытка оценить энергоэффективность разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

На начальном этапе оценка энергоэффективности разработки газовых или газоконденсатных месторождений заключается в определении отношения используемой (тепловой) энергии газа к неиспользуемой энергии восходящего потока газа для совершения полезной работы.

Результаты эксергетического анализа работы скважин на Ленинградском газоконденсатном месторождении были пересчитаны для условий месторождения Русский Хутор Северный. Выводы, характерные для Ленинградского месторождения, в точности повторились для месторождения Русский Хутор Северный, а именно:

1) существует энергетический режим работы скважин, при котором расходование природных ресурсов (пластовых запасов газа и природного энергетического потенциала месторождения) и полученный дополнительный эффект (экономический и энергетический) будут оптимальными;

2) газовые и газоконденсатные месторождения можно рассматривать как комплексные источники энергии.

Эксергетический анализ работы скважин газового месторождения показал, что газовое месторождение помимо ценного сырья может быть объектом выработки электроэнергии, в количествах, сопоставимых с энергией, вырабатываемой средними и крупными ГЭС. Результаты проведенного эксергетического анализа работы добывающей газовой скважины помогут по-новому оценить энергоэффективность разработки газовых и газоконденсатных месторождений. В зависимости от режима работы скважин на месторождении Русский Хутор Северный на устье можно совершить полезную работу в эквивалентах электроэнергии от 40000 до 200000 кВт·ч. Теплота сгорания газа, добываемого за этот же промежуток времени, в эквивалентах электроэнергии достигает 2600000 кВт·ч. Для обоснования такого подхода к оценке энергоэффективности разработки газовых и газоконденсатных месторождений были проведены экономические расчеты. Оказалось, что прибыль от использования энергии восходящего потока газа за 1 год работы одной газовой скважины (при минимальном тарифе на электроэнергию – 2,5 руб/кВт·ч по ценам 2011 г.) может составить дополнительно 30 млн. руб.

В итоге энергоэффективность разработки газовых и газоконденсатных залежей месторождения Русский Хутор Северный можно увеличить на 1,5-8 %, при этом можно получить дополнительный экономический эффект, провести более эффективную разработку запасов газа.

О разработке нефтенасыщенных слоисто-неоднородных глинистых коллекторов пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения

*Н.И. Хисамутдинов (НПО «Нефтегазтехнология»),
Е.В. Задорожный («ТНК-Нижневартовск»)*

Одним из основных объектов разработки Самотлорского месторождения являются пласты пачки АВ. Верхний пласт АВ₁¹⁻² данного объекта относится к наименее выработанным. Несмотря на значительные геологические запасы нефти, текущие и накопленные объемы добытой нефти низкие из-за наличия глинистых минералов в продуктивных коллекторах, которые ухудшают фильтрационно-емкостные свойства коллектора и усиливают негативные последствия техногенного воздействия на пласт.

Для изучения влияния коэффициента глинистости коллектора на выработку запасов нефти использовался следующий методический подход. По данным ГИС строилась карта распространения среднего по разрезу коэффициента глинистости коллектора. На основе геолого-гидродинамической модели участка пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения в районе блока G07-11 (разработчик модели НПО «Нефтегазтехнология», г. Уфа) строились карты плотности начальных и текущих подвижных запасов нефти. С использованием сеточных данных карт рассчитывался показатель выработки подвижных запасов нефти.

Совмещение карт коэффициента глинистости и показателя выработки запасов нефти пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения в районе блока G07-11 выявило новую закономерность: наибольшей выработкой характеризуются разрабатываемые участки залежей с предельным коэффициентом глинистости менее 15 %, а с повышением содержания глин КИН стремится к нулю.

Периодическое изменение пластового давления на залежи привело к изменению внутрислоевого давления и, как результат, к изменению эффективного давления на породу, что вызвало возникновение необратимых упругих (пластичных) и неупругих деформаций коллектора, характерных для коллекторов с высоким содержанием глин.

Техногенный эффект усиливался во времени за счет внутрискважинных и межпластовых перетоков. При поступлении воды иной минерализации в коллектор пласта АВ₁¹⁻² как в нагнетательных, так и в добывающих (совместных) скважинах в результате изменения фильтрационно-емкостных свойств запасы нефти пласта АВ₁¹⁻² исключаются из процессов фильтрации как со стороны области отборов, так и со стороны области закачки воды. Даны рекомендации по оптимизации выработки запасов пласта АВ₁¹⁻².

Особенности применения и пути повышения эффективности ультразвука в технологиях стимуляции добывающих скважин

С.К. Четик
(ООО «ИНТЕРЮНИС»)

Обобщение опыта реализации технологий стимуляции добывающих скважин и результаты анализа их технологической эффективности позволили провести ранжирование используемых гидродинамических, физических и химических эффектов в порядке убывания их влияния на эффективность работ по стимуляции добывающих скважин в песчаных и карбонатных коллекторах.

Для песчаных коллекторов характерно наиболее сильное влияние гидродинамических эффектов: сверхвысокого избыточного давления столба рабочей жидкости на продуктивный пласт, мгновенной депрессии в рабочей жидкости против продуктивного пласта и импульсного потока рабочей жидкости в интервале перфорации скважины. Более слабое влияние оказывает химическое (кислотные растворы и органические растворители) и физическое (ультразвук) воздействие. Для карбонатных коллекторов наиболее эффективно химическое воздействие (солянокислотные композиции), а гидродинамические эффекты (в порядке убывания: мгновенная депрессия в рабочей жидкости против продуктивного пласта, импульсный поток рабочей жидкости в интервале перфорации скважины и сверхвысокое избыточное давление столба рабочей жидкости на продуктивный пласт) занимают промежуточное положение между химическим воздействием и ультразвуком.

Сведение в единый технологический процесс дополнительной перфорации эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта и совмещение в различных комбинациях гидродинамических, химических и физических воздействий сверхаддитивно влияет на технологическую эффективность работ по стимуляции добывающих скважин.

В большинстве случаев только ультразвуком можно воздействовать на всю массу загрязняющего материала в заколонном пространстве скважины, который препятствует эффективному гидродинамическому сообщению продуктивного пласта с полостью эксплуатационной колонны. Ультразвук в скважинных условиях обеспечивает микрокавитацию и акустические течения в рабочей жидкости или пластовых флюидах, которые могут преобразовать загрязняющий материал до состояния, облегчающего его вынос из заколонного пространства скважины при ее освоении и дальнейшей эксплуатации.

Очевидно, что повышение эффективности применения ультразвука в технологиях стимуляции добывающих скважин можно достигнуть путем реализации совокупности и заданной последовательности технологических операций, включающих ультразвуковое воздействие на прискважинную область продуктивного пласта и последующее создание в среде рабочей жидкости мгновенной депрессии с непосредственным переходом на организацию пульсирующего потока рабочей жидкости в интервале перфорации эксплуатационной колонны.

Мгновенная смена режима движения рабочей жидкости в интервале перфорации обеспечивает более эффективное гидродинамическое воздействие на преобразованный в результате ультразвукового воздействия загрязняющий материал за счет крайне быстрого перехода от стадии страгивания загрязняющего материала и частичного выноса его из заколонного пространства скважины в полость эксплуатационной колонны к стадии восприятия остатками загрязняющего материала ударных нагрузок от пульсаций потока рабочей жидкости в скважине.

Совершенствование технологии разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти с поверхности

*Г.Ф. Чикишев, И.В. Герасимов, Ю.П. Коноплев, Е.В. Кольцов
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть»)*

Разработка Ярегского месторождения с поверхности вертикальными скважинами без воздействия на пласт началась в 1935 г. За 10 лет разработки двух участков коэффициент извлечения нефти (КИН) составил всего 1,7 %. В 1973-1995 гг. проводились работы по термической добыче нефти с помощью вертикальных скважин на опытно-промышленном участке ОПУ-1 Лыяельской площади. КИН составил 32 % при высоком паронефтяном отношении 7,7 т/т. Дебит скважин в среднем составил 1,2 т/сут. Полученные результаты показали неэффективность разработки.

В 2000-2005 гг. проводились работы по термическому воздействию на пласт на шахтных площадях на участке ОПУ-99. За указанный период КИН составил 14 %. При ранней разработке этого участка шахтным способом на естественном режиме КИН был равен 4,8 %, паронефтяное отношение – 6,2 т/т, средний дебит скважин – 1,8 т/сут. В настоящее время опытные работы на участке остановлены из-за экономической неэффективности разработки.

С 2005 г. проводятся опытные работы по испытанию технологии термогравитационного дренирования пласта с помощью горизонтальных скважин (SAGD) на участке месторождения ОПУ-3, расположенном также на площади, ранее отработанной шахтным способом. КИН пласта за 6 лет разработки составил 13,1 %, текущий средний дебит скважин – 0,7 т/сут при паронефтяном отношении 11,6 т/т. Полученные результаты являются неудовлетворительными.

Из-за слоистой текстуры продуктивного пласта Ярегского месторождения, содержащего прослой непроницаемого песчаника, аргиллита и алевролита толщиной от 0,3 до 5 м, которые располагаются по всей толщине, а также из-за большого числа трещин и старых скважин происходит миграция пара за пределы разрабатываемого участка, снижается эффективность технологии SAGD, основанной на принципе гравитационной сегрегации.

Целью работы является повышение эффективности разработки Ярегского месторождения с поверхности. В настоящее время на Лыяельской площади месторождения, не затронутой шахтной разработкой, ведется обустройство участка ОПУ-5 по технологии SAGD. В проекте заложены новые решения, реализация которых позволит повысить эффективность технологии для условий Ярегского месторождения.

Коллективом специалистов ПечорНИПИнефти и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» также предложен усовершенствованный способ разработки месторождений высоковязких нефтей, защищенный патентом РФ на изобретение № 2343276, который обеспечивает повышение эффективности нефтеизвлечения путем увеличения охвата пласта тепловым воздействием за счет создания поэтапных ступенчатых непроницаемых зон у забоя нагнетательных скважин для последовательной отработки всей толщины пласта.

Предложенный способ позволяет:

- 1) сократить объемы эксплуатационного бурения по сравнению с классическим SAGD;
- 2) увеличить коэффициент охвата пласта тепловым воздействием;
- 3) гибко регулировать процесс паротеплового воздействия.

Результаты применения кислотного ГРП в карбонатных коллекторах Иркутской области

*В.А. Чумаченко, Р.Р. Шаймарданов
(ООО «Восток-Энерджи»)*

В работе приведены основные результаты применения кислотного ГРП (КГРП) на примере поисково-оценочной скв. 1 Западно-Чонская, пробуренной на территории Иркутской области и эксплуатирующей верхнеусть-кутский (карбонатный) горизонт. Рассмотрены дизайн ГРП, результаты освоения скважины после ГРП, приведены основные выводы.

Результаты испытания карбонатных горизонтов в Восточной Сибири показывают, что без дополнительных методов стимуляции (солянокислотные обработки и др.) пласты практически никогда не дают притоков. Для интенсификации притоков нефти из явно нефтенасыщенных пластов (по визуальному осмотру керна и положительному заключению ГИС) с низкими фильтрационно-емкостными свойствами ($K_{\text{пор}} < 10\%$, $\kappa_{\text{пр}} < 10 \cdot 10^{-3}$ мкм²) необходимо привлекать новые технологии освоения скважин. Одним из наиболее распространенных и эффективных методов интенсификации притоков из низкопроницаемых карбонатных коллекторов является КГРП.

Объектом проведения КГРП был выбран пласт Б₃₋₄ залегающий в интервале 1672–1680 м. Литологически представлен доломитом, частично засолен. Тип коллектора – преимущественно порово-кавернозный. Принятая пористость (по данным ГИС) варьирует в пределах 7,7–16,2%; проницаемость – $(0,5-96,7) \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения солянокислотной ОПЗ дебит составил 2 м³/сут, обводненность – примерно 95%.

Дизайном КГРП была предусмотрена закачка 15% HCl с пакетом присадок в объеме 47 м³ и линейного геля в объеме 48 м³ с загрузкой 2,4 кг/м³ в качестве отклонителя и жидкости продавки. Общий объем жидкости, запланированной к закачке, – 95 м³. Ожидаемый дебит после КГРП – 29 м³/сут (при депрессии 5,2 МПа), длина вытравленной трещины – 40 м. При проведении работ давление разрыва составило 33 МПа, среднее давление закачки – 30 МПа.

С целью освоения скважины и отбора продуктов реакции после проведенного КГРП в скважину была спущена УЭЦН. В течение 10 сут из пласта было отобрано 42,2 м³ жидкости, скважина эксплуатировалась в периодическом режиме. При снижении дебита до 2 м³/сут УЭЦН была извлечена. Далее провели снижение уровня жидкости в стволе свабированием, регистрацию КВД и запись профиля притока. Основные результаты: дебит жидкости равен 1,7 м³/сут при забойном давлении 5 МПа; тип флюида – вода с пленкой нефти; продуктивность составила 0,2 м³/(сут · МПа); проницаемость – $0,28 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На основе выполненных работ можно предположить, что наиболее вероятными причинами недостижения расчетного дебита явились:

- 1) завышенные ФЕС коллектора, принятые к расчету;
- 2) получение кардинально другой геометрии вытравленной трещины и/или ее быстрое засорение продуктами реакции кислоты с породой.

Учитывая минимальный опыт проведения КГРП на доломитовых коллекторах в данном регионе, необходимо продолжить дальнейшие исследования.

Комплексный подход к проектированию гидроразрыва глинистых пластов нефтяных месторождений (на примере пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»)

*Т.Ю. Юсифов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
Р.М. Зизаев (ЗАО Ванкорнефть),
А.В. Колода, А.А. Аскеров (ООО «РН-Пурнефтегаз»))*

В работе представлены результаты комплексного подхода к планированию операций гидроразрыва пласта (ГРП) на заглинизированных объектах разработки – северной и краевой частях пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения.

Большинство сервисных компаний при выполнении ГРП использует типовые технологии без детального учета индивидуальных особенностей объекта. Такая практика зачастую приводит к различным осложнениям, особенно в заглинизированных и водонефтяных зонах. ГРП представляет собой механический метод воздействия на пласт, в результате его применения пласт разрывается по плоскостям минимальной прочности под действием избыточного давления, создаваемого жидкостью разрыва, которую пласт не успевает поглощать. При этом большое количество технологической жидкости, прорываясь в глубь пласта, приводит к его засорению и набуханию содержащихся в нем глин.

При выборе жидкости разрыва важна ее совместимость с пластовой жидкостью, особенно в заглинизированных пластах. Кроме того, при планировании работ по проведению ГРП на конкретном участке месторождения рекомендуется для создания геля, применяемого при реализации операции ГРП, использовать нефть данного объекта. Следует учитывать и то, что технологическая жидкость должна быть эффективной не только при проведении ГРП, но и после него, т.е. не должна засорять границу пласт – трещина и не приводить к набуханию глин в заглинизированных пластах. В связи с этим важно учитывать степень глинистости коллектора и проводить операции ГРП по технологиям, соответствующим специфике пластов.

Выполненные исследования и анализы показали, что в северной части и краевых зонах пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения, где пласт имеет высокую глинистость и малую нефтенасыщенную толщину, ГРП в основном неэффективны. При большом различии напряжений в коллекторе и непроницаемых барьерах трещина распространяется на большую длину и меньшую высоту, чем в пласте с незначительной разницей этих напряжений. Из-за высокой глинистости залежи в северной части и краевых зонах механические свойства коллектора (модуль Юнга, коэффициент Пуассона), определяющие горизонтальное напряжение в пласте, близки к механическим свойствам глин. Незначительная разность напряжений между коллектором и глинистыми перемычками при реализации гидроразрыва приводит к увеличению высоты трещины. Для повышения эффективности операций ГРП в заглинизированных зонах пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения предложено применение технологии контроля высоты трещины ГРП и жидкостей ГРП на нефтяной основе.

Природные битумы – дополнительный источник энергетического сырья

А.Ф. Яртимев

(ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»)

В мировом энергетическом прогнозе предусматривается значительный рост добычи тяжелой нефти и битумов, в частности в Канаде. По максимальным оценкам, запасы тяжелой нефти и битумов в мире составляют 6 трлн. баррелей, из которых 2 трлн. баррелей относится к категории извлекаемых.

Подавляющая доля тяжелых нефтей и природных битумов в России сосредоточена в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Проблема их освоения актуальна как для Татарстана, так и для других регионов страны, особенно для старых нефтедобывающих регионов с высоким промышленным потенциалом, развитой инфраструктурой и высококвалифицированными кадрами. Для Татарстана стоит задача сохранения и развития экономического потенциала, в том числе за счет добычи природных битумов и максимально возможного извлечения сопутствующих ценных компонентов.

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты, для отечественной нефтяной промышленности представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежей тяжелых нефтей и битумов. Более 2/3 извлекаемых запасов «нетрадиционных» углеводородов в России приходится на битумы, а не на тяжелую и высоковязкую нефть. Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжелой нефти. Для разработки таких месторождений с достижением приемлемых значений коэффициентов извлечения необходимы новейшие тепловые методы, превосходящие по эффективности уже традиционные технологии паротеплового воздействия.

Экономическая оценка проектных решений разработки опытного участка Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти показывает, что в условиях действующей налоговой системы, даже с учетом ФЗ РФ № 151, проект является экономически неэффективным: дисконтированный поток наличности имеет отрицательное значение, индекс доходности затрат меньше единицы, вложенные инвестиции не окупаются. Только при условии снижения ставки налога на имущество и нулевой ставки экспортной пошлины реализация проекта становится экономически эффективной.

В условиях России для разработки месторождений сверхвязкой нефти и природных битумов необходимо принятие Закона «О природных битумах» с обязательным государственным финансированием фундаментальной науки и начала производственных работ, а также с комплексом мер государственной поддержки, включая полные налоговые каникулы до окупаемости проекта.

