

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

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

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Москва

2010

СОДЕРЖАНИЕ

Абдрахимов Р.И., Бураков И.М., Галиев Р.Р., Сулейманов Д.Д. Сейсмофациальный анализ клиноформных отложений на примере пласта AC_{10}^{1-3} Приобского месторождения.....	6
Акелян Н.С., Бекетов С.Б. Статистические модели изменения производительности добывающих скважин в результате воздействия на пласт с целью интенсификации притока нефти.....	7
Антипин М.А., Ожгихина М.П. ПТОС-технология: физика процесса, опыт применения, принципы моделирования.....	8
Архипов В.С., Головина Е.С., Федоренко Н.В., Петров И.Ю. Ввод в разработку забалансовых залежей ОАО «Самаранефтегаз».....	9
Асмандияров Р.Н., Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щербакова З.Г. Применение алгоритмов автоматизированного анализа промысловых замеров.....	10
Атгараев В.Ф. Повышение эффективности разобщения пластов при креплении нефтяных и газовых скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» в условиях АВГД.....	11
Афанасенко В.М., Иманов А.М., Мирошниченко Н.И., Данильченко О.Н. Сравнительный анализ результатов закачки газа высокого давления на месторождениях Озек-Суат и Гойт-Корт. Геофлюидодинамический аспект.....	12
Ахметвалиев Э.Г. Построение постоянно действующей геологической модели месторождения с применением технологии Workflow (на примере пласта $Ю_1$ Верхне-Часельского месторождения).....	13
Базаревская В.Г., Тарасова Т.И. Современное состояние и проблемы геологического моделирования залежей Татарстана.....	14
Байков В.А., Безруков А.В., Бикбулатов С.М., Савичев В.И., Усманов Т.С., Рошкетаяев А.П. Перколяционный характер связности геологических тел в задачах геолого-гидродинамического моделирования.....	15
Байков В.А., Бочков А.С., Яковлев А.А. Комплексирование данных геологии, петрофизики и разработки при моделировании сложнопостроенных коллекторов.....	16
Бочкарева С.В. Лабораторный метод определения проницаемости коллекторов с моноклинными фильтрационными свойствами.....	17
Буков О.В., Фурсов Г.А., Монжерин М.А. Обзор геологических особенностей строения коллекторов пласта $ЮC_0$ на основе новых данных бурения и эксплуатации (анализ разработки) скважин Салымского месторождения. Комплексирование геофизических методов для поиска и прогнозирования развития перспективных зон трещинно(кавернозно)-поровых коллекторов баженовской и абалакской свит в Западной Сибири.....	18
Верещагин П.С. Применение технологии вторичного вскрытия пласта для повышения нефтеотдачи пластов и продуктивности скважин.....	19
Вершовский В.Г., Иванов А.Н., Щекин А.И., Васильев В.А. Сравнительная оценка эффективности применения избирательных и площадных систем заводнения при разработке шельфовых месторождений.....	20
Воропаев Д.Н. Повышение нефтеотдачи пластов с помощью применения новейших технологий.....	21
Гарипов О.М., Мустафин Э.Л. Одновременно-раздельная закачка с системами дистанционного контроля и мониторинга разработки многопластовых месторождений.....	22
Гарушев Э.А., Джалалов К.Э., Насонов Е.А., Рогозин А.А. Экспериментальные исследования процесса разработки залежей нефти в условиях АВГД.....	23

Гарушев Э.А., Коробкин А.В., Рогозин А.А. Лабораторное определение тепловых свойств горных пород в условиях, близких к пластовым.....	24
Гильмиев Д.Р., Федоров М.В. Влияние условий нестационарной фильтрации на длину рабочей части горизонтальной скважины.....	25
Евдокимов А.М., Насыбуллин А.В. Повышение эффективности разработки залежей нефти 302-303 Ромашкинского месторождения	26
Ефимов Д.В., Литвиненко К.В., Савичев В.И., Макатров А.К., Сергеев Е.И. Особенности исследования свойств пласта и пластового флюида контактных залежей вязкой нефти	27
Жуковская Е.А., Логушняк Ю.М. Новые возможности программно-аналитического модуля рентгеновской томографии для исследования карбонатных коллекторов	28
Ибатуллин Р.Р., Бакиров И.М., Мусин Р.А. Комплексное использование технологии ОРЭ при проектировании разработки нефтяных месторождений	29
Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Рамазанов Р.Г., Идиятуллина З.С. Этапы становления и дальнейшие перспективы развития горизонтальных технологий в Республике Татарстан	30
Иванов А.Н., Кутовой А.С., Щекин А.И., Нгуен Куок Зунг. Анализ эффективности технологий интенсификации нефтедобычи в СП «Вьетсветро».....	31
Ипатов А.И., Нурiev М.Ф. Стационарный мониторинг разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти	32
Ишков О., Маккай Э., Сорби К. Анализ химических процессов в коллекторах на основе доли воды закачки (ППД) в подтоварной воде	33
Камбулов Е.Ю., Ивахненко А.Е., Проскурин В.А., Горев К.В. Опыт применения безглинистых буровых растворов при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин на юрские отложения месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	34
Каневская Р.Д., Жучков С.Ю. Особенности моделирования гидроразрыва пласта в многоскважинной системе на примере Верхне-Шапшинского месторождения	35
Кириянова Е.В., Долгова Е.В. Применение полимеров для изоляции водопритока в монолитных пластах на примере Мухановского нефтяного месторождения	36
Ковалев А.Ф., Лиховол Г.Д., Шакиров Р.А. Моделирование кривых притока – путь повышения качества и информативности их интерпретации	37
Коноплев Ю.П., Герасимов И.В., Чикишев Г.Ф., Кольцов Е.В. Оценка возможности применения термошахтного способа для разработки нефтяных месторождений	38
Котельников С.А., Дюсюнгалиев М.А. Разработка методики расчета показателей качества крепления нефтяных и газовых скважин	39
Краснов В.А., Юдин Е.В., Лубнин А.А. Модель глушения скважины в неоднородном многопластовом коллекторе.....	40
Краснов В.А., Судеев И.В., Юдин Е.В., Лубнин А.А. Модели работы скважины для решения задачи идентификации параметров неоднородного пласта по данным эксплуатации	41
Кузнецов В.А., Бухаров П.С., Григоричев Д.Б. Проведение гидродескоструйной перфорации IsoJet с последующим выполнением ГРП в боковых стволах с применением уплотнителя типа «Стингер».....	42
Кутузов А.П. Варианты применения ГРП в качестве элемента системы разработки в условиях аномально маловязкой нефти объекта Ю ₁ Фестивального месторождения при площадном воздействии.....	43
Локкен Роальд Т. Черное море: системы разработки глубоководных месторождений, решение сложных задач.....	44
Mendoza A., Gaillot P., Mardon D., Zhou J., Guo P., Wertanen S., Yin H., Прокопец М.Е., Шмыгля К.О. Методика обработки и интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин и их интеграции в геологические модели залежи (пласта) на примере месторождения Чайво Сахалинской области.....	45
Мешков В.М., Кулиш А.В. Повышение информативности и охвата гидродинамическими методами контроля разработки за счет использования телеметрических систем УЭЦН.....	46

Михеев П.С., Гайсин Ф.Ф., Мухаметдинов С.К. Оперативный анализ достижения целевых прогнозных показателей добычи нефти.....	47
Мукминов И.Р., Муллагалин И.З., Шаяхметов Р.А., Никитин А.Н., Блинов А.Ю. Применение ГРП на поздней стадии разработки меловых отложений ряда месторождений Западной Сибири.....	48
Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Оптимизация системы разработки с применением ГРП в условиях ухушдающихся ФЕС коллекторов Приобского месторождения	49
Насыров В.А., Нуров С.Р., Синицын М.Н., Серeda И.А. Оценка потенциала не вовлеченных в разработку участков на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»	50
Обухова Л.В. Проблемы и пути решения метрологического обеспечения петрофизических исследований.....	51
Обыскалова Э.А. Применение химических технологий для оптимизации эффективности системы заводнения участка Крапивинского месторождения.....	52
Ошлакова А.С., Суржанская Л.А. Определение степени достоверности измерений сопротивлений низкоомных коллекторов (Западная Сибирь).....	53
Пивкин А.В., Кучурин А.Е. Гравийный фильтр для скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения	54
Пинус О.В. Применение комплексного подхода для моделирования трещиноватых карбонатных пластов Западной и Восточной Сибири.....	55
Пресняков А.Ю., Стрижнев В.А., Никишов В.И. Методы изоляции газа при разработке нефтегазовых месторождений.....	56
Райкова А.А., Михальченко Д.С. Определение невыработанных интервалов пластов комплексом ядерно-физических методов ГИС.....	57
Рощина И.В. Влияние различных геолого-технологических факторов на характер расформирования нефтяной оторочки.....	58
Рымаренко К.В., Нухасев М.Т., Тювени Б., Афанасьев В.Ю. Проблема образования конденсатных банок и их влияние на работу скважин.....	59
Савриков К.В. Межпластовая эксплуатация УЭЦН с целью достижения целевого забойного давления в ООО «РН-Юганскнефтегаз».....	60
Сапожников А.Е., Коробейникова Е.В., Фомина А.А. Об ограничениях и возможностях применения дифференцированного налогообложения для повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.....	61
Сапожников А.Е., Оленчиков Д.М., Муравьев А.Е. Исследование необходимости учета нефтьютоновских свойств нефти при проектировании разработки месторождений с нефтью повышенной и высокой вязкости.....	62
Саркисов Г.Г., Сунгуров А.А., Спунгина Е.В. Метод фациального моделирования Multipont Statistics в ПК RMS 2010: возможности, ограничения и особенности реализации.....	63
Семёнов А.А. Анализ результатов разработки месторождения с использованием горизонтальных скважин	64
Сидоров И.В., Назаров С.А., Бочкарев Д.Н., Юрьев Д.А. Опыт применения инновационного подхода к наклонно направленному бурению сложных горизонтальных скважин.....	65
Слуцкий Д.А., Антофеев В.В. Литолого-фациальный анализ как метод вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти.....	66
Соловаткин С.А., Мезин И.А. Увеличение механической скорости при забуривании боковых стволов путем оптимального подбора оборудования.....	67
Sorgie K.S., Иванова И.С. Обзор методов увеличения нефтеотдачи	68
Стрижнев К.В. Новые технологии ремонтно-изоляционных работ	69
Суркейн М., Роджерс Р. Системы подводной изоляции: эксплуатация, контроль качества и производственный опыт	70
Тимонов Е.Г. Ремонтно-изоляционные работы в горизонтальных скважинах.....	71

Трифонов И.В. Оценка применения устройств контроля притока на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.....	72
Трутнев Ф.Ф. Современные методы повышения нефте- и газоотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и газа из карбонатных коллекторов (на примере Урманского месторождения Томской области).....	73
Фроленков А.Н. Проведение гидроразрыва низкопроницаемых пластов в высокообводненных скважинах Приобского месторождения.....	74
Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Зарипов А.Т. Опыт применения парогравитационной технологии разработки Ашальчинского месторождения сверхвязких нефтей	75
Чернолецкий К.В., Картамышев С.В., Журавлев Т.Б., Тропин А.Н. Применение спектрометрических ядерно-геофизических методов в низкопоровых карбонатно-терригенных отложениях месторождений Оренбургской области.....	76
Чикин Н.В., Шабалин М.А., Муртазин Р.Р. Задача выбора оптимального типа заканчивания скважин для разработки низкопроницаемых туронских газовых залежей	77
Шакиров Р.Р. Последовательное моделирование дискретных и непрерывных свойств алгоритмом кригинга	78
Шакшин В.П., Попков В.И., Хамитов И.Г., Криков Д.А., Штеренберг А.М. Гидродинамические задачи разработки нефтегазовых месторождений и дополнительные граничные эффекты фильтрации в поровой среде.....	79
Шельхаева М.Н., Жуковская Е.А., Рощина Я.Н., Полумогина Е.Д., Шамина М.И. Перспективы нефтегазоносности карбонатных коллекторов преобразованного горизонта Могдинского нефтяного месторождения (Восточная Сибирь) по результатам литогеохимических исследований керна.....	80
Шмелев П.П., Пальчик С.А. Технологии ремонтно-изоляционных работ в ООО «РН-Юганскнефтегаз»	81
Шмыгля Д.О. Определение электрической анизотропии, уточнение определения $K_{нт}$ и выделение коллекторов в неоднородном тонкослоистом разрезе с применением аппаратуры трехмерного индукционного каротажа	82
Янтудин А.Н., Камалетдинов Р.Х., Мукминов И.Р. Комплексная программа по вовлечению в разработку недренируемых запасов, оптимизации баланса воды и давления закачки в системе ППД Мамонтовского месторождения	83

Сейсмофациальный анализ клиноформных отложений на примере пласта АС₁₀¹⁻³ Приобского месторождения

*Р.И. Абдрахимов, И.М. Бураков, Р.Р. Галиев,
Д.Д. Сулейманов (ООО «РН-УфаниПИНефть»)*

Неокомский разрез сформировался за счет постепенного бокового заполнения обломочным материалом сравнительно глубоководного морского бассейна. Для основной территории Западной Сибири источником обломочного материала служило восточное обрамление плиты. Заполнение бассейна происходило на фоне постоянного погружения региона. Все это обусловило клиноформное строение разреза.

Основные риски при разбуривании месторождений с клиноформным строением пластов связаны с отложениями фондоформной части клиноформы (глубоководными отложениями), где продуктивная часть разреза сосредоточена в небольших по размеру литологически экранированных линзах, не связанных или слабосвязанных между собой. В таких случаях для достоверного прогноза необходим комплексный анализ всех имеющихся данных с подробным анализом сейсмической информации.

В работе рассматривается методика проведения сейсмофациального анализа, которая включает: анализ форм сеймотрасс, разделение их на классы, определение числа классов для каждого конкретного случая, построение карт сеймофаций в программном комплексе трехмерной сейсмостратиграфической интерпретации (Stratimagic компании Paradigm).

Базовым источником данных для сейсмофациального анализа служит сейсмическая трасса, содержащая информацию об амплитуде, фазе и частоте отраженной волны. Форма трассы является основной характеристикой сейсмических данных. Распределение трасс одинаковой формы можно отождествить с фациальной идентичностью изучаемых отложений, указывающей на сходные геологические элементы и условия седиментации. Полученная в результате карта сейсмических фаций фактически является картой подобия реальных трасс ряду синтетических трасс.

При использовании классификации сейсмических трасс возникает вопрос о необходимом и достаточном числе классов. Для объекта, в котором представлены все типы клиноформных отложений, например, 5 классов недостаточно, а 30, возможно, избыточно. Для определения оптимального числа классов был использован статистический подход, суть которого заключается в том, чтобы определить количественные критерии отличия типовых трасс друг от друга при изменении числа классов.

По результатам комплексного анализа данных 3D сейсморазведки и данных ГИС были оконтурены зоны распространения фациальных зон, которые отождествлялись с границами геологических объектов. Кроме того, были определены группы фаций, по которым впоследствии был проведен динамический анализ.

Применение методики сейсмофациального анализа позволяет успешно решать следующие задачи:

- значительно детализировать имеющуюся геологическую модель, построенную по данным ГИС и керна;
- выявить границы зон, предположительно схожих по геологическому строению, и уточнить границы распространения залежей;
- провести динамический анализ по каждой фациальной зоне;
- построить карты эффективных толщин с учетом фациальной зональности;
- выявить перспективные области для доизучения площади разведочным бурением;
- скорректировать стратегию разбуривания месторождения.

Статистические модели изменения производительности добывающих скважин в результате воздействия на пласт с целью интенсификации притока нефти

*Н.С. Акелян, С.Б. Бекетов
(ООО «НК «Роснефть»-НПЦ»)*

В структуре основных фондов нефтяных месторождений основная часть капитальных вложений приходится на скважины. В связи с этим показатели разработки месторождения во многом определяются эффективностью эксплуатации скважин, т.е. полнотой использования фонда скважин (коэффициент эксплуатации) и их производительностью.

Для выбора стратегии планирования и проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) при разработке нефтяных месторождений очень важной является оценка изменения производительности скважин в результате воздействия на продуктивный пласт (ОПЗ, ГРП и др.). В докладе предложены статистические модели изменения технологических показателей работы скважин после проведения ГТМ.

Как показывает накопленный опыт осуществления работ по интенсификации, изменения дебитов скважин после выполнения технологических операций по воздействию на пласт могут быть описаны характерными кривыми, аппроксимация которых моделируется при помощи следующих параметрических зависимостей.

1. Зависимость, соответствующая режиму работы скважины с установившимся неизменным дебитом (т.е. после воздействия на пласт скважина стабильно работает с некоторым постоянным дебитом, отличающимся от начального).
2. Логнормальное распределение динамики работы скважины.
3. Гамма-распределение режима работы скважины.
4. Распределение вида кси-квадрат, которое является частным случаем гамма-распределения.
5. Распределение Вейбулла.
6. Экспоненциальное распределение.

Приведенные зависимости позволяют рассчитать дебит скважин, накопленную добычу в любой момент времени, а также оценить время действия положительного эффекта уже на стадии планирования ГТМ, обосновать применение наиболее эффективных для конкретных месторождений видов ГТМ.

С учетом многообразия условий работы добывающих скважин для уточнения применения одной из предложенных зависимостей необходимо использовать статистические данные наблюдений для каждого месторождения, пласта, группы скважин, что повышает достоверность прогнозных расчетов с помощью той или иной модели.

Изложенный в докладе подход позволяет оценить эффективность, целесообразность и очередность проведения различных видов ГТМ применительно к конкретным горно-геологическим условиям месторождений.

Определенное по данным зависимостям время действия эффекта необходимо при планировании ГТМ, оценке ежегодных инвестиций в разработку месторождений, разработке бизнес-планов.

ПТОС-технология: физика процесса, опыт применения, принципы моделирования

*М.А. Антитин, М.П. Ожгихина
(ЗАО «ТНП»)*

Совершенствование технологий добычи высоковязких нефтей приобретает все большую актуальность вследствие роста доли вязких нефтей в структуре текущих запасов и более активной разработки залежей легкой нефти.

Для разработки залежей высоковязких нефтей применяются различные методы. Условно их можно разделить на три, не равноценные по объему внедрения, группы: 1) карьерный и шахтный способы разработки; 2) «холодные» способы добычи; 3) тепловые методы добычи. Последние можно объединить в три группы: 1) внутрипластовое горение; 2) паротепловые обработки призабойных зон; 3) закачка в пласт теплоносителей (пара или горячей воды).

Наиболее широко используемыми являются паротепловые обработки призабойных зон скважин (ПТОС).

Циклическое воздействие на пласт паром – эффективный метод добычи высоковязких нефтей. Главным результатом воздействия является увеличение температуры нефти и снижение ее вязкости. После воздействия обработанная скважина в течение некоторого периода работает с повышенным дебитом нефти, впоследствии уменьшающимся до первоначального.

В работе обсуждаются физические процессы, сопровождающие технологию ПТОС, опыт применения, принципы моделирования, приводится технико-экономическая оценка технологии ПТОС на основе гидродинамического моделирования в условиях одного из месторождений Самарской области.

Ввод в разработку забалансовых залежей ОАО «Самаранефтегаз»

***В.С. Архипов, Е.С. Головина (ОАО «СамараНИПИнефть»),
Н.В. Федоренко (ОАО «Самаранефтегаз»),
И.Ю. Петров (ООО «ИТ-Сервис»)***

Основные объемы бурения в Самарской области пришлось на 60-70-е годы XX века. Такие крупные месторождения, как Мухановское, Кулешовское, Бариновско-Лебяжинское, Радаевское планировалось вводить в разработку поэтапно. Приоритет отдавался наиболее значимым по объемам запасов залежам девонского, бобриковского и башкирского горизонтов.

В настоящее время выработка запасов по этим объектам очень высокая, большинство пробуренных скважин выбыло из эксплуатации, проектные КИН практически достигнуты. В таких условиях возрастает актуальность разработки менее продуктивных горизонтов, таких как окские, верейские, каширские и подольские. При более детальном их рассмотрении выявлено, что часть залежей недоизучена. Многие требуют опробования и оперативной постановки на баланс.

При подсчете запасов в настоящее время большое внимание уделяется выделению всех продуктивных залежей, в том числе и тех, которые не выделялись при предыдущих подсчетах. Несмотря на очевидные трудности при поиске и разработке подобных объектов, объем неучтенных запасов по Самарскому региону в целом может быть значительным. Наряду с геолого-разведочными работами, поиск и оценка недоизученных и неучтенных залежей углеводородов разрабатываемых месторождений являются одним из важных источников воспроизводства ресурсной базы Самарской области.

Доклад посвящен систематизации работ в этом направлении.

В связи с тем, что данные работы являются одним из приоритетных направлений, необходим комплексный подход к решению поставленной задачи, основанный на детальном анализе изученности месторождений и структур с оценкой критериев возможности возникновения залежей углеводородов. При выполнении работ одной из основных задач является детальная переинтерпретация всего комплекса материалов ГИС. Проводится предварительная оценка запасов углеводородного сырья, на основе которой дается заключение о необходимости доизучения залежи с учетом технико-экономической целесообразности ввода ее в эксплуатацию. По итогам этой оценки формируется рейтинг участков, учитывающий три основных параметра: риски, связанные с геологической неопределенностью, прогнозная величина ресурсов и ожидаемый дебит скважины.

Результатом работы является не только уточнение геологического разреза месторождения, но и увеличение запасов углеводородов и добычи нефти ОАО «Самаранефтегаз».

Применение алгоритмов автоматизированного анализа промысловых замеров

*Р.Н. Асмандияров, А.А. Лубнин, Е.В. Юдин,
З.Г. Щербакова (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

С развитием технологий разработки месторождений, методов интенсификации добычи совершенствуются нефтепромысловое оборудование, приборы для измерения параметров эксплуатации скважин. Скважины снабжают автоматическими устройствами, позволяющими с определенной периодичностью проводить различные замеры, регулярно отбирают устьевые пробы для определения содержания воды в продукции. Полученные данные анализируют и используют для контроля работы отдельных скважин и месторождения в целом. Например, обводненность добываемого флюида является одним из основных показателей, влияющих на себестоимость нефти, условия ее добычи и перекачки. По достоверной информации о содержании воды в добываемой продукции можно судить об эффективности разработки продуктивного пласта, рентабельности эксплуатации скважины и своевременно принимать необходимые решения о проведении геолого-технических мероприятий.

Оперативный анализ работы скважин осложняется большим объемом промысловых данных, что связано как с высокой частотой самих замеров, так и с большим эксплуатационным фондом. Кроме того, результаты замеров, как правило, «зашумлены» из-за технических и технологических ограничений аппаратуры, а также в связи с присутствием человеческого фактора, что отражается например, на качестве отбора устьевых проб. На фоне этих проблем особую актуальность приобретают разработка и внедрение в производственный процесс алгоритмов автоматического анализа промысловых данных (замеры дебита, обводненности и др.), позволяющих обрабатывать различные измерения, определять средние технологические параметры работы скважин и сообщать об осложнениях при их эксплуатации для своевременного устранения возникающих проблем.

В работе предложены алгоритмы анализа нефтепромысловых замеров, основанные на использовании статистического метода скользящих средних. Цель методики – автоматизация мониторинга работы скважины, контроль и повышение качества измерений основных технологических параметров эксплуатации. Применение данного подхода позволило в автоматическом режиме выявлять проблемные скважины для проведения контрольных замеров. Описание предложенной методики приводится на примере обработки результатов измерений обводненности добываемого флюида на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Повышение эффективности разобщения пластов при креплении нефтяных и газовых скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» в условиях АВПД

В.Ф. Амгараев (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

Эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений во многом зависит от качества крепления скважин. Наиболее сложной задачей при креплении скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» является наличие сложнопостроенных, разнонапорных пластов, в том числе с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД).

Целью работы является повышение качества разобщения пластов при эксплуатационном бурении путем внедрения новых для условий ООО «РН-Юганскнефтегаз» тампонажных материалов.

Для эффективной эксплуатации скважин необходимо, чтобы состояние крепи в интервале между пластами обеспечивало возможность приложения необходимой депрессии. Эта задача наиболее актуальна при повсеместном применении технологии многозонного гидроразрыва пластов и механизированном способе добычи нефти со спуском погружных насосов практически в интервал перфорации. При этом депрессия может достигать 20 МПа и более. Качество цементирования эксплуатационных колонн в таких условиях должно быть очень высоким.

Для анализа качества крепления скважин использовались результаты интерпретации геофизических исследований по 186 скважинам Приобского, Восточно-Сургутского и Киньяминского месторождений. По данным широкополосной акустической цементометрии (АКЦ) были рассчитаны коэффициенты качества цементирования на контакте цементного камня с эксплуатационной колонной (породой) в интервале залегания каждого пласта в продуктивной зоне, а также в перемышках между пластами. На основании данных АКЦ и результатов мониторинга цементирования обсадных колонн были выявлены основные причины неудовлетворительного качества выполненных работ.

Для оценки изменения качества разобщения пластов в интервале продуктивной зоны в ООО «РН-Юганскнефтегаз» были проведены испытания расширяющегося тампонажного материала (РТМ), по результатам которых данный материал был принят для промышленного внедрения при креплении скважин.

Среднее значение коэффициента качества цементирования на контакте с колонной составило 0,93, на контакте с породой – 0,82, что на 12 % выше соответствующих показателей при использовании обычных тампонажных материалов. РТМ был успешно использован при строительстве 95 скважин в зонах с АВПД Приобского месторождения для цементирования 114-мм хвостовиков.

Для оценки влияния качества цементирования эксплуатационных колонн на результаты гидравлического разрыва пластов был выполнен анализ 1182 скважино-операций, в результате которого выявлено снижение на 6 % числа преждевременных «СТОП» при увеличении степени контакта цемента с колонной и породой на 8 %.

Сравнительный анализ результатов закачки газа высокого давления на месторождениях Озек-Суат и Гойт-Корт. Геофлюидодинамический аспект

*В.М. Афанасенко, А.М. Иманов, Н.И. Мирошниченко,
О.Н. Данильченко (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)*

В модели двухкомпонентного строения фильтрационной системы процесс нефтеизвлечения с применением заводнения можно представить как последовательное вытеснение нефти из низкопроницаемых участков (блоков) в высокопроницаемые (дрёны) и далее в скважину. Однако при форсированном отборе флюидов процесс подпитки блоков водой отстает от процесса заводнения дрён, и скважины обводняются преждевременно. Следовательно, необходимо ограничивать скорость гидродинамического вытеснения нефти водой настолько, чтобы соизмерить ее со скоростью пропитки блоков. Одним из способов эффективного нефтеизвлечения из блоков и одновременно поддержания высокого темпа разработки может быть закачка в пласт газа высокого давления (ГВД). Вследствие высокой подвижности газ вытесняет нефть из дрён и, не давая прорваться воде, служит источником транспорта нефти, которая поступает из блоков.

Данное положение было рассмотрено на примере анализа результатов промышленных экспериментов по закачке ГВД в неоднородные, низкопроницаемые пласты месторождений Озек-Суат и Гойт-Корт. Основное различие указанных объектов, выделенное нами, заключается в разной активности законтурных вод месторождений.

Эффективность закачки ГВД оценена на основе решения обратной задачи выработки запасов при идентификации модели процесса по промысловым данным. Формализованное описание процесса было получено из уравнения материального баланса для упругого пласта с учетом поступления воды и добычи части закачиваемого газа. Результаты моделирования дали возможность качественно и количественно описать процесс внедрения в залежи законтурной воды и закачиваемого газа.

Основная добыча нефти на месторождении Озек-Суат обусловлена вытеснением нефти водой. Физически это стало возможным благодаря активности законтурных вод. При этом заполнение дрён газом в процессе ГВД не позволило вторгающейся воде прорваться к забоям добывающих скважин, но обеспечило поступление в дрёны нефти за счет капиллярной пропитки блоков.

Основная добыча нефти на месторождении Гойт-Корт обусловлена объемом промытых газом высокопроницаемых каналов. Низкопроницаемые участки не были вовлечены в разработку в первую очередь из-за недостатка агента, способного вытеснить нефть из коллектора с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Результаты данного анализа позволяют разработать технологию выработки низкопроницаемых неоднородных пластов с использованием одновременной закачки воды и газа в разные скважины. Стратегия и тактика этой технологии направлены на выработку блоков за счет организации маскобмена между дрёнами и блоками – капиллярным впитыванием воды в блоки и миграцией нефти в дрёны. При этом должны быть соблюдены пропорции между объемом закачиваемого газа и отбором нефти. Данная технология предусматривает дозированную закачку воды в зоны питания блоков с учетом активности законтурных вод.

Построение постоянно действующей геологической модели месторождения с применением технологии Workflow (на примере пласта Ю₁ Верхне-Часельского месторождения)

Э.Г. Ахметвалиев
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Верхне-Часельское месторождение в настоящее время находится на этапе разведки (пробурено 20 поисково-разведочных скважин), поэтому основное значение для построения адекватной геологической модели и подсчета запасов имеют данные сейсморазведки.

Для построения геологической 3D модели пласта Ю₁ были подготовлены практически все необходимые данные (петрофизическая модель, модель насыщения и др.), однако не было структурно-тектонической основы в виде карт кровли пластов и разломов по всей площади, что не позволяло построить адекватную модель. В этой ситуации было принято решение построить «пилотную» геологическую модель пласта Ю₁ по имеющимся сейсмическим данным по части месторождения.

К моменту получения сейсмической информации по всей площади с учетом данных 3D и 2D сейсморазведки имела готовая геологическая модель части месторождения. На этой модели опробован процесс моделирования, найдены и исправлены недочеты относительно входных данных, построен граф моделирования Workflow. Далее пилотная модель была распространена на всю площадь месторождения с учетом скважин, ранее не вошедших в модель. На данном этапе выстроен рабочий граф моделирования Workflow, с его помощью в сжатые сроки проведено полное обновление модели с учетом новой структурно-тектонической информации и подсчитаны запасы углеводородов. Затем по ряду скважин, не учтенных ранее, осуществили локальное обновление модели, считая скважины вновь пробуренными. Показаны преимущества локального обновления.

Применение описанного подхода позволило показать и пройти стадии «эволюции» геологической модели в процессе изучения конкретного месторождения. Сделаны выводы по каждому этапу и предоставлено общее заключение по работе.

Современное состояние и проблемы геологического моделирования залежей Татарстана

***В.Г. Базаревская, Т.И. Тарасова
(ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»)***

Началом развития нефтяной промышленности Республики Татарстан послужило открытие в августе 1943 г. промышленной нефти в среднекаменноугольных карбонатных отложениях на Шугуровском поднятии. В настоящее время накопленная добыча нефти по РТ составляет более 3 млрд. т, при этом более 85 % добыто из терригенных девонских отложений. Сегодня в Татарстане разведано 197 нефтяных месторождений, из них в разработке находится 135 месторождений. Нефть Республики Татарстан сосредоточена на глубине до 2000 м. Доказана промышленная нефтеносность 26 стратиграфических горизонтов, которая в основном связана с запасами в каменноугольных (64 % всех запасов) и девонских (33 %) отложениях. Запасы сверхвязких нефтей шешминского горизонта составляют 3 %.

В условиях, когда перед нефтяной отраслью республики поставлена задача стабилизации добычи, одной из наиболее важных проблем является обеспеченность запасами. Несмотря на высокий рост добычи нефти в начале истории разработки нефтяных месторождений РТ, вопрос о подготовке новых запасов всегда остается актуальным. Следует отметить, что прирост запасов нефти в последние годы компенсировал годовую добычу по республике и даже несколько превысил годовой отбор нефти в 1999-2009 гг. Это связано как с открытием более 30 мелких месторождений за указанный период, так и переоценкой запасов нефти по каменноугольным и девонским отложениям Ромашкинского месторождения.

Основные проблемы при геологическом моделировании залежей на территории РТ обусловлены сложным геологическим строением разреза, приуроченностью залежей углеводородов как терригенному, так и карбонатному разрезу, наличием карстово-эрозионных врезов, малоразмерностью, малоамплитудностью выявляемых залежей, низкими начальными дебитами и др.

Перколяционный характер связанности геологических тел в задачах геолого-гидродинамического моделирования

*В.А. Байков, А.В. Безруков, С.М. Бикбулатов,
В.И. Савичев, Т.С. Урманов, А.П. Рощектаев
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Геостохастические алгоритмы стали основой трехмерного геолого-гидродинамического моделирования. Традиционно для моделирования геологических объектов используются методы двухточечной статистики, основанные на интерполяции Кригинга. Их широкое распространение обусловлено простотой использования и вычислительной эффективностью, однако они имеют определенные ограничения для моделирования сложных геологических структур. Благодаря росту вычислительных мощностей в последнее время быстро развиваются методы так называемой многоточечной статистики, значительно расширяющие возможности моделирования.

В представленной работе исследованы зависимости параметров разработки, таких как коэффициент охвата, от характеристик рассматриваемого коллектора и параметров алгоритмов моделирования. Проведено сравнение с результатами, полученными для методов двухточечной статистики. Расчеты показали, что зависимость связанности коллектора и песчаности в геологической модели имеет перколяционный характер. В рамках проведенного эмпирического исследования даны приблизительные значения перколяционных пределов для моделей, построенных на основе методов двухточечной и многоточечной статистики. В терминах коэффициента охвата показано влияние параметров геологического моделирования на связанность модели. Для моделей пластов, характеризующихся песчаностью, близкой к значению перколяционного предела, коэффициент охвата при одной и той же плотности сетки скважин может изменяться от единицы до близко к нулю значения в зависимости от выбранных параметров моделирования.

Комплексирование данных геологии, петрофизики и разработки при моделировании сложнопостроенных коллекторов

*В.А. Байков, А.С. Бочков, А.А. Яковлев
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)*

Для увеличения доли извлекаемых запасов в низкопроницаемых и высокорасчлененных коллекторах необходимы пересмотр принятых методик изучения месторождений и их адаптация к условиям глинистых, слабосвязанных и высокорасчлененных пластов. В данный момент акцент при разработке Приобского месторождения смещается в сторону сверхвысокорасчлененных и низкопроницаемых пластов. Коллекторы разбуренной части относятся к шельфовым и склоновым отложениям с выдержанными по латерали песчаными телами. Коллекторы неразбуренной части представлены глубоководными отложениями, которые характеризуются повышенной расчлененностью и низкой связностью песчаных тел. Дальнейшее бурение на месторождении планируется в краевых зонах глубоководных отложений с ухудшенными геологическими свойствами, в которых, по оценкам, сосредоточено около 50 % всех извлекаемых запасов месторождения.

Построение моделей Приобского месторождения затруднено из-за огромного объема промысловых и геофизических данных, а также из-за высокого уровня нестационарности (зональной изменчивости) физических и геологических полей. Это определяет необходимость пересмотра всего цикла геолого-гидродинамического моделирования, выработки механизмов гибкой и быстрой корректировки моделей при уточнении данных петрофизики, интерпретации данных ГИС, результатов адаптации гидродинамических моделей и данных бурения новых скважин.

В качестве основы цифрового геологического моделирования использовался подход на базе спектрального представления случайных процессов. Показано, что примененный метод минимизирует ошибки межскважинной интерполяции геофизических полей, в явном виде учитывает петрофизические тренды и позволяет более адекватно задать математические модели корреляции данных в межскважинном пространстве для коллекторов с высокой анизотропностью и нестационарностью.

На примере одного из участков Приобского месторождения показано, что для построения адекватных моделей месторождения необходимо учитывать все прямые и косвенные данные, полученные в результате петрофизических исследований керна, РИГИС, данные геологии и разработки. При анализе данных петрофизики акцент сделан на седиментационные характеристики коллекторов и закономерности распределения фильтрационно-емкостных свойств, что определяет возможность/невозможность ремасштабирования геологической модели. Выполнен анализ влияния глинистой составляющей на итоговое распределение свойств горной породы и взаимосвязи с процессами эксплуатации месторождения.

На этапе гидродинамического моделирования в полной мере реализован итеративный цикл связи с геологической моделью, автоматизированы рутинные процессы по операциям адаптации модели.

Уменьшение высокой степени неопределенности возможно только при использовании всех типов данных. Правильно заложенная физическая модель приводит к уменьшению рисков при локализации остаточных запасов, а также при интерпретации поведения пластов при разработке.

Лабораторный метод определения проницаемости коллекторов с моноклинными фильтрационными свойствами

С.В. Бочкарева
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

В работе предлагается метод определения проницаемости анизотропных коллекторов углеводородного сырья. Анизотропия проницаемости характерна для карбонатных и карбонатно-глинистых коллекторов. Выявление анизотропии проницаемости и определение достоверных количественных значений компонент тензора проницаемости являются главными для составления рациональных проектов разработки месторождений. Они позволяют более адекватно описывать фильтрационные процессы и оптимально решать задачи размещения скважин, выбора метода интенсификации добычи и др. Вместе с тем значительную роль играют вопросы изучения анизотропии электрической проводимости кристаллов как следствия анизотропии обратной эффективной массы электронов, которая определяется симметрией изоэнергетических поверхностей и является симметричным тензором второго ранга. Таким образом, значительной анизотропией электрической проводимости обладают кристаллы, которые построены из слабосвязанных плотноупакованных слоев. Примером кристаллов с анизотропной электрической проводимостью являются олово, висмут, кадмий, цинк. Подводя итоги отмеченного, можно сделать вывод о необходимости применения комплексной методики определения проницаемости анизотропных коллекторов углеводородного сырья. Теоретические основы приведенной методики включают основные понятия и определения кристаллофизики, такие как, например, классификация типов анизотропии, задаваемая материальными тензорами второго ранга, определение направленной проницаемости и фильтрационного сопротивления. Предложено применение данной методики для построения модели разработки продуктивного пласта.

Обзор геологических особенностей строения коллекторов пласта ЮС₀ на основе новых данных бурения и эксплуатации (анализ разработки) скважин Салымского месторождения. Комплексирование геофизических методов для поиска и прогнозирования развития перспективных зон трещинно(кавернозно)-поровых коллекторов баженовской и абалакской свит в Западной Сибири

*О.В. Буков, Г.А. Фурсов (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
М.А. Монжсерин (ООО «РН-УфанИПИНефть»)*

Целью данной работы являются обобщение информации по пласту ЮС₀ Салымского месторождения и на этой основе выдача рекомендаций по комплексу ГИС, лабораторным исследованиям керна и геофизическим методам прогнозирования зон развития эффективных коллекторов.

Обзор информации сделан по новым скважинам Салымского месторождения, пробуренным в 2009-2010 гг. Выполнены анализ интерпретации результатов расширенного комплекса ГИС в скв. 2644 и сопоставление с данными исследования керна. На основании полученной дополнительной информации по пласту ЮС₀ определены основные петрофизические особенности строения коллектора. Предложено комплексирование геофизических методов исследования и исследований кернового материала.

По результатам отбора керна из скв. 2802 отмечаются разрушение части отобранного керна и его вынос в виде щебенки. Данное обстоятельство является характерным для пласта ЮС₀, где из зон максимальной трещиноватости керн в сохраненном виде практически не выносятся. Запланирована специальная программа исследования сохраненного кернового материала, в которую входят также профильные исследования: рентгеновская томография, определение концентрации естественных радиоактивных элементов (K, U, Th), проницаемости. Для полной оценки разреза (зон разреза без керна) решение задачи получения подсчетных параметров (пористости, нефтенасыщенности, проницаемости) сводится к правильному выбору комплекса ГИС и методик интерпретации. Следует отметить, что показания таких методов ГИС, как электрометрия и нейтронные методы, зависят от химического и минерального составов пород, а также от состава керогена. Поэтому без данных прямых исследований керна по скважине данные указанных методов теряют физический смысл. На основе изучения петрофизических особенностей коллектора предлагается проведение плотностного и акустического каротажа. В скв. 2644 хорошо зарекомендовали себя методы волнового дипольного акустического каротажа (АК) и гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп). Для изучения геологических особенностей разреза и выделения зон трещиноватости положительные результаты получены с помощью пластового микроимиджера (FMI).

На основе выявленных петрофизических закономерностей установлено, что в зонах карбонатно-глинистых отложений отмечается развитие трещин (и каверн), образование которых связано с влиянием глубинных гидротерм. Данные зоны примыкают к зонам глубинных разломов фундамента. При этом в указанных зонах наблюдаются повышенные температуры пласта и, как следствие, интенсивное образование вторичных диагенетических минералов (кварца, кальцита), что приводит к резкому изменению плотности пород по разрезу. Данный признак является определяющим для комплексирования методов сейсморазведки и гравиразведки с целью поиска и прогнозирования развития перспективных зон трещинно-кавернозно-поровых коллекторов баженовской свиты.

Применение технологии вторичного вскрытия пласта для повышения нефтеотдачи пластов и продуктивности скважин

*П. С. Верецагин
(ОАО «Удмуртнефть»)*

Дебиты нефтяных скважин зачастую не соответствуют потенциально возможным, что в большинстве случаев вызвано изменением фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП). Анализу причин и изучению механизма процессов, уменьшающих проницаемость ПЗП, посвящен значительный объем экспериментальных и теоретических исследований, моделирующих процессы, происходящие в пористой среде при первичном вскрытии пласта, цементирования и вторичном его вскрытии. Однако, несмотря на большой объем накопленной информации о процессах, происходящих в ПЗП при бурении скважин, разработке нефтяных месторождений и реализации мероприятий, направленных на восстановление и повышение проницаемости ПЗП, не всегда удается получить дебиты скважин, соответствующие потенциальным значениям. Трудности освоения скважин, выходящих из бурения, скважин, находившихся в консервации, и скважин, вскрывающих новые пласты, связаны с ухудшением состояния ПЗП.

Использование глубокопроникающих перфорационных систем с большим диаметром перфорационного канала при относительно низком фугасном воздействии, оптимальных числе и пространственном расположении создаваемых каналов позволяет увеличить нефтеотдачу пласта и продуктивность скважины. Целью такого воздействия является проникновение за пределы относительно тонкого слоя закольматированной породы и создание гидродинамической связи между пластом и скважиной.

Работы по технологии глубокопроникающей перфорации проводили при помощи одноразовой корпусной перфорационной системы ЗПКО-89 ПП ГП и БО, характеризующейся плотностью перфорации до 20 отв/м, глубиной каналов от 260 до 760 мм, диаметром каналов 12-20 мм, фазировкой зарядов 60.

Для проведения работ были выбраны скважины, освоение которых после бурения или консервации традиционными методами оказалось малоэффективным или нерезультативным, а также скважины, дебит которых был существенно ниже потенциального. При выборе скважин использовали косвенные признаки, указывающие на кольматацию ПЗП. Информация о состоянии ПЗП, получаемая при проведении гидродинамических исследований, отсутствовала. Объект опробования – пласт С1v Чутырско-Киенгопского месторождения – представляет собой терригенный коллектор пластового типа. Выработка запасов по объекту составляла менее 73 %, при этом более 30 % скважин переведены на другой горизонт с невыработанными запасами по пласту С1v. Проектный КИН по пласту равен 0,23, текущий – 0,17.

В результате применения технологии дебит нефти в среднем увеличился более чем на 10 т/сут без роста обводненности продукции. Дальнейшее использование метода с возвратом скважин на объект С1v позволит не только достигнуть конечного КИН, но и превысить его.

Сравнительная оценка эффективности применения избирательных и площадных систем заводнения при разработке шельфовых месторождений

*В.Г. Вершовский, А.Н. Иванов, А.И. Щекин (СП «Вьетсовпетро»),
В.А. Васильев (СевКавГТУ)*

Для оценки эффективности применения избирательной системы заводнения при разработке шельфовых нефтяных месторождений проведено ее сопоставление с площадными системами по результатам вычислительных экспериментов. В качестве примера использована построенная фильтрационная модель продуктивных горизонтов нижнего олигоцена шельфового месторождения Белый Тигр.

При обосновании расчетных вариантов учитывались следующие факторы разработки шельфовых месторождений:

- число и тип морских нефтегазовых сооружений (МНГС), определяющие проектный фонд скважин;
- график строительства МНГС;
- ограниченный срок эксплуатации МНГС.

В данном случае рассматривалась концепция обустройства шельфового месторождения со строительством морских стационарных платформ (МСП).

Для проведения сравнительного анализа эффективности систем заводнения были сформированы расчетные варианты по группам в зависимости от числа планируемых к строительству МСП, которые различаются по степени охвата месторождения разработкой, плотности сетки и системе размещения скважин. Были рассмотрены варианты со строительством и вводом в эксплуатацию от пяти до семи МСП. Использование меньшего числа МСП для освоения месторождения нецелесообразно, поскольку из-за увеличения расстояния между скважинами снижается степень охвата разработкой всей площади месторождения, особенно в условиях блокового и сложного геологического строения. Варианты со строительством и вводом в эксплуатацию меньшего числа МСП (от одной до трех) предусматривались для разработки отдельного блока месторождения с наибольшими запасами нефти. Обоснование данных вариантов позволяет оценить эффективность ввода в разработку отдельных участков шельфовых месторождений небольшим числом МНГС. Для анализа эффективности систем заводнения было сформировано более 20 вариантов разработки.

Сравнительный анализ различных систем заводнения по результатам расчетов с использованием фильтрационной модели показал, что внедрение избирательной системы заводнения позволяет достичь более высоких показателей разработки шельфовых нефтяных месторождений с учетом специфических условий их освоения. При сопоставлении технико-экономических показателей отмечается, что варианты разработки всего месторождения со строительством пяти–семи МСП являются экономически неэффективными и нецелесообразными, поскольку при их реализации чистая прибыль (ЧДД) имеет отрицательное или низкое значение при принятых исходных данных. Высокие технико-экономические показатели отмечаются в вариантах разработки только отдельного блока исследуемого месторождения с применением избирательной системы заводнения.

Повышение нефтеотдачи пластов с помощью применения новейших технологий

Д.Н. Воронаев
(ООО «Геотехнокин-Юг»)

В первой части доклада представлен способ повышения эффективности ОПЗ за счет внедрения комплексной технологии воздействия, включающей использование информационной базы УКК по элементному составу, минерализации вод и ФЭС пород коллектора, при подборе композиций кислотного раствора и технологии реализации процесса. Рассмотрены стандартная операция ОПЗ и использование данных УКК при проектировании ОПЗ как основа повышения эффективности процесса воздействия.

Предложенная технология воздействия включает следующие этапы:

- определение элементного состава, минерализации вод и ФЭС пород коллектора методом УКК;
- получение необходимой информации по ряду элементного состава пород, нефтей, пластовых вод, а также ФЭС и температурных режимов пластов-коллекторов для подбора кислотных композиций и технологий ОПЗ;
- исследования по подбору кислотных композиций с учетом влияния продукции хим. реакции с составляющими минералами на ФЭС пород-коллекторов;
- создание набора кислотных композиций для объектов с различными геолого-физическими особенностями. Их отличия.
- разработку технологий ОПЗ для конкретных объектов

Вторая часть работы посвящена рассмотрению возможности применения молекулярно-тонкодисперсных цементов (МТДЦ). Размеры фильтрационных каналов в низкопроницаемых пластах не превышают 5-20 мкм. Основными недостатками используемых тампонажных цементов являются: 1) высокое содержание (50 %) относительно мелкой фракции (10 - 40 мкм), что не позволяет цементному раствору проникать в микрозазоры, микротрещины и низкопроницаемые пласты; 2) недолговечность, недостаточная прочность, низкая устойчивость к агрессивной среде (HCl, H₂S).

Для решения отмеченных проблем разработан и проходит лабораторно-промышленные испытания МТДЦ, имеющий дисперсность $D_{95} \leq 8$ мкм. Кроме того, разрабатываются МТДЦ с дисперсностью $D_{95} \leq 1$ мкм, а также с повышенными прочностью камня и устойчивостью к агрессивной среде.

МТДЦ благодаря малому размеру зерен обладают текучестью, сравнимой с текучестью воды, и проникают в микрозазоры, микротрещины и низкопроницаемые пласты. При этом они характеризуются достаточной механической прочностью, флюидоупорностью, коррозионной стойкостью и длительным сроком эксплуатации.

Показано, что МТДЦ можно применять для ликвидации заколонных перетоков, негерметичности эксплуатационной колонны с приемистостью менее 50 м³/сут при давлении 10 МПа, селективной водоизоляции, крепления и ликвидация скважин.

Одновременно-раздельная закачка с системами дистанционного контроля и мониторинга разработки многопластовых месторождений

О.М. Гарипов, Э.Л. Мустафин
(ООО «НПО «Новые нефтяные технологии»)

ООО «НПО «Новые нефтяные технологии» с 2008 г. интенсивно разрабатывает технологию проводки и установки скважинных многопакерных компоновок (СМК) с исследовательским дистанционным комплексом (ИСДК) для контроля и мониторинга пластовых параметров в режиме реального времени на многопластовых нефтяных месторождениях.

За этот период накоплен огромный опыт по спуску геофизических приборов и пакеров с кабельными каналами. Работы по спуску комплекса ИСДК в составе СМК проводились в семи скважинах: 8709, 8442, 7730, 16650, 15851 (Приобское месторождение), 32578, 21390 (Ромашкинское месторождение). При этом лишь в 2010 г. в двух скважинах (15851 и 21390) СМК с ИСДК были запущены в работу. Основной причиной этого является плохая организация работ на скважинах со стороны служб КРС. В двух скважинах был осуществлен спуск компоновки без установки пакеров. В скв. 16650 в процессе ремонта не хватило гладкостенных труб и были применены безмуфтовые трубы с высадкой, на которых невозможно было закрепить кабель для связи, в скв. 32578 был зафиксирован непроход СМК до интервала посадки пакеров из-за сужений внутри эксплуатационной колонны.

Были выявлены и устранены многочисленные проблемы, связанные с защитой кабеля и приборов от механических повреждений при спуске и подъеме. На новые технические решения получены патенты: № 2305748, 2309246, 2338058, 2350742, 2372476, 2385406, 2385407, 51139, 82922, 85942, 86233, 86238, 91368, 93877.

Определен перечень оборудования, достаточного для безаварийной работы в скважине. В настоящее время оборудование СМК с ИСДК подготовлено к серийному внедрению. Оборудование СМК с ИСДК осуществляет контроль и мониторинг изменения давления закачки на устье и в НКТ до глубинного штуцера, забойного давления после штуцера в режиме реального времени. По перепаду давлений оценивают изменение приемистости пластов и плотность закачиваемой воды. Ведется мониторинг разработки месторождения с получением глубинных параметров через 1–60 с. Установлено, что кратковременные изменения приемистости обусловлены в основном изменениями плотности закачиваемой воды. Периодическое применение механических расходомеров позволило оценивать точность расчета приемистости по перепаду давления, а также контролировать изменение диаметра глубинного штуцера в процессе закачки. Контроль изменения давления до и после забойного штуцера, а также плотности закачиваемой воды значительно повысил эффективность подбора, точность расчета глубинных штуцеров и планирования приемистости пластов.

Экспериментальные исследования процесса разработки залежей нефти в условиях АВПД

*Э.А. Гарушев, К.Э. Джалалов, Е.А. Насонов,
А.А. Рогозин (ООО «НК «Роснефть-НТЦ»)*

Лимано-плавневая часть Приазовья является наиболее перспективным объектом для поисков углеводородов в Краснодарском крае. В 1996-2008 гг. в пределах Сладковско-Морозовского и Темрюкско-Ахтарского участков открыты и введены в разработку 14 месторождений, приуроченных к чокракским отложениям среднего миоцена и залегающих на глубинах от 2800 до 3700 м. Месторождения характеризуются близкими свойствами коллекторов и пластовых флюидов. Отличительными особенностями всех залежей являются аномально высокое пластовое давление (АВПД) 45,3-62,4 МПа, превышающее гидростатическое в 1,7-1,9 раз, низкая вязкость пластовой нефти 0,15-0,44 мПа·с, высокое газосодержание 320-1170 м³/м³.

В ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» выполнен комплекс экспериментальных исследований процесса разработки залежей нефти в условиях АВПД.

Физическое моделирование процесса вытеснения нефти выполнено с соблюдением критериев приближенного моделирования, т.е. в условиях, максимально близких к пластовым: пластовое давление – 59,5 МПа, горное – 67 МПа, пластовая температура – 112 °С, вязкость пластовой нефти – 0,3 мПа·с. В экспериментах использованы образцы кернового материала, отобранного из скв. 1 площади Новая.

В первой серии экспериментов определялись коэффициенты вытеснения и остаточной нефтенасыщенности при отборе углеводородов на естественном режиме с последующим довытеснением пластовой водой, во второй – моделировалось вытеснение нефти пластовой водой при начальных термобарических условиях.

Результаты экспериментов свидетельствуют о достаточно высоком коэффициенте вытеснения нефти на естественном режиме (0,47), что подтверждает высокую потенциальную энергию упругого режима, а после снижения пластового давления ниже давления насыщения (40,5 МПа) – режима растворенного газа. Довытеснение нефти пластовой водой позволяет повысить коэффициент вытеснения до 0,75. В условиях непрерывного вытеснения нефти пластовой водой при начальных термобарических условиях коэффициент вытеснения не превышает 0,72.

С учетом того, что в рассматриваемых залежах отсутствует ВНК, а в процессе их эксплуатации со временем наблюдается появление воды в добываемой продукции, были проведены специальные исследования процесса отжима воды из глин при изменении начальных термобарических условий.

На первом этапе на установке АР-608 на 10 образцах керна проведены исследования изменения пористости глинистых пород по газу в зависимости от изменения эффективного давления ($p_{\text{гео}} - p_{\text{пл}}$). При этом при увеличении эффективного давления на 20 МПа среднее уменьшение пористости составляет 25 %.

На следующем этапе на установке УИК-ПС были проведены эксперименты по моделированию напряженного состояния глин при начальных пластовых условиях и определению водоотдачи и уплотнения глин при изменении пластовых условий (четыре обработки). Увеличение эффективно-го давления на 20 и 30 МПа снизило пористость соответственно на 20 и 25 %.

Выполненный комплекс исследований позволяет обосновать рациональную систему разработки залежей нефти с АВПД.

Лабораторное определение тепловых свойств горных пород в условиях, близких к пластовым

*Э.А. Гарушев, А.В. Коробкин,
А.А. Рогозин (ООО «НК «Роснефть-НТЦ»)*

Изучение теплофизических свойств горных пород имеет очень важное значение при решении задач, связанных с разведкой и поиском залежей углеводородов, интерпретацией результатов геофизических и геотермических исследований скважин, проектирования разработки месторождений нефти и газа, а также для контроля изменения свойств пластовой системы в процессе разработки месторождений высоковязких нефтей.

Точное знание термических характеристик горных пород, таких как теплоемкость, температуропроводность и особенно теплопроводность, является определяющим при проектировании и реализации тепловых методов извлечения высоковязких нефтей. Одним из основных недостатков существующих методик является отсутствие достаточно надежных средств измерения тепловых характеристик горных пород в пластовых условиях.

В основе предлагаемого метода лежит лабораторное определение теплопроводности горных пород по измеренным значениям акустических параметров на установке AutoLab 1500, поскольку тепловые свойства породы, как и акустические, определяются структурными особенностями и минеральным составом скелета, емкостными и фильтрационными свойствами породы. Суть метода заключается в измерении скорости продольных и поперечных звуковых волн на цилиндрических образцах горной породы (керна) в пластовых условиях, по значениям которых рассчитывается теплопроводность.

Проведенная работа посвящена исследованию акустического параметра Грюнайзена γ_a пористых тел в пластовых условиях с целью расширения интерпретации его физического смысла и установления связи с тепловыми и физико-механическими свойствами этих тел. Установлено, что параметр Грюнайзена является однозначной функцией коэффициента Пуассона.

Изучена зависимость отношения скоростей распространения продольных и поперечных акустических волн от параметра Грюнайзена, являющегося мерой ангармонизма колебаний решетки пористого тела. В результате проведения экспериментов с пористыми образцами горной породы на установке AutoLab 1500 в пластовых условиях установлена линейная корреляция между параметром Грюнайзена и отношением продольной и поперечной скорости звука.

На основании лабораторных исследований структурно-механических свойств керна выявлена их связь с теплофизическими свойствами и эксплуатационными характеристиками скважин нефтяных месторождений. Показано, что термодинамический параметр Грюнайзена можно представить через скорости звуковых волн, таким образом, он может быть определен по акустическим данным.

Влияние условий нестационарной фильтрации на длину рабочей части горизонтальной скважины

*Д.Р. Гильмиев, М.В. Федоров
(ЗАО «ТИНГ»)*

На сегодняшний день актуальность использования горизонтальных скважин с целью увеличения нефтеотдачи не вызывает сомнения. Зачастую бурение горизонтальных стволов оправдано в процессе освоения месторождений, на которых извлечение углеводородов затруднено из-за особенностей пласта или флюида, например из-за высокой вязкости нефти, достигающей на некоторых месторождениях Ульяновской области порядка 300 мПа·с. В таких случаях вопрос об определении главных характеристик горизонтальной скважины стоит особенно остро.

Потенциальный дебит и длина горизонтальной скважины, как правило, являются ключевыми параметрами скважины. Последний параметр выбирается, в частности, в зависимости от экономических показателей и рентабельности добычи. К затратам на бурение горизонтальной скважины относится стоимость проходки. Следовательно, существует такая критическая длина скважины, превышение которой не оправдано с точки зрения рентабельности.

Таким образом, интересен не сам потенциальный дебит скважины, а его зависимость от длины ствола, т.е. определение активного участка длины горизонтальной скважины.

Существующие методики, основанные, как правило, на известных соотношениях, таких как формулы Джоши или Борисова, позволяют определять дебит горизонтальной скважины с некоторыми допущениями. Одним из них является пренебрежение потерями давления в скважине. Такое допущение приводит к тому, что забойное давление по длине скважины остается постоянным, вследствие чего зависимость дебита горизонтальной скважины от ее длины является практически линейной. В работе ставится задача описать систему скважина – пласт, более точно отвечающую физическим условиям, получить методику расчета распределения забойного давления по длине горизонтальной скважины и, как следствие, более точного определения дебита. Данная методика учитывает потери забойного давления по длине горизонтальной скважины, вызванные потерями энергии, затраченной

- 1) на ускорение основного потока по длине участка;
- 2) на обмен импульсом между основным потоком и потоком, поступающим из перфорационных отверстий;
- 3) на преодоление местных гидравлических сопротивлений;
- 4) на преодоление сил трения.

Повышение эффективности разработки залежей нефти 302-303 Ромашкинского месторождения

*А.М. Евдокимов (ОАО «Татнефть»),
А.В. Насыбуллин (ТатНИПИнефть)*

На фоне высокой выработанности подвижных запасов терригенных коллекторов по объектам разработки ОАО «Татнефть» добыча нефти из карбонатных коллекторов все еще незначительна и не превышает 15-16 % в годовом объеме добычи.

Цель работы – повышение эффективности разработки залежей нефти в серпуховско-башкирских отложениях за счет создания и применения ресурсосберегающих технологий добычи нефти, способов эксплуатации скважин и разработки нефтяных залежей.

Карбонатные коллекторы рассматриваемых залежей имеют сложную структуру емкостного пространства пород, обусловленную широким развитием системы трещин, наличием каверн. Природный водонапорный режим залежей 302-303 позволяет по многим скважинам при эксплуатации удерживать динамический уровень в приустьевой части без применения системы заводнения, что отличает залежи от других объектов разработки ОАО «Татнефть». Скважины эксплуатируются при малой депрессии на пласт, но, несмотря на это, в добываемой продукции появляется попутно извлекаемая вода, безводный период эксплуатации большинства скважин длится не более 1-10 мес.

В настоящее время получили широкое развитие новые технологии разработки залежей нефти с карбонатными коллекторами: бурение горизонтальных скважин, зарезка новых стволов в старых скважинах, применение различных химических реагентов для водоизоляции и управления потоками нефти в пласте и др. Новые технологии требуют особого научного подхода как в период их выбора, проектирования, так и в период внедрения в производство.

Экспериментальными работами по форсированному отбору жидкости (ФОЖ) охвачены 69 добывающих скважин. Технология ФОЖ не всегда эффективна вследствие применения одного насоса для отбора жидкости и не обеспечивает разные режимы эксплуатации добывающей скважины без остановки потока жидкости при переходе от режима депрессии к режиму равновесной фильтрации. Для решения задачи оптимизации фильтрационных потоков технология позволяет добывающую скважину с одной колонной НКТ оборудовать двумя насосами разной подачи. В настоящее время проводится испытание технологии в четырех скважинах.

В других предложенных способах эксплуатации скважин и разработки нефтяных залежей снижение обводненности добываемой продукции ожидается за счет временной остановки потока жидкости и выравнивания давления в околоскважинной зоне, организации циклического отбора жидкости и образования обратного конуса нефти.

Предложенные технические и технологические решения позволят сократить энергозатраты на подъем жидкости за счет применения новых режимов эксплуатации скважин, повысить рентабельность скважин на участках с высокой обводненностью добываемой продукции.

Особенности исследования свойств пласта и пластового флюида контактных залежей вязкой нефти

*Д.В. Ефимов, К.В. Литвиненко, В.И. Савицев,
А.К. Макастров, Е.И. Сергеев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Качественный анализ результатов фильтрационных экспериментов и свойств глубинных проб пластовых флюидов является основой для принятия решений при проектировании разработки нефтегазовых месторождений. Данные о свойствах влияют на подсчет запасов углеводородов, определение технологических показателей системы разработки и в конечном счете на экономические характеристики любого проекта.

В случае контактных залежей высоковязких нефтей ситуация осложняется по следующим основным причинам.

1. Из-за технологической необходимости создания депрессии для вызова притока невозможен отбор представительной глубинной пробы пластовой нефти в условиях наличия газовой шапки и малой толщины нефтяной оторочки. Полученный образец нефти является изначально частично разгазированным, что требует особых методик по восстановлению истинных PVT-свойств пластового флюида. Некорректность определения свойств пластовой нефти приводит к ошибкам как при определении запасов, так и при расчете показателей работы добывающих скважин.

2. Высокая вязкость и насыщенность пластовой нефти вызывают возникновение эффекта «вспененной нефти», что находит отражение в фильтрационных экспериментах. Выделяющийся из нефти газ при фильтрации в пористой среде не образует связанной фазы, происходит совместное течение двухфазной смеси с изменением общей сжимаемости, что приводит к сравнительному увеличению проницаемости для нефти и снижению подвижности газа.

3. Значительное содержание нафтеновых и асфальтогеновых кислот обуславливает высокую активность нефти. Это отражается на реологических свойствах системы нефть – вода, возможности образования эмульсий и требует учета при проектировании систем как добычи, так и обустройства еще на предварительном этапе при определении стратегии разработки месторождения.

В данной работе представлен практический опыт решения поставленных задач и определены условия использования результатов исследований при проектировании систем разработки контактных залежей высоковязкой нефти.

Новые возможности программно-аналитического модуля рентгеновской томографии для исследования карбонатных коллекторов

*Е.А. Жуковская, Ю.М. Лопушняк
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

В 2010 г. на вооружение исследовательской базы ТомскНИПИнефти поступил разработанный по техническому заданию института новый программно-аналитический модуль (ПАМ) для компьютерного рентгеновского томографа РКТ-180. Его создание ознаменовало новый этап в использовании рентгеновской томографии для оценки неоднородностей полноразмерного керна – количественной характеристики объектов. Созданный ПАМ является дополнительной многофункциональной надстройкой к имеющемуся программному обеспечению для просмотра томограмм керна.

Возможности ПАМ позволяют работать с тремя разновидностями неоднородностей: трещины, включения (как минеральные, так и пустоты) и прослои. Аналитик сам принимает решение об отнесении неоднородности к одному из трех перечисленных типов. Основным блоком в ПАМ является функциональная «начинка» для работы с трещинами. Определение в породе трещин, как и других неоднородностей, сводится к определению их границ относительно основной массы породы с помощью градиентного фильтра. Упрощенно, элемент керна считается граничной точкой, если в данном месте керна градиент плотности превышает некоторый порог, задаваемый пользователем. Расчет граничных точек по градиенту плотности проводится различными способами, наиболее отвечающими необходимым условиям: ручным, полуавтоматическим либо автоматическим. Наиболее приемлемым является полуавтоматический режим, при котором пользователь может внести необходимые, на его взгляд, коррективы в координаты границ неоднородностей.

ПАМ предоставляет количественную информацию по следующим параметрам: координаты центра масс (X, Y, Z), размеры по осям (L_1, L_2, L_3), угол 1 (Ψ_1) – склонение, угол 2 (Ψ_2) – азимут, плотность, среднее отклонение плотности, раскрытость, площадь, объем, масса. Вывод результатов может осуществляться как графически с помощью диаграмм или графиков, так и экспортом в текстовый файл. В последнем для каждой неоднородности указываются фрагмент карты неоднородностей, глубины в скважине, тип неоднородности и все основные ее параметры. Визуализация керна с выделенными типами неоднородностей может осуществляться как на двумерных срезах (продольный и поперечный), так и в трехмерном представлении с присвоением каждому типу неоднородности определенного цвета.

Впервые новые возможности ПАМ были применены к одному из объектов Восточной Сибири. Основной упор делался на расчет кавернозной и трещиноватой пористости карбонатных коллекторов в пределах разрешающей способности прибора – 0,2 мм в линейном направлении. Задача выделить пористость двух типов (пористость совершенно пустых каверн и трещин и пористость каверн, залеченных галитом) была успешно решена и результаты переданы заказчику.

Комплексное использование технологии ОРЭ при проектировании разработки нефтяных месторождений

*Р.Р. Ибатуллин, И.М. Бакиров,
Р.А. Мусин (ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»)*

Цель данной работы – обоснование комплексного использования технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), которое может быть максимально успешно применено на ранних этапах проектирования разработки месторождений.

ОРЭ объектов разработки через группу скважин – это комплекс геолого-технологических и технических мероприятий, позволяющих воздействовать через скважины на объекты многопластового месторождения.

Комплексное использование технологии ОРЭ (ОРД и ОРЗ) подразумевает не единичное внедрение (одна или несколько скважин), а создание полноценных систем разработки объектов, которые дают возможность сохранять оптимальные показатели эксплуатации каждого объекта.

Принимать решение о совместной эксплуатации пластов с помощью технологий ОРЭ желательно на первых стадиях разработки, ранних стадиях проектирования. Это позволяет экономить значительные средства на бурение, увеличивать текущие дебиты скважин.

Комплексное применение ОРЭ двух объектов позволяет:

- сократить объемы бурения за счет использования стволов скважин для одновременного (совместного) отбора или закачки по разным объектам одной сеткой скважин;
- одновременно эксплуатировать объекты с разными коллекторскими характеристиками и свойствами флюидов в оптимальном режиме;
- повысить производительность и рентабельность скважин за счет оптимизации работы объектов в целом.

Вопрос о комплексном использовании технологии ОРЭ стал актуальным в ОАО «Татнефть» в связи с активным освоением карбонатных коллекторов Татарстана, когда появилось много скважин, пересекающих пласты разных отложений, характеризующихся большим разнообразием свойств пластов и их продукции. При этом принимаются решения о переводе ряда скважин на эксплуатацию с применением технологии ОРЭ, предусматривающие возможность регулирования этого процесса.

Наибольший эффект достигается, когда с помощью технологии ОРЭ подключаются объекты возврата, которые по техническим, технологическим или экономическим причинам нельзя было эксплуатировать как самостоятельным, так и совместным фондом скважин.

При проектировании разработки с использованием ОРЭ удастся учитывать возможность внедрения различных модификаций системы воздействия (совместная закачка – раздельный отбор и др.). При таком подходе можно:

- достигнуть суммы потенциальных возможностей каждого эксплуатационного объекта и их равномерное разбуривание;
- обеспечить рациональное и эффективное использование утвержденных запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов;
- не допустить выборочной отработки, приводящей к потерям балансовых запасов.

Этапы становления и дальнейшие перспективы развития горизонтальных технологий в Республике Татарстан

*Р.Р. Ибатуллин, И.Н. Хакимзянов, Р.Г. Рамазанов,
З.С. Идиятуллина (ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»)*

С целью сохранения высоких темпов развития нефтяной отрасли, оптимизации процесса эксплуатации и повышения степени извлечения нефти из пластов нефтегазодобывающие компании всего мира все более широко применяют многозабойные горизонтальные скважины (МЗГС) – бурение одного или нескольких стволов от одного главного ствола. Около 15 % от более чем 60 тыс. скважин, разбуриваемых ежегодно в мире, являются кандидатами для применения данного способа вскрытия продуктивных пластов.

В настоящее время в практике разработки нефтяных и газовых месторождений мира МЗГС составляют более 20 % общего фонда скважин и обеспечивают до 55 % добычи. Конечный КИН при использовании МЗГС повышается более чем на 7-10 %. В основе современных, применяемых во всем мире способов бурения скважин сложной проводки лежат технологии бурения, разработанные в бывшем СССР в течение последних 60 лет.

Первые семь горизонтальных скважин (ГС) на территории Татарстана были пробурены по инициативе РХ. Муслимова с участием энтузиаста горизонтального бурения А.М. Григоряна в 1977–1978 гг. на Тавельском и Сиреневском месторождениях (НГДУ «Ямашнефть») на кизеловский горизонт турнейского яруса. При этом были достигнуты достаточно высокие технико-экономические показатели. В частности, две ГС на Западно-Сиреневском участке до сих пор успешно работают, третья – переведена в нагнетательный фонд.

Наиболее активно бурение МЗГС началось в 1992-2002 гг. В Татарстане первая такая скважина была пробурена в 1997 г. на Онбийском месторождении (ЗАО «Татех»). Она имеет два горизонтальных ствола, проведенных в отложениях турнейского яруса по разным азимутам. Ее начальный дебит, по предварительным данным, составил более 40 т/сут, в то время как начальный дебит нефти лучшей ГС на этом месторождении составил 11,7 т/сут.

До 1998 г. эффективность МЗГС в целом оставалась невысокой. С приобретением в 1998 г. ОАО «Татнефть» более совершенного навигационного и бурового оборудования было положено начало качественно новому этапу развития горизонтальной технологии, о чем свидетельствуют результаты эксплуатации ГС в последние годы. Объем их строительства в Татарстане, как и во всем мире, с каждым годом увеличивается.

На 01.10.10 г. в Республике Татарстан в эксплуатации находятся 428 ГС, в том числе 76 МЗГС. За 2005-2009 гг. пробурено и введено в эксплуатацию 182 ГС и 62 МЗГС, из которых действующих 178 и 60 со средним дебитом нефти соответственно 8,2 и 9,9 т/сут, по ним отобрано соответственно 1,21 млн. и 0,57 млн. т нефти.

По горизонтам и ярусам МЗГС распределились следующим образом: башкирский – 27, турнейский – 25, бобриковско-радаевский – 17, кизеловский – 4, верейский – 1, тульский – 1.

С 2005 по 2009 г. в Республике Татарстан выполнено более 350 зарезок боковых (БС) и боковых горизонтальных (БГС) стволов, включая нагнетательные скважины. В основном все скважины с БС, БГС восстанавливались из простаивающего фонда скважин.

Анализ эффективности технологий интенсификации нефтедобычи в СП «Вьетсовпетро»

*А.Н. Иванов, А.С. Кутовой, А.И. Щекин,
Нгуен Куок Зунг (СП «Вьетсовпетро»)*

Применение и совершенствование методов интенсификации добычи нефти для условий месторождений Белый Тигр и Дракон осуществляются с учетом текущего состояния разработки этих месторождений, что является особенно актуальным на поздней стадии. Выбор технологий воздействия на призабойную зону пласта требует комплексного технико-экономического анализа их применимости в конкретных геолого-промысловых условиях.

За 2004 – 2008 гг. на указанных месторождениях выполнено 242 скважино-операции по обработке призабойной зоны (ОПЗ) пласта, в том числе 215 в добывающих и 27 в нагнетательных скважинах.

За анализируемый период на месторождениях испытаны и внедрены в промышленных масштабах следующие технологии интенсификации добычи нефти:

- кислотные обработки;
- термохимическое воздействие;
- репрессивно-депресссионное воздействие;
- акустическое воздействие;
- гидравлический разрыв пласта.

Суммарная дополнительная добыча за счет методов интенсификации составила более 900 тыс. т нефти, дополнительная закачка воды – более 370 тыс. м³. Средний коэффициент успешности проведенных ОПЗ составил 70 %, в том числе 67 % по добывающим и 93 % по нагнетательным скважинам.

Отрицательная динамика дополнительной добычи нефти после проведения ОПЗ связана с условиями поздней стадии разработки месторождений, на которой прирост добычи жидкости сопровождается увеличением водонефтяного фактора.

К настоящему времени, как показал анализ, наиболее приемлемыми для месторождений Белый Тигр и Дракон являются кислотные обработки призабойной зоны пласта, гидравлический разрыв пласта, а также комбинированное их применение.

В качестве критерия оценки экономической эффективности анализируемых мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти, принималась величина чистой прибыли на единицу затрат. При оценке экономической эффективности также учитывались вероятность неудачных операций по воздействию на призабойную зону скважин и затраты на их проведение.

По результатам применения методов интенсификации специалистами СП «Вьетсовпетро» с привлечением специалистов сторонних организаций осуществлялись комплексные лабораторные и промысловые испытания различных технологий, таких как методы обработки углеводороднокислотной эмульсией и термохимическое воздействие. Все испытанные технологии имели 100%-ную успешность.

Таким образом, по результатам технико-экономического анализа эффективности проведенных и испытанных мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождениях Белый Тигр и Дракон подобран оптимальный комплекс технологий для дальнейшего их внедрения.

Стационарный мониторинг разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти

*А.И. Ипатов (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
М.Ф. Нуриев (ОАО «Газпром нефть»)*

Для многих многопластовых месторождений России, характеризующихся крайне низкими фильтрационными свойствами нефтеносных пород и в связи с этим трудноизвлекаемыми запасами (например, ачимовские залежи, Приобское месторождение в Западной Сибири и др.), разработка раздельными сетками скважин может быть изначально нерентабельной. В то же время совместная разработка таких объектов не будет считаться легитимной, если на месторождении не организован раздельный непрерывный мониторинг добычи и разработки каждого пласта. Результаты глубинного промыслового мониторинга позволяют организовать научно обоснованный переход на контролируруемую и управляемую многопластовую разработку с увеличением удельного объема добычи не в ущерб эффективности выработки пластов.

Преимуществами данного способа являются кратное уменьшение расходов на бурение, снижение себестоимости добычи нефти, существенное повышение информационного обеспечения для геомоделирования и обоснования геолого-технических мероприятий.

Дистанционный промысловый мониторинг широко востребован и на однопластовых месторождениях, так как позволяет в режиме реального времени достоверно измерять на забое скважин (а не приближенно рассчитывать) забойное и пластовое давления, а также контролировать динамику таких гидродинамических параметров, как скин-фактор, фазовая проницаемость, продуктивность, характер взаимосвязи с соседними скважинами, параметры трещин разрыва пласта и др.

В последние годы на месторождениях ОАО «Газпром нефть» целенаправленно реализовывалась программа оснащения добывающих скважин различными стационарными информационно-измерительными системами (СИИС) с целью обеспечения массового гидродинамического мониторинга добычи и разработки для различных типов залежей. При этом основными объектами внедрения СИИС стали месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.

Внедряемые в компании СИИС можно разделить на следующие основные группы:

- серийные адаптированные к задачам мониторинга контрольные дистанционные датчики давления – температуры, устанавливаемые на приеме ЭЦН (типа Phoenix компании Schlumberger), охват такими СИИС обычно приближается к 100 %;

- стационарные глубинные автономные или дистанционные измерительные модули, устанавливаемые в мандрелях хвостовиков НКТ либо с помощью устройств автоотцепов на «якорях» внутри обсадных колонн под ЭЦН;

- дистанционные модули, измеряющие, помимо давления – температуры, расход и состав потока из пласта, монтируемые в виде «гирианды» на дополнительном кабеле, подвешиваемом под ЭЦН и имеющем телеметрическую связь с силовым кабелем ЭЦН;

- байпасные системы и другое промысловое и геофизическое оборудование, обеспечивающее спуск и перемещение зондов в процессе промыслово-геофизических исследований ниже работающего ЭЦН – в зоне продуктивных перфорированных пластов;

- оборудование, позволяющее при совместной эксплуатации пластов распределять добычу, вплоть до временного отключения из эксплуатации одного из объектов разработки.

Управление добычей в нефтяных скважинах, оборудованных СИИС, обычно осуществляется с помощью систем одновременно-раздельной эксплуатации.

Эффективность применения данного типа систем стационарного мониторинга наиболее наглядно можно продемонстрировать на примере добывающих скважин Южно-Приобского месторождения (диапазон проницаемости пластов от 0,001 до 0,012 мкм²).

Анализ химических процессов в коллекторах на основе доли воды закачки (ПЦД) в подтоварной воде

*О. Ишков, Э. Маккай, К. Сорби
(научно-исследовательская группа FAST, университет Heriot-Watt)*

Время прорыва воды от нагнетательных скважин и последующий рост обводненности являются одними из основных параметров, контролируемых химиками-технологами. После прорыва в скважину закачиваемой воды существенно повышается риск отложения солей и соответственно планируются мероприятия по предотвращению солеотложений. Долю закачиваемой воды в добываемой воде можно установить только по результатам анализа проб последней.

До настоящего времени, однако, мало внимания уделялось применению параметра доли закачиваемой воды, кроме как для мониторинга прорыва закачки. В данной работе предлагаются новые приложения, основанные на определении доли закачиваемой воды в добытой (подтоварной) воде.

Рассчитанную долю закачанной воды можно использовать для:

- 1) быстрого и точного определения времени прорыва закачанной воды и необходимости реализации соответствующих мер для предотвращения осложнений, вызванных выпадением минерального осадка;
- 2) определения ионов, участвующих в геохимических реакциях в пласте; выделения ионообменных реакций;
- 3) определения из какого пласта (пластов) ведется добыча и, возможно, количественной оценки притока из каждого слоя без использования скважинных расходомеров.

Представлены доказательства участия в геохимических реакциях ионов бария, сульфатов и магния по результатам расчета «относительного отклонения содержания ионов» в пробах воды анализируемого месторождения. Проанализирована доля закачиваемой воды в добытой воде, что привело к переоценке состава пластовой воды. В результате было обнаружено, что после повторной перфорации добыча осуществляется из другого интервала.

Опыт применения безглинистых буровых растворов при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин на юрские отложения месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

*Е.Ю. Камбулов, А.Е. Ивахненко (ЗАО «Биотехальянс»),
В.А. Проскурин, К.В. Горев (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)*

В последние годы в компании ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» активно ведутся работы по бурению нефтяных скважин на юрские отложения, которые характеризуются малой проницаемостью (от единиц до 15 мД) коллекторов с глинистостью до 17 %. Залежи в значительной степени неоднородны.

Предварительно проведенные эмпирические расчеты и промысловые данные показывают, что пласты с такими характеристиками наиболее подвержены отрицательному влиянию буровых растворов и их фильтратов. На наш взгляд, к главным факторам, снижающим продуктивность скважин с низкопроницаемыми и высокоглинизированными коллекторами (особенно горизонтальных), относятся: несовместимость фильтрата бурового раствора с пластовым флюидом (водная «блокада»); набухание глинистых минералов коллектора в результате из взаимодействия с буровым раствором и его фильтратом; увеличение зоны фильтрации (R_{ϕ}) в результате действия капиллярных сил и образования микротрещин в коллекторе.

Как показывают исследования, предотвратить или снизить негативное влияние этих факторов при разработке рецептур буровых растворов позволяют следующие мероприятия: ограничение проникновения фильтрата в пласт за счет обработки бурового раствора полимерами, совместимыми с солями пластовых вод; бурение с использованием бурового раствора минимально возможной плотности с сохранением его физико-химических свойств и ингибирующей способности; добавка специальных минерализаторов с целью повышения ингибирующей способности растворов и снижения диспергирования глин продуктивного пласта; использование в составе промывочных жидкостей ПАВ, регулирующих нефтесмачивающую и эмульгирующую способности жидкости.

Специалистами ЗАО «Биотехальянс» разработаны рецептуры безглинистых биополимерных буровых растворов для бурения и вскрытия наклонно направленными и горизонтальными участками скважин продуктивных юрских отложений на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Главными отличиями рецептур, представляемых безглинистых буровых растворов серии «Поли-Дрилл» (для наклонно направленных скважин) и «Био-Дрилл» (для горизонтальных скважин) от применяемых другими компаниями являются: применение производных гидроксипропилацеллюлозы на основе импортных материалов, которые полностью совместимы с солями пластовых вод; использование в рецептуре названных растворов принципов неорганического и органического ингибирования; обработка при вскрытии продуктивного пласта гидрофобизирующими и поверхностно-активными добавками на основе катионно-активных материалов.

С 2007 г. и по настоящий момент компанией ЗАО «Биотехальянс» в рамках сервисного сопровождения буровых растворов на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» только на юрские отложения пробурено с применением указанных растворов более: 50 горизонтальных скважин в условиях пониженных пластовых давлений с протяженностью горизонтальных участков до 1000 м и глубиной до 4500 м; 160 наклонно направленных скважин средней глубиной до 3600 м и отходами от вертикали до 2200 м по разным типам профилей, в том числе S-образным, с использованием долот истирающего типа.

Особенности моделирования гидроразрыва пласта в многоскважинной системе на примере Верхне-Шапшинского месторождения

*Р.Д. Каневская, С.Ю. Жучков
(ООО «НПЦ-РуссНефть»)*

Мировая практика показала высокую эффективность гидравлического разрыва пласта (ГРП), позволяющего увеличить темп выработки запасов и конечную нефтеотдачу низкопроницаемых высокорасчлененных пластов. Поэтому разработка многих месторождений осуществляется с широким внедрением этой технологии. В данной работе приводится описание одного из методов учета трещин ГРП в гидродинамической модели месторождения, а также опыт его применения на реальном объекте разработки.

Рассматривается Верхне-Шапшинское месторождение, которое непосредственно примыкает к уникальному Приобскому месторождению. В качестве основного метода стимулирования скважин на Верхне-Шапшинском месторождении применяется ГРП. Для оценки текущего состояния и определения стратегии разработки была построена гидродинамическая модель, в которой необходимо было учесть технологический режим эксплуатации залежей, в первую очередь широкомасштабное внедрение ГРП.

В данной работе применен разностно-аналитический подход к моделированию, который заключается в сопряжении конечно-разностного решения для пласта и аналитического решения в окрестности трещины. При этом вводится специальная формула притока к скважине, а течение в трещине полагается близким к одномерному. Для сеточных блоков, пересекаемых трещинами гидроразрыва, вводится анизотропия пласта по абсолютной и фазовым проницаемостям. На основе предложенной формулы притока рассчитывается скин-фактор. Данный подход позволяет не измельчать разностную сетку вблизи скважины и достоверно описать поведение потоков в ячейках, содержащих трещину.

Предложенная методика была применена для моделирования Верхне-Шапшинского месторождения. Удалось воспроизвести дебиты и забойные давления после гидроразрыва в добывающих скважинах, смоделировать аномальную динамику роста обводненности в одной из скважин вследствие ГРП и косвенно подтвердить возможность самопроизвольного роста трещин в нагнетательных скважинах.

Такой подход представляется достаточно универсальным, так как допускает использование различных программных комплексов и не требует значительных временных и вычислительных затрат.

Применение полимеров для изоляции водопритока в монолитных пластах на примере Мухановского нефтяного месторождения

Е.В. Кирьянова, Е.В. Долгова (ООО «СамараНИПИнефть»)

Мухановское нефтяное месторождение – одно из крупнейших в Урало-Поволжье. Начальные извлекаемые запасы нефти превышают 100 млн. т. Промышленная нефтеносность приурочена к терригенным отложениям нижнего карбона, верхнего и среднего девона. Все залежи нефти Мухановского месторождения объединены в восемь укрупненных объектов разработки.

Наиболее крупная по запасам нефтяная залежь пласта C_1 (около 40 % НИЗ всего месторождения) введена в эксплуатацию в марте 1953 г., в настоящее время находится на завершающей стадии. С начала разработки по пласту C_1 отобрано 97 % извлекаемых запасов нефти. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,68.

Пласт C_1 представлен относительно однородной и выдержанной толщей песчаников (расчетная пористость равна 2,9). Песчаники имеют линзовидное и полулинзовидное сложное строение, обусловленное частым литологическим замещением и выклиниванием на коротких расстояниях. Пласт характеризуется повсеместным распространением, высокими фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемость – 1,702 мкм², пористость – 20,9 %), практически всюду подстилается водой. Нефть маловязкая – 2,7 мПа·с.

Добывающие скважины, введенные в разработку в 50-х годах, вступали в эксплуатацию безводными. Безводный период добычи изменялся от 1 мес до 10 лет (скв. 7). По мере отбора нефти из пласта вследствие вертикального подъема ВНК скважины обводнялись. Стало целесообразным изолировать нижнюю часть перфорированного интервала пласта. Изоляционные работы начали проводиться с 1967 г. по технологии цементной заливки. Наиболее высокая эффективность наблюдалась в первые 5 лет проведения изоляционных работ. Изоляционные работы продолжались и в последующие годы, но их эффективность постепенно снижалась, сокращалась также продолжительность эффекта.

С середины 70-х годов начался период активного поиска эффективных технологий изоляции водопритока для условий пласта C_1 Мухановского месторождения. Было апробировано более десяти их видов и модификаций.

В представленной работе проанализированы результаты проведения всех изоляционных работ в добывающих скважинах пласта C_1 с начала разработки до настоящего времени. На основе трехмерного трехфазного гидродинамического моделирования процесса фильтрации выявлена динамика продвижения фронта воды. Кроме того, проведен анализ данных промыслово-геофизических исследований скважин: электрокаротажей, термометрии, импульсного нейтронно-нейтронного каротажа, потокометрии.

Наибольшую эффективность показала технология селективной изоляции водопритока с применением ПАА. В результате ее применения было получено до 19,5 тыс. т дополнительно добытой нефти на одну обработанную скважину при снижении обводненности с 58 до 4 % (скв. 104).

Эффективности применения полимеров для селективной изоляции водопритока оценивалась на основе данных о добыче с учетом исследований профилей притока до и после обработки.

В пластах, характеризующихся по геофизическим данным как монолитные, возможность применения полимеров обосновывается возможным наличием в разрезе непроницаемых прослоев, которые не выделяются геофизическими методами исследования, но создают условия для надежной изоляции обводненных прослоев. Естественно, в условиях такой неопределенности должны применяться методы селективной изоляции водопритока.

Моделирование кривых притока – путь повышения качества и информативности их интерпретации

*А.Ф. Ковалев, Г.Д. Лиховол,
Р.А. Шакиров (ЗАО «НТФ ПерфоТех»)*

Получение кривых притока (КП) широко используется в практике гидродинамических исследований малодебитных скважин. В большинстве случаев, однако, обработка этих кривых проводится на основе модели однородного жесткого пласта постоянной толщины и бесконечного простира- ния, продуктивность которого определяется только его проницаемостью. С помощью методов Яковлева, Маскета или Муравьева – Крылова по КП оцениваются пластовое давление и коэффициент продуктивности. Такой подход, дающий удовлетворительные результаты для однородного бес- конечного пласта, совершенно не адекватен пластам, низкая продуктивность которых связана с изменчивостью эффективной толщины, наличием пространственных границ, неравномерностью распространения коллекторов в разных направлениях от скважины и др. Ряд исследователей ошибочно полагают, что модель жесткого пласта дает результаты, не зависящие от предшествующей работы скважины.

Не отрицая возможности применения указанных методов, считаем, что в чистом виде такой под- ход устарел и требует сочетания с методами, основанными на упругом режиме фильтрации. Мы рекомендуем расчет КП по формулам упругого режима для различных условий строения пласта и предшествующей работы скважины, построение для них псевдоиндикаторных линий и других пре- образованных графиков и их сопоставление с фактическими графиками. Нами рассчитаны КП для однородного открытого пласта, пласта, закрытого полностью и частично, пласта с кольцевой зоной неоднородности, пласта с одной и несколькими границами, выклинивающегося пласта, различно- го характера работы скважины до регистрации КП, а также для случаев подключения и отключения в процессе исследования прослоев с равными и разными пластовыми давлениями.

Наличие набора модельных КП в виде псевдоиндикаторных линий и других преобразованных графиков для сопоставления с фактическими способствует реальному пространственному изуче- нию пласта, что собственно является задачей гидродинамического исследований скважин. Проблемой в данном случае может оказаться малая продолжительность исследования (6-12 ч), обычно недостаточная для адекватного изучения малопродуктивных коллекторов. В докладе даются примеры графиков, полученных путем преобразования модельных КП.

Оценка возможности применения термощахтного способа для разработки нефтяных месторождений

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

Промышленная термощахтная разработка в мире ведется только на Ярегском месторождении высоковязкой нефти, расположенном в Республике Коми.

Нефть Ярегского месторождения относится к нафтено-ароматическим. Легкие фракции, кипящие до температуры 200 °С, отсутствуют. Вязкость нефти при пластовой температуре равна 12000-16000 мПа·с, плотность в пластовых условиях – 933 кг/м³, сепарированной – 945 кг/м³. Запасы нефти Ярегского месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых.

Для термощахтной разработки Ярегского месторождения принята подземно-поверхностная система с панельной системой вскрытия шахтных полей. При такой схеме вся система пароснабжения вынесена на поверхность, что позволяет закачивать пар с максимально допустимыми параметрами при термощахтной разработке. Применение подземно-поверхностной системы позволило повысить темпы отбора нефти. За последние 4-5 лет добыча нефти увеличилась от 480 тыс. до 670 тыс. т.

Для разработки нефтяных месторождений термощахтным способом прочность пород должна обеспечивать устойчивость горных выработок, газовый фактор должен составлять 10-15 м³/т, температура пласта – не выше 26 °С.

В настоящее время существует мнение об опасности шахтной разработки и больших затратах на строительство нефтешахт. За более чем 70-летний опыт шахтной и термощахтной разработки Ярегского месторождения не было аварийных случаев, которые привели бы к остановке разработки месторождения.

Для разработки небольших месторождений затраты на строительство нефтешахт могут быть существенно сокращены. Например, диаметры стволов могут быть уменьшены до 2-4 м, протяженность подземных выработок будет небольшой, поэтому мощности вентиляторов, компрессорной, калориферной могут быть существенно уменьшены и затраты на сооружение нефтешахты снижены до 1300-1500 млн. руб.

Протяженность скважин определяется возможностью подземного бурового станка. В настоящее время станок ПБС-2Т способен бурить скважины протяженностью 300 м. В 2010 г. намечены испытания станка VLD-1000 для бурения скважин протяженностью 1000 м и более. Стоимость их бурения увеличится ориентировочно в 3-4 раза, но площадь пласта, охваченная разработкой с одной шахты, возрастет в 4-5 раз. Одной нефтешахтой можно осуществить разработку 148 га площадей при протяженности подземных скважин 300 м и 714 га – при протяженности 1000 м.

Затраты на подготовку указанных площадей по технологии SAGD по сравнению с термощахтной разработкой при протяженности подземных скважин 300 м на 20-30 % выше, а при 1000 м – в 2-3 раза выше. При этом плотность сетки подземных скважин в 20-40 раз выше, чем по технологии SAGD, за счет чего достигаются высокие коэффициенты извлечения нефти (КИН).

При термощахтной разработке достигнут средний КИН, равный 0,54, проектный КИН – 0,571. КИН, превышающий 0,7, достигнут по четырем блокам. Среднее паронефтяное отношение составляет 2,5 т/т.

Разработка методики расчета показателей качества крепления нефтяных и газовых скважин

*С.А. Котельников, М.А. Дюсюнгалиев
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

В настоящее время заключения по данным геофизических исследований по определению качества крепления представляют собой раздробленную информацию, отсутствует единая общепринятая методика расчета обобщенного показателя качества крепления. Вследствие этого возникают спорные ситуации между УБР и НГДУ при сдаче и приемке скважин. Кроме комплексной оценки технического состояния скважин, упрощения взаимоотношений между УБР и НГДУ, разработка методики позволит установить влияние тех или иных факторов на срок эксплуатации нефтяных и газовых скважин, обоснованно планировать сроки ремонтных работ и повысить безопасность эксплуатации скважин. Таким образом, разработка методики расчета показателей качества крепления нефтяных и газовых скважин является одной из актуальных задач в области повышения качества выполняемых работ.

Методика частично включает опыт предыдущих исследователей. Для расчета показателя качества сцепления цементного камня с обсадной колонной принята формула, предложенная специалистами НПО «Бурение», приняты весовые коэффициенты, предложенные специалистами «СевКавГаза», для различных обсадных колонн. Методика основана на формуле Харрингтона с применением функции желательности. Вид и гибкость выбранной функции позволяют учитывать различные проектные требования. Новизна предложенной работы заключается в обобщении всех результатов проводимых геофизических исследований в единый показатель качества технического состояния конструкции скважины. Так как конструкции нефтегазовых скважин, как правило, включают от двух до четырех обсадных колонн и каждая спущенная обсадная колонна является элементом инженерного сооружения, оценка качества конструкции сначала выполняется для каждой колонны отдельно, а затем для всей конструкции в целом. Рассчитываются следующие показатели, характеризующие качество крепления:

- 1) соответствие высоты подъема цемента за обсадной колонной;
- 2) сплошность цементного камня в заколонном пространстве;
- 3) степень центрирования обсадной колонны;
- 4) сцепление цементного камня с обсадной колонной;
- 5) герметичность обсадной колонны;
- 6) герметичность межколонного пространства;
- 7) обобщенный показатель качества u -й обсадной колонны;
- 8) обобщенный показатель качества для всей конструкции скважины.

Применяя данную методику, можно оценить качество выполнения отдельных этапов цементирования и работы в целом, определить методы повышения качества крепления и текущее состояние конструкции скважины.

Модель глушения скважины в неоднородном многопластовом коллекторе

*В.А. Краснов (ОАО «НК Роснефть»),
Е.В. Юдин, А.А. Лубнин (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Предложена полуаналитическая модель глушения скважины, эксплуатирующей многопластовую залежь, произвольным числом циклов. Модель основана на решении уравнений упругой фильтрации в произвольном числе пластов, объединяемых общим давлением на стенке скважины. Считается, что порция жидкости, соответствующая одному циклу глушения, подается в ствол мгновенно, создавая в нем давление, отличающееся от давления в призабойной зоне пласта. Продуктивные интервалы, вскрываемые скважиной, могут иметь различные фильтрационно-емкостные свойства, пластовые давления, а также геометрические характеристики (толщину, размеры) и условия на границах (отсутствие перетока, поддержание постоянного давления). Последнее обстоятельство позволяет моделировать глушение скважин, вскрывающих неоднородные слоистые и расчлененные пласты, оценивать корректность измерения пластового давления по давлению столба закачанной жидкости, рассчитывать динамику межпластовых перетоков в процессе глушения скважины, разрабатывающей многопластовую нефтяную залежь.

Построенная модель использована для оптимизации процедуры глушения с целью минимизации суммарного объема поглощения раствора, с учетом технологических и временных ограничений операции. Методика позволяет определить наилучшие параметры глушения: плотность, объем и время подачи очередной пачки жидкости. Применение модели особенно актуально на многопластовых месторождениях с неоднородным строением коллекторов. Рассмотрено ее использование на примере глушения скважины месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Модели работы скважины для решения задачи идентификации параметров неоднородного пласта по данным эксплуатации

*В.А. Краснов, И.В. Судеев (ОАО «НК Роснефть»),
Е.В. Юдин, А.А. Лубнин (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Наиболее достоверно параметры коллектора (проницаемость, скин-фактор) можно определить по результатам интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). К сожалению, эти измерения проводятся в небольшом числе скважин, так как остановка добывающих скважин крайне нежелательна. Альтернативой проведения ГДИС является использование данных нормальной эксплуатации добывающей скважины – динамики дебита и забойного давления.

Интерпретация результатов ГДИС или данных эксплуатации является параметрической обратной задачей, т.е. для ее решения необходима модель, параметры которой определяются из наилучшего согласования результата расчета с фактическими данными. Используемая модель должна учитывать важные свойства системы: строение пласта и неоднородность коллекторских свойств, соответствующие представлениям об условиях осадконакопления; параметры призабойной зоны; геометрию фильтрационных потоков. При этом важно помнить о неоднозначности решения обратной задачи, а также о том, что сложность модели должна быть согласована с неопределенностью исходной информации.

В данной работе предложены новые численно-аналитические модели системы пласт – скважина, предназначенные для решения обратных задач определения параметров неоднородного пласта по данным эксплуатации добывающих скважин на различных режимах работы (неустановившемся, псевдоустановившемся, установившемся). Предлагаемые модели учитывают различные виды неоднородности, соответствующие разным представлениям о геологическом строении пласта. Приведены пример использования моделей для определения параметров пласта по данным эксплуатации реальной скважины, сравнение результатов, полученных с применением различных моделей. Показана не единственность такого определения с использованием только данных о дебите и давлении в скважине. Обсуждаются способы регуляризации решения обратной задачи: выбор модели работы скважины; привлечение дополнительной информации (замеры газового фактора), данных лабораторных исследований, эксплуатации окружающих скважин. Особенностью предложенных моделей (например, в отличие от численного моделирования) является относительно небольшое число эффективных параметров, описывающих систему, а также быстрота расчетов, что позволяет использовать модели для определения параметров пласта.

Алгоритмы, реализованные на основании результатов, приведенных в представленной работе, применяются в ООО «РН-Юганскнефтегаз» при анализе данных ввода новых скважин в эксплуатацию и прогнозе их дебитов.

Проведение гидropескоструйной перфорации IsoJet с последующим выполнением ГРП в боковых стволах с применением уплотнителя типа «Стингер»

*В.А. Кузнецов, П.С. Бухаров (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
Д.Б. Григоричев (Trican)*

Доклад посвящен анализу гидроразрыва пласта (ГРП) с применением технологии, направленной на сокращение времени проведения ГРП в боковых стволах (БС) многопластовых скважин с использованием ранее успешно испытанного уплотнителя типа «Стингер».

Технология заключается в проведении гидropескоструйной перфорации на гибких НКТ с последующим гидроразрывом через уплотнитель, установленный в верхней части 102-мм хвостовика. Выполнение таких видов работ исключает необходимость повторного глушения и извлечения «Стингера» из скважины между проведениями ГРП на разные пласты, что позволяет значительно сократить сроки, затраты и повысить эффективность последующих работ.

С помощью гидropескоструйной перфорации IsoJet можно последовательно вскрывать множество пластов и проводить их гидроразрыв. Этим достигается экономия массы проппанта на одну скважину. Проппант эффективно расходуется только на расклинивание трещины в проницаемых прослоях. Нет необходимости проводить совместные гидроразрывы на близкостелегающие пласты и использовать проппант для расклинивания глинистых перемычек и непроницаемых прослоев. В среднем экономия на одну скважину с одинаковым числом ГРП достигает 50 %.

На сегодня отработаны две скважины с БС (хвостовик диаметром 102 мм) с уплотнением типа «Стингер» и одна скважина с БС с пакером в основной колонне. Проведены шесть ГРП. Всего отработано 10 скважин, проведены 23 ГРП; «СТОПов» не отмечалось, максимальная достигнутая масса проппанта составила 190 т.

В докладе приводятся детальный анализ выполненных в ООО «РН-Юганскнефтегаз» работ по технологии IsoJet, сравнение с результатами, полученными с применением аналогичных технологий, направленных на сокращение цикла ГРП в многопластовых скважинах. Рассмотрены возможные проблемы и предложены способы минимизации рисков, возникающих при применении технологии.

Варианты применения ГРП в качестве элемента системы разработки в условиях аномально маловязкой нефти объекта Ю₁ Фестивального месторождения при площадном воздействии

А.П. Кутузов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

В работе проведен анализ применения ГРП на Фестивальном месторождении. Показана возможность снижения темпов обводнения, связанных с прорывами нагнетаемой воды в трещину, при разбуривании не вовлеченных в разработку участков объекта Ю₁.

Фестивальное месторождение характеризуется сложным геологическим строением, обусловленным неоднородностью по разрезу, наличием разломов и тектонических нарушений, а также блоковым строением. Запасы нефти относятся к трудноизвлекаемым. Низкая проницаемость, большая средняя эффективная толщина песчаных прослоев, малая вязкость нефти в пластовых условиях и высокая начальная пластовая температура полностью соответствуют критериям применимости ГРП.

Проектный фонд для разбуривания объекта Ю₁ составляет 122 скважины, которые планируется вводить с применением ГРП, осуществляя перевод скважин под закачку после их отработки в качестве добывающих. Поэтому необходимо оценить влияние трещины ГРП в нагнетательной скважине на показатели разработки объекта Ю₁.

На первом этапе на секторной геолого-гидродинамической модели с применением симулятора NGT BOS были рассчитаны следующие варианты ввода проектных скважин:

- 1) ввод всех скважин без ГРП;
- 2) ввод добывающих скважин с ГРП и скважин, предназначенных к переводу под закачку, без ГРП;
- 3) ввод всех скважин с ГРП.

По результатам экономических расчетов лучшим был признан вариант с применением технологии гидроразрыва во всех вновь вводимых скважинах.

На втором этапе для оптимизации рекомендуемого варианта в скважинах, предназначенных к переводу под закачку, было рассмотрено формирование трещин различной полудлины. Показано, что оптимальным вариантом является ввод всех скважин с ГРП с формированием полудлины трещины: в добывающих скважинах – 120 м, в предназначенных к переводу под закачку – 60-80 м.

Черное море: системы разработки глубоководных месторождений, решение сложных задач

*Роальд Т. Локкен
(«ЭксонМобил Девелопмент»)*

За последние 50 лет в морской нефтяной и газовой промышленности был создан широкий спектр технологий, успешно использующихся в различных районах мира для разработки месторождений на больших глубинах моря – до 2500 м. Для успешной разработки решающее значение имеют выбор наилучшей системы разработки для конкретного месторождения и безупречное исполнение проекта разработки.

Рассматриваются глубоководные системы добычи, подходящие для использования в Черном море, описываются ключевые параметры, влияющие на выбор системы, и место Черного моря в рамках данных ограничений. Для района Черного моря важными факторами являются гидрометеорологические условия, глубина моря, химический состав морской воды, доступ к экспортной инфраструктуре, а также ограничения на доступ к Черному морю для производителей оборудования на мировом рынке.

Проблемы разработки глубоководных месторождений в Черном море могут быть решены компаниями, которые имеют опыт работы в глубоководных условиях с использованием различных систем по всему миру.

Методика обработки и интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин и их интеграции в геологические модели залежи (пласта) на примере месторождения Чайво Сахалинской области

*Alberto Mendoza, Philippe Gaillot, Duncan Mardon, Jinjuan Zhou,
Pingjun Guo and Scott Wertanen (ExxonMobil Upstream Research Co.),
Hezhu Yin (ExxonMobil Development Co.),
М.Е. Проконец (Эксон нефтегаз лимитед), К.О. Шмыгля (Senergy Ltd.)*

В последние годы значительно увеличилось число месторождений, разбуриваемых и эксплуатируемых горизонтальными или сильно искривленными скважинами. При этом во многих случаях бурение пилотных стволов или вертикальных скважин в непосредственной близости от объектов разработки затруднено или невозможно по техническим или экономическим причинам.

В горизонтальных скважинах, как правило, не проводится отбор керна и комплекс ГИС не может включать специальные методы исследований, такие как высокоразрешающие сканеры и микрометоды. При отсутствии данных ГИС и керна по вертикальным скважинам возникает необходимость использования данных исследования в горизонтальных стволах как для проведения оперативных мероприятий в скважине, так и для интеграции в геологические модели месторождений и в подсчет запасов.

Данные геофизических исследований горизонтальных скважин требуют кардинально новых подходов к их обработке и интерпретации из-за значительных отличий условий проведения ГИС и принципиально разной геометрии системы пласт – скважина по сравнению с вертикальными и наклонно направленными скважинами с углами наклона менее 60°.

Работы в области использования данных геофизических исследований в горизонтальных стволах ведутся довольно давно и имеющиеся методико-аппаратурные комплексы ГИС в процессе бурения широко применяются для геолого-геофизического сопровождения бурения (геонавигации) и проведения качественной интерпретации. Компанией «Эксон Мобил» в течение последних лет осуществлялись научно-исследовательские работы по разработке методических подходов к количественной интерпретации данных геофизических исследований в горизонтальных стволах.

Месторождение Чайво, расположенное на шельфе о. Сахалин, является уникальным в отечественной практике из-за наличия рекордно длинных горизонтальных участков скважин и латеральных отходов забоев. Месторождение разбуривается и эксплуатируется без бурения новых вертикальных скважин, единственным источником геологической информации являются данные каротажа в процессе бурения (LWD). Для использования данных бурения при подсчете запасов по месторождению и оперативной оптимизации процесса его разработки были применены методические подходы, основанные на алгоритмах решения прямой и обратной задач ГИС, а также специальные алгоритмы обработки данных азимутальных замеров ГТК.

Применение новых алгоритмов обработки и последующая количественная интерпретация данных позволили значительно повысить достоверность оценок фильтрационно-емкостных свойств и литологического состава пород на основе результатов геофизических исследований горизонтальных скважин. Рассматриваются принципы и методические подходы, использованные при интерпретации, и результаты их применения при построении геологической модели месторождения.

Повышение информативности и охвата гидродинамическими методами контроля разработки за счет использования телеметрических систем УЭЦН

*В.М. Мешков, А.В. Кулиш
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

Целью данной работы является повышение охвата исследованиями гидродинамическими методами в рамках контроля разработки, в частности, контроля энергетического состояния залежи и динамики продуктивности скважин, за счет использования телеметрических систем (ТМС) в скважинах, оборудованных УЭЦН.

В настоящее время постоянно растет число скважин, оборудованных УЭЦН с ТМС. На ряде месторождений охват добывающих скважин подобными установками составляет 100 %. Встает вопрос об использовании ТМС не только для контроля параметров работы электропогружной установки, но и о применении результатов замера давления на приеме насоса в рамках контроля разработки гидродинамическими методами.

Традиционно контроль пластовых и забойных давлений механизированных скважин, в том числе оборудованных УЭЦН, проводится методами, основанными на прослеживании динамического и статического уровней столба жидкости в затрубном пространстве и последующем расчете давления на плоскость приведения (кровля пласта, ВНК и др.). Погрешность определения давления по данной технологии может достигать 20 %. При этом для проведения исследований необходимо планировать остановку действующей скважины, что снижает темпы добычи нефти, а также увеличивает затраты на работу оператора, исследовательского оборудования и специальной техники.

В процессе эксплуатации месторождения возникают остановки скважин, оборудованных УЭЦН, по различным техническим и технологическим причинам (срыв подачи, периодическая эксплуатация, ремонт нефтегазосборных сетей и др.). Длительность остановок скважин может изменяться от нескольких часов до нескольких суток, а число остановок по месторождению – до 80 в месяц. В связи с этими остановками появляется возможность регистрировать «случайные» КВУ и увеличивать объем исследований по месторождениям без существенных затрат.

В работе проанализирована схема движения информации о параметрах работы УЭЦН. Для повышения технологичности и оперативности обработки результатов гидродинамических исследований на основе замера ТМС реализован ряд рекомендаций: увеличена дискретность передаваемого в БД замеренного давления на приеме насоса; организовано хранение информации в формате «дата – время – давление на приеме насоса»; обеспечена возможность просмотра данного параметра в специализированном интерфейсе по обработке гидродинамических исследований.

Предложенная схема движения и хранения информации по результатам замера давления на приеме насоса по ТМС позволяет оперативно контролировать процесс регистрации КВУ и определять ее оптимальную длительность в режиме реального времени.

Для оценки метода КВУ по устьевым замерам уровня и прямым замерам по ТМС проведены комплексные исследования. Отклонения в расчетах составляют 11 %. Более достоверными приняты значения, полученные по ТМС, с погрешностью измерений 2,5 %.

Использование при контроле разработки результатов замера давления по ТМС позволит существенно повысить объем гидродинамических исследований. Данные по ТМС имеют более точное значение по сравнению с данными, полученными по уровням.

Оперативный анализ достижения целевых прогнозных показателей добычи нефти

*П.С. Михеев, Ф.Ф. Гайсин, С.К. Мухаметдинов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

В работе предложена методика оперативного анализа достижения целевых прогнозных показателей добычи нефти для оценки сроков работы каждой скважины по всем объектам месторождения. Подобная методика особенно актуальна при проектировании разработки многопластовых месторождений с ограниченным фондом скважин, а также при необходимости своевременного формирования системы разработки возвратных объектов для достижения проектного КИН за рентабельный срок.

В методике снижение добычи нефти по скважине рассматривается как геометрическая прогрессия, в результате кратность запасов выражается через процент снижения и длительность разработки. Это позволяет определить условные границы (оптимистическую и пессимистическую) кратности запасов путем подстановки соответствующих значений уменьшения запасов и длительности разработки.

Все значения, которые находятся выше оптимистической границы, показывают, что для данного объекта существует проблема с выработкой всех извлекаемых запасов за заданное время при текущей плотности сетки скважин. Значения ниже пессимистической границы означают, что по данному объекту завышены дебиты или плотность сетки скважин не соответствует данной величине извлекаемых запасов.

Отношение кратности запасов к соответствующей проблемной границе позволяет выявить степень серьезности положения и послужить причиной последующих изменений плотности сетки скважин или переоценки расчетных проницаемостей.

Дискретизация диапазона по длительности разработки между оптимистической и пессимистической границами по кратности запасов позволяет определить адресную длительность эксплуатации каждой скважины для всех объектов многопластового месторождения.

После определения адресных планируемых длительностей работы скважин проводится визуальная поскважинная оптимизация сроков ввода и перевода скважин с помощью созданного программного обеспечения.

Данная методика опробована на Губкинском месторождении, которое относится к многопластовым с трудноизвлекаемыми запасами и сложной разломно-блочной структурой. Общее число залежей составляет около 200. При плотности сетки 25 га/скв фонд составляет около 700 скважин и планируется проведение значительного числа переводов скважин.

Созданная методика позволила решить оптимизационную задачу планирования переводов на Губкинском месторождении с сохранением системы разработки на возвратных пластах и провести корректировку плотности сетки скважин для ряда залежей.

Применение ГРП на поздней стадии разработки меловых отложений ряда месторождений Западной Сибири

*И.Р. Мукминов, И.З. Муллагалли, Р.А. Шаяхметов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
А.Н. Никитин, А.Ю. Блинов (ООО «РН Юганскнефтегаз»)*

В работе предложен новый подход к доразработке месторождений, которые длительное время находятся в эксплуатации и не требуют инвестиций в строительство объектов наземной инфраструктуры.

Объектом исследования явился пласт БС₁₀, который в региональном отношении развит практически на всей территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз». На сегодняшний день доля пласта в накопленной добыче нефти по обществу составляет более 45 %. Таким образом, задача его доразработки является актуальной.

В настоящее время большая часть скважин объекта находится в бездействии, действующий фонд имеет высокую обводненность (более 90 %). В то же время имеются значительные невыработанные запасы – отбор от НИЗ составляет 70 %.

Разработка мероприятий, направленных на восстановление фонда, невозможна без комплексного анализа причин бездействия, включающего анализ выработки запасов, состояния системы разработки и обустройства, оценку технико-экономического эффекта с учетом достижения проектных КИН.

Знание детального геологического строения пласта позволяет выбрать наиболее оптимальные мероприятия по извлечению остаточных запасов и спрогнозировать положительную реакцию скважин на них.

Изменение геологических представлений о пласте БС₁₀ в рамках концепции его клиноформного строения позволило существенно повысить эффективность работы с простаивающим фондом. Основная идея применения ГРП на поздней стадии разработки месторождений в условиях клиноформного строения заключается в том, что рекомендуется проводить операции в зонах выклинивания циклов прослоя. Выявлено, что в условиях длительной разработки остаточные запасы нефти часто приурочены к границам выклинивания циклов, характеризующихся ухудшенными ФЭС. ГРП в добывающих скважинах в сочетании с комплексом мероприятий по изменению направления фильтрационных потоков и управлению заводнением является одной из наиболее эффективных технологий вовлечения таких запасов в разработку и повышения текущего и конечного КИН.

В работе приводится анализ выполненных в 2009 г. ГРП на трех месторождениях (Мамонтовское, Усть-Балыкское, Южно-Сургутское) в соответствии с предложенной стратегией. Данные мероприятия показали высокую технико-экономическую эффективность. По проведенным 172 операциям ГРП получен средний прирост дебита нефти 39 т/сут, что позволило дополнительно добыть 1029 тыс. т нефти.

Оптимизация системы разработки с применением ГРП в условиях ухудшающихся ФЭС коллекторов Приобского месторождения

Т.И. Муллагалиев, Т.С. Усманов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

В работе освещается вопрос оптимизации систем разработки с ГРП для условий ухудшающихся ФЭС пластов Приобского месторождения путем трансформации сеток скважин.

Проблема Приобского месторождения состоит в выходе бурения в краевые зоны с ухудшенными ФЭС коллекторов, где применение существующей проектной обращенной девятиточечной системы с плотностью сетки скважин 25 га/скв недостаточно для интенсивной разработки месторождения и достижения проектного КИН. Интенсификация добычи и достижение КИН возможны за счет увеличения коэффициента охвата $K_{\text{охв}}$.

Увеличению $K_{\text{охв}}$ при трансформации системы разработки способствуют следующие факторы.

1. Применение ГРП. Полудлины трещин ГРП в добывающих скважинах достигают 150-200 м. Вследствие того, что размеры трещин сопоставимы с расстояниями между скважинами, ГРП следует рассматривать как элемент системы разработки.

2. Направление преимущественного развития техногенных трещин, которое перпендикулярно направлению минимального напряжения в пласте и определяется по результатам геофизических исследований (DSI, MDT). Как правило, направление развития трещин ГРП имеет региональный характер.

3. Эффект авто-ГРП, заключающийся в том, что под давлением закачки трещина ГРП в нагнетательных скважинах продолжает увеличиваться в длину (полулина трещин достигает 350-400 м).

Применение ГРП как элемента системы разработки, учет направленности регионального «стресса», а также эффект авто-ГРП позволяют рассматривать скважины как сонаправленные объекты (отрезки) с варьируемыми размерами.

В работе показана возможность увеличения $K_{\text{охв}}$ при формировании рядной системы вдоль направления трещин ГРП путем сближения зон отбора и нагнетания, а также разрежения нагнетательных рядов за счет использования эффекта авто-ГРП с сохранением проектной плотности сетки скважин 25 га/скв. Полученная путем данных трансформаций система названа линейной.

Проведены расчеты на гидродинамическом симуляторе с возможностью физического моделирования геометрии трещин ГРП. Дано экономическое обоснование эффективности линейной системы разработки, выполнен сопоставительный анализ с другими системами разработки. Линейная система обеспечивает прирост КИН, равный 5 %, прирост NPV (НЧДД) – 29 % относительно проектной девятиточечной системы разработки при той же плотности сетки скважин.

Представлены практическая реализация данной системы на опытном участке Приобского месторождения, а также программа исследований для дальнейшего изучения эффективности системы разработки (направления развития трещин ГРП, эффекта авто-ГРП, изменения $K_{\text{охв}}$).

При положительном результате разработки опытного участка линейная система может быть внедрена на всей неразрушенной части месторождения, что позволит прирастить добычу и повысить КИН.

Оценка потенциала не вовлеченных в разработку участков на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»

***В.А. Насыров, С.Р. Нуров, М.Н. Ситицын (ЗАО «ИННЦ»),
И.А. Середа (ОАО «НК «Роснефть»)***

Проведена оценка потенциала ввода в разработку неразрабатываемых участков на месторождениях, эксплуатируемых ОАО «Удмуртнефть». Выявленные участки ранжированы по запасам, степени изученности, совпадению лицензионных границ, проектному фонду скважин, оптимальному виду геолого-технических мероприятий и потенциальному дебиту/приросту добычи нефти. Выполненный анализ является основой для разработки стратегии вовлечения запасов в ближайшей и отдаленной перспективах.

В настоящее время ОАО «Удмуртнефть» разрабатывает 24 месторождения, которые имеют сложное геологическое строение (высокая неоднородность пластов по фильтрационно-емкостным свойствам, наличие газовых шапок, подстилающей воды) и содержат высоковязкие нефти. Большинство из них находится на поздней стадии разработки и, как правило, характеризуется высокими темпами снижения базовой добычи в основном из-за роста обводненности. В связи с этим вовлечение в разработку ранее не охваченных участков является одной из приоритетных задач для нефтедобывающей компании.

Цель данной работы – выявление неразрабатываемых зон на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» и оценка потенциала их ввода в разработку в перспективе.

По результатам проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

1. На месторождениях ОАО «Удмуртнефть» имеются 58 неразрабатываемых участков:
 - 18 % участков будут вовлечены в разработку в краткосрочной перспективе;
 - 42 % участков, по которым предложены адресные мероприятия по вводу их в разработку;
 - на 16 % участков запланированы дополнительные исследования;
 - на 24 % участков требуется получение лицензий.
2. Суммарные извлекаемые запасы нефти неразрабатываемых зон оцениваются примерно в 26 млн. т нефти, что эквивалентно вводу в разработку крупного (для Удмуртской Республики) месторождения.
3. Средний дебит нефти на перспективных участках составляет 7,2 т/сут, жидкости – 10,1 м³/сут.
4. На участках, где нет ограничений по лицензии и природоохранным зонам, в среднесрочной перспективе запланированы следующие мероприятия: бурение новых скважин и БГС/БННС, ПВЛГ/ОРЭ. По результатам данной работы сформирован рейтинг бурения 2011-2030 гг.
5. Наиболее перспективные зоны с начальными извлекаемыми запасами более 500 тыс. т выявлены на Мишкинском, Есенеysком, Киенгопском, Красногорском и Котовском месторождениях.
6. Индекс рентабельности по предварительной оценке составит 1,68.

Проблемы и пути решения метрологического обеспечения петрофизических исследований

Л.В. Обухова
(ООО «НК «Роснефть-НТЦ»)

Петрофизические исследования (ПФИ) образцов горных пород создают информационную основу для интерпретации результатов геофизических исследований при геологическом изучении, разработке и обустройстве нефтегазовых месторождений и охране недр. При этом определяющим фактором является достоверность результатов исследований образцов горных пород, полученных, как правило, в лабораторных условиях при соблюдении требований к их метрологическому обеспечению.

Методики выполнения измерений (МВИ) свойств горных пород разрабатывались в основном до 90-х годов прошлого столетия, их актуализация не проводилась, в них не отражены требования к качеству измерений и методам контроля показателей качества результатов измерений.

В связи с этим петрофизическим лабораториям приходится самостоятельно разрабатывать МВИ применительно к конкретному виду исследований и аттестовать их в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. С учетом того, что государственных стандартных образцов (ГСО) для ПФИ свойств горных пород практически нет, за исключением ГСО пористости и проницаемости для газа (металлические образцы как имитаторы горной породы), требуется определить эталон для контроля при аттестации МВИ.

Аттестацию МВИ можно проводить на рабочих пробах (образцах керна), однако при этом необходимо гарантировать стабильность проб по свойствам в течение всего времени выполнения экспериментов. При этом возникают сложности, обусловленные широким диапазоном свойств горных пород и термобарических условий во время проведения экспериментов.

При подготовке к аттестации МВИ отбирались рабочие пробы – образцы горных пород, с помощью которых проанализировано изменение погрешности результатов измерений при контроле стабильности образца.

В ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» было принято решение об аттестации собственных МВИ. В разработанных МВИ указаны характеристики погрешности измерений и ее составляющих, описана методика контроля качества результатов измерений при реализации ее в лабораторных условиях.

Полученные результаты также свидетельствуют о необходимости проведения совместной работы различных петрофизических лабораторий, результаты которой могли бы способствовать более качественному решению проблем метрологического обеспечения петрофизических исследований в части как разработки и аттестации стандартных образцов, так и разработки и аттестации методик измерений.

Применение химических технологий для оптимизации эффективности системы заводнения участка Крапивинского месторождения

Э.А. Обыскалова
(ООО «Газпромнефть-Восток»)

Заводнение является одной из наиболее важных составляющих процесса нефтедобычи. Обустройство нагнетательных скважин, проводимые в них работы по интенсификации закачки, а также качество закачиваемой в пласт жидкости имеют ключевое значение для успешной эксплуатации нефтяного месторождения, увеличения нефтеотдачи и соответственно прибыли.

Проблемой одного из участков Крапивинского месторождения стала неэффективность сформированной системы ППД: с одной стороны, уменьшение приемистости нагнетательных скважин в процессе эксплуатации и пластового давления по данному участку залежи, с другой, – быстрый прорыв к забоям добывающих скважин воды от нагнетательных скважин после ГРП.

Цель данной работы – оптимизация существующей системы ППД с применением химических технологий, для чего были определены причины низкой приемистости нагнетательных скважин, рассмотрены методы ее увеличения, установлены возможные причины быстрого обводнения ряда добывающих скважин и подобраны потокоотклоняющие реагенты для выравнивания фронта продвижения закачиваемой воды в пласт с учетом минералогических особенностей коллектора.

Снижение приемистости нагнетательных скважин в процессе эксплуатации месторождения свидетельствует об ухудшении проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и увеличении скин-фактора в скважинах. В ходе работы был выявлен источник снижения проницаемости ПЗП нагнетательных скважин в условиях Крапивинского месторождения: недостаточная фильтрация закачиваемой воды. На основании этого стало возможным объяснение причин неудачных кислотных обработок, проводимых ранее на месторождении, и предложено решение: кислотная обработка с оптимальным дизайном для условий Крапивинского месторождения с целью восстановления проницаемости ПЗП нагнетательных скважин.

Кроме того, были определены причины быстрого обводнения добывающих скважин – прорывы воды к их забоям по высокопроницаемым прослоям и трещинам ГРП, а также обнаружен источник подобного обводнения с помощью проведенного шестикомпонентного анализа подтоварной воды и анализа данных ПГИ. Для уменьшения влияния негативных последствий преждевременных прорывов воды было предложено использование потокоотклоняющих реагентов с учетом особенностей минерального состава коллектора Крапивинского месторождения. При закачке подобные составы в первую очередь поступают в наиболее проницаемые, а следовательно, промытые интервалы, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков в пласте и вовлечению в разработку ранее слабодраженируемых зон пласта.

В данной работе представлена оптимизация существующей системы ППД Крапивинского месторождения с использованием химических технологий и предложены:

- оптимальный дизайн кислотной обработки нагнетательных скважин с учетом факторов, ранее снижавших ее эффективность;
- потокоотклоняющие реагенты для выравнивания профиля фронта продвижения закачиваемой в пласт воды.

Кроме того, даны рекомендации по повышению качества подготовки закачиваемой воды и включению в ее состав неорганических добавок, способствующих стабилизации глин в пласте.

Определение степени достоверности измерений сопротивлений низкоомных коллекторов (Западная Сибирь)

*А.С. Ошлакова, Л.А. Суржанская
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

Рассмотрена проблема низкоомности коллекторов. Низкоомным называют пласт, при оценке нефтеносности которого по стандартной методике интерпретации результатов геофизических исследований скважин возникают несоответствия расчетного коэффициента нефтенасыщенности, полученного по геофизическим данным и данным опробования пласта. Такие коллекторы распространены на многих месторождениях Западной Сибири: Катъльгинском, Онтонигайском, Западно-Катъльгинском, Первомайском, Оленьем и др. Определение характера насыщения этих коллекторов значительно затруднено из-за их неоднозначной промыслово-геофизической характеристики.

Исследования выполнены на примере Катъльгинского месторождения, расположенного в центральной части Каймысовского свода. Здесь определение коэффициентов нефтенасыщенности низкоомных пластов по данным геофизических исследований скважин представляет наибольшие трудности.

Цели исследования:

- сравнительный анализ определения сопротивления низкоомных коллекторов различными способами;
- оценка фильтрационно-емкостных и эксплуатационных параметров: эффективных толщин нефтенасыщенных пластов; коэффициентов глинистости; коэффициентов нефтенасыщенности, определяемых при интерпретации геофизических исследований скважин; коэффициентов продуктивности, полученных по данным опробования;
- сопоставление результатов интерпретации данных промыслово-геофизических исследований по контролю разработки месторождений с геофизическими данными, полученными в открытом стволе; сравнение коэффициентов глинистости работающих толщин низкоомных и типичных коллекторов.

В результате выполненных исследований выявлено, что методики определения не влияют на величину сопротивления. Результаты расчетов сопротивлений сводятся к следующему: низкоомные коллекторы обладают средними значениями параметров зоны проникновения между нефтенасыщенными и водонасыщенными коллекторами, и при интерпретации в различном соотношении данных электрических методов (бокового каротажного зондирования, индукционного, бокового каротажа, высокочастотного изометрического каротажного индукционного зондирования) получены близкие значения сопротивлений как низкоомных, так и типичных коллекторов.

Низкоомные коллекторы по сравнению с типичными имеют более низкую пористость и значительную глинистость, содержат пластовую воду минерализацией от 34 до 40 г/л, представлены меньшими эффективными нефтенасыщенными толщинами.

Таким образом, несмотря на более высокие коэффициенты глинистости низкоомных коллекторов, притоки из них не отличаются от притоков из типичных пластов. Установлено, что главным фактором, контролирующим сопротивление низкоомной части разреза, является глинистость, что обусловлено электрической проводимостью глинистых минералов.

Гравийный фильтр для скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения

*А.В. Пивкин (ООО «РН-Краснодарнефтегаз»),
А.Е. Кучурин (ООО «НК «Роснефть-НТЦ»)*

Необходимость применения недорогих и эффективных методов защиты скважин от вредного влияния песка привела к созданию значительного числа разнообразных фильтров и технологий крепления призабойной зоны пласта. Песок, выносимый из пласта, образует песчаные пробки в стволе скважины, нарушает нормальную работу скважинного оборудования и является основной причиной отказа глубиннонасосного оборудования на Анастасиевско-Троицком месторождении.

Проволочные и сетчатые фильтры эффективно применять в скважинах, пробуренных на пласты, сложенные хорошо отсортированным песчаником. В скважинах, эксплуатирующих рыхлые, слабосцементированные пласты, сложенные неотсортированным мелким песком, используются технологии крепления призабойной зоны пласта для предотвращения выноса песка.

В данной работе рассмотрены факторы, приводящие к выносу песка из призабойной зоны пласта, и возникающие при эксплуатации скважин проблемы. Выполнен анализ керна, определены его характеристики, коэффициенты отсортированности и однородности. Проведен подбор оптимального типоразмера проппанта для гравийной набивки и ширины щели фильтра для условий Анастасиевско-Троицкого месторождения.

Рассмотрены методика подбора и опыт применения способов крепления призабойной зоны пласта на этом месторождении:

- с помощью гравийной набивки с последующей установкой извлекаемого фильтра без пакера (функцию пакера выполняют гидравлические сопротивления между корпусом фильтра и колонной обсадных труб), не позволяющей пластовой жидкости попасть в скважину, минуя фильтрующий элемент;

- с помощью гравийной набивки, закрепленной в пласте установкой извлекаемого фильтра с пакером.

Конструкции фильтров позволяют извлекать их при проведении ремонта в скважине, а гравийная набивка представляет собой определенный типоразмер проппанта.

Потенциал применения приведенных способов охватывает все скважины нефтяных месторождений, аналогичных Анастасиевско-Троицкому, с рыхлыми и слабосцементированными пластами, сложенными плохо отсортированным песчаником.

Применение данных способов позволит улучшить технико-экономические показатели эксплуатации скважин.

Применение комплексного подхода для моделирования трещиноватых карбонатных пластов Западной и Восточной Сибири

О.В. Пунус (Schlumberger DCS)

Трещиноватые пласты являются одними из наиболее сложных объектов для изучения их геологического строения и построения геологических моделей. Главная проблема здесь заключается в том, что при применении стандартных методик интерпретации и моделирования возникают существенные трудности при решении стандартных задач, таких как 1) выделение продуктивных интервалов в скважинах и их количественная оценка по результатам ГИС; 2) прогноз и моделирование коллекторских свойств в межскважинном пространстве. Эти задачи могут быть решены путем применения современных методик моделирования в рамках комплексного мультидисциплинарного подхода.

Одним из примеров сложных трещиноватых коллекторов является палеозойский продуктивный комплекс Западной Сибири. В последние годы бурение на отдельных месторождениях с палеозойскими коллекторами доказало, что на таких объектах может быть получен высокий дебит скважин. Однако следует подчеркнуть, что палеозойские коллекторы имеют очень сложное строение. Наряду с возможностью получения высокого дебита существует высокая степень риска получения «сухих» скважин. Таким образом, планирование разведки и разработки палеозойских объектов должно сопровождаться детальным геологическим изучением с применением современных методик анализа и моделирования.

Другим примером высокоперспективных объектов с трещиноватыми коллекторами является рифейский комплекс месторождений Эвенкии в Восточной Сибири. Основные залежи нефти здесь сконцентрированы в трещиноватых карбонатных породах рифейского возраста. Образование рифейского комплекса представляют собой складчатую толщу, которая значительно эродирована в верхней части и под различными углами выклинивается на предвдвское угловое несогласие, основной тип коллекторов – трещинно-каверновый.

В данной работе на примерах двух месторождений Западной Сибири и одного Восточной Сибири продемонстрированы методики и результаты применения комплексного подхода к моделированию трещиноватых коллекторов.

По методикам моделирования подробно рассмотрены две наиболее общепринятые: CFM (Continuous Fracture Modeling) и DFN (Discrete Fracture Networks). По методу CFM моделирование трещиноватости проводится через распространение значений интенсивности трещиноватости в ячейках модели. Такой вид моделирования обычно применяется для: 1) построения упрощенных моделей при отсутствии достаточного объема информации о геометрии трещин по данным микроимиджеров; 2) создания модели с целью определения пространственных трендов распространения трещиноватости, на которые затем настраиваются модели плоскостей трещин DFN.

Технология DFN позволяет проводить детальный анализ информации о трещиноватости и на основе полученных выводов имитировать реальную трещинную среду, создавая плоскости трещин в программном комплексе. По полученной модели трещин затем рассчитываются коллекторские параметры резервуара для использования в гидродинамическом моделировании. Для работы методом DFN необходимы данные о плотности, ориентации, размерах и раскрытости трещин. Эти параметры могут быть получены по результатам интерпретации данных пластовых микроимиджеров.

Применение указанных методов в рамках комплексного подхода на вышеупомянутых месторождениях позволило решить такие практические задачи, как: 1) размещение скважин в благоприятных зонах с высокой концентрацией трещиноватости; 2) оценка анизотропии пласта и оптимизация траекторий ГС; 3) подбор оптимальных режимов эксплуатации пласта.

Методы изоляции газа при разработке нефтегазовых месторождений

*А.Ю. Пресняков, В.А. Стрижнев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
В.И. Никишов (ОАО «НК «Роснефть»)*

Для решения данной проблемы разработаны и испытаны технологии ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК) в интервале газовых пластов и заколонной циркуляции (ЗКЦ) газа. Определяющим фактором при разработке технологии изоляции является создание на пути движения газа в ствол скважины непроницаемого газоизолирующего экрана, обеспечивающего выполнение следующих условий:

- прочностные характеристики экрана должны превышать критический градиент давления, при котором происходит вынос или разрушение тампонажного состава;
- для исключения последующего разрушения во времени газоизолирующий экран должен быть не проницаемым для газа;
- тампонажные составы, применяемые для создания экрана, должны отличаться регулируемыми свойствами и образовывать прочную структуру во всем объеме;
- должна обеспечиваться технологичность на всех этапах проведения работ.

Для скважин ООО «РН-Пурнефтегаз» одной из проблем является восстановление целостности ЭК при проведении ремонтно-изоляционных работ в интервале газовых пластов. Для изоляции газа предлагается на первом этапе закачивать вязкоупругие гелеобразующие составы на основе водорастворимых полиакриламидов и сшивателя для пластовых температур до 80 °С. Испытания данной технологии проведены в шести скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз», дополнительная добыча нефти составила 5,4 тыс. т.

В скважинах Киенгопского месторождения ОАО «Удмуртнефть» опробована технология изоляции ЗКЦ газа с использованием в качестве тампонажного состава кремнийорганического материала АКРОН. Продуктивные пласты месторождения характеризуются высокой расчлененностью, по многим скважинам установлены перетоки газа из близкорасположенных вышележащих газовых пластов. Особенность предлагаемой технологии заключается в том, что на первом этапе с целью создания в прискважинной зоне непроницаемого экрана в газовый пласт закачивается 5-6 м³ состава АКРОН, затем проводится его докрепление цементным раствором.

Технология апробирована в четырех скважинах ОАО «Удмуртнефть», дополнительная добыча нефти составила 1,5 тыс. т.

Определение невыработанных интервалов пластов комплексом ядерно-физических методов ГИС

А.А. Райкова, Д.С. Михальченко (ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Обеспечение эффективной и полной выработки запасов является важной задачей при разработке месторождений. Для поиска и оценки невыработанных интервалов существуют различные методы. Наиболее достоверными представляются методы промыслово-геофизических исследований обсаженных скважин, так как они позволяют анализировать текущее состояние пласта после продолжительной добычи. К ним относится комплекс ядерно-физических методов (ЯФМ), позволяющий определять текущую насыщенность пласта.

Целью работы является анализ результатов проведения комплекса ЯФМ на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК, который направлен на поиск и оценку невыработанных интервалов. Показана необходимость его использования при планировании геолого-технических мероприятий (ГТМ). Данный комплекс методов применялся на многопластовых месторождениях, находящихся на третьей стадии разработки (Советском, Вахском, Нижневартовском, Северном и др.). Наиболее актуально и оправданно применение ЯФМ ГИС для мониторинга выработки запасов на месторождениях, находящихся в длительной разработке и имеющих многопластовое строение.

Комплекс ЯФМ, применяемый на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК, включает в основном углеродно-кислородный каротаж (С/О каротаж) и спектральный гамма-каротаж (СГК). В комплекс исследований входят также импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК), гамма-каротаж (ГК).

Комплекс ЯФМ ГИС проводится перед выполнением различных ГТМ, таких как перевод на выше- и нижележащие горизонты, приобщение пласта, дострел части пласта и др. К сожалению, данные геофизические исследования выполняются нерегулярно и в отдельных скважинах. Таким образом, отсутствует системный подход к выполнению исследований и обобщению накопленных геофизических данных. В ОАО «Томскнефть» ВНК выполнены 134 исследования в 130 скважинах на восьми месторождениях.

В качестве примера рассмотрено Советское месторождение Томской области, на котором с 2006 г. проведены 52 исследования (49 скважин), 52 % исследований выполнено в 2009 г., 35 % – в июле 2010 г. Только по 21 скважине Советского месторождения (43 % скважин с исследованиями) можно оценить работу скважины после исследований. ЯФМ ГИС показали хорошие результаты при определении текущего насыщения. Удалось выявить невыработанные интервалы пластов, провести запланированные ГТМ, что дало дополнительную добычу нефти, равную 150 тыс. т. Положительный эффект от применения комплекса заключается в отказе от затратных и неэффективных запланированных ранее ГТМ. Причины непроведения ГТМ различны: от выявленных в результате промыслово-геофизических исследований негерметичности эксплуатационной колонны до низких фильтрационно-емкостных свойств пласта, но основная причина – прорывность пласта (по результатам исследований).

Таким образом, комплекс ЯФМ, проводимый в обсаженных скважинах, дает необходимую и ценную информацию о текущем состоянии пласта. При его применении можно оценить выработанность интервалов, а следовательно, получить дополнительные возможности для разработки, это способ сохранить скважину и получить из нее дополнительную добычу, а также прирастить запасы за счет поиска (выявления) пропущенных залежей углеводородов.

Влияние различных геолого-технологических факторов на характер расформирования нефтяной оторочки

*И.В. Рощина
(ОАО «Газпром промгаз»)*

Нефтяные оторочки нефтегазоконденсатных залежей относятся к объектам с трудноизвлекаемыми запасами. Известно, что наибольший КИН достигается при упреждающей разработке нефтяной оторочки с разными вариантами поддержания пластового давления.

В нашей стране имеются нефтегазоконденсатные залежи, которые в 70-80-х годах прошлого столетия начали разрабатываться в режиме истощения пластовой энергии, т.е. осуществлялся отбор газа и конденсата из газоконденсатной части пласта без отбора нефти или при минимальных и отсроченных во времени отборах нефти. К сожалению, такая система разработки сохраняется до настоящего времени. В оправдание обычно утверждается, что сейчас запасы нефтяных оторочек являются расформированными, поэтому разрабатывать их нецелесообразно.

В современных публикациях отсутствуют исследования, посвященные вопросам расформирования нефтяных оторочек при разработке газовой шапки нефтегазоконденсатных залежей в режиме истощения пластовой энергии. Поэтому данная проблема нуждается в исследованиях. В частности, при возникшем у недропользователей желании приступить к разработке нефтяной оторочки необходимо иметь представление о ее реальной текущей объемной конфигурации.

В докладе на модели, максимально приближенной к реальным условиям нефтегазоконденсатной залежи, изучаются изменения, происходящие с объемной конфигурацией нефтяной оторочки при опережающей выработке запасов газовой шапки, а также исследуется влияние слоистой неоднородности (наличия высокопроницаемого прослоя в разрезе пласта) на эти изменения. Процессы расформирования запасов нефти анализируются на качественном уровне – в терминах смещения средних уровней ГНК и ВНК при снижении давления в газоконденсатной части.

Знание тенденций, происходящих в газо-, нефте-, водонасыщенных зонах в результате отбора газа, позволит подобрать адекватные технические и технологические решения применительно к добыче нефти из нефтяных оторочек.

Проблема образования конденсатных банок и их влияние на работу скважин

*К.В. Рымаренко, М.Т. Нухаев, Б. Тювени,
В.Ю. Афанасьев (Schlumberger)*

Целью работы является получение более точной характеристики работы добывающей скважины газоконденсатного месторождения. Формулируются проблемы образования конденсатных банок, рассматривается их влияние на работу скважины и оценку показателей ее эксплуатации и свойств пластового флюида в процессе исследований. Приводятся результаты газоконденсатных исследований с применением технологии многофазной расходомерии. Полученные результаты проверяются численным моделированием процессов, протекающих в призабойной зоне пласта во время испытаний.

Многофазная расходомерия признана во всем мире как передовая технология измерения потоков нефти, газа и воды без предварительной сепарации. Во многих случаях она дает более точное представление о неустановившихся течениях и позволяет получить более точную информацию о дебитах скважин, особенно при испытании скважин на месторождениях тяжелой нефти или газоконденсатов, где использование традиционных методов исследований осложнено проблемами разделения фаз. Применение описываемых методов исследования позволяет значительно усовершенствовать процессы испытаний в сложных условиях, например в условиях Крайнего Севера.

В докладе представлены некоторые особенности моделирования процессов, протекающих в призабойной зоне пласта газоконденсатной скважины. Приведены особенности построения гидродинамической модели, ее сетки, выбора основных параметров при моделировании газоконденсатных исследований. Даже на упрощенной модели выявляются не изученные ранее эффекты поведения газоконденсатной залежи в призабойной зоне, подтверждаемые результатами газоконденсатных исследований при помощи многофазных расходомеров. Результаты отражают неоднородное поведение конденсатногазового фактора в процессе образования и последующего развития конденсатной банки в призабойной зоне пласта.

Полученные результаты дают основание пересмотреть традиционные методы испытаний газоконденсатных скважин, внести поправки в методы оценки стабилизации работы скважин и вывода их на режим, а также в методы оценки продуктивности скважин и конденсатного фактора газа исследуемой залежи. В процессе моделирования был проведен анализ чувствительности модели к различным параметрам пласта и флюида. Результаты моделирования дополнены данными исследований. Представленные сведения являются наиболее полными и точными с точки зрения характеристики призабойной зоны с высоким разрешением по дебитам и времени, когда-либо полученными в подобных условиях.

Газоконденсатные залежи являются очень сложными объектами разработки. Правильное понимание свойств коллектора и флюида на самом раннем этапе разработки является определяющим фактором успешности реализации газоконденсатных проектов. Правильные методики испытаний скважин и применение адекватных приборов могут гарантировать получение корректных свойств флюидов и параметров работы скважины.

Межпластовая эксплуатация УЭЦН с целью достижения целевого забойного давления в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

К.В. Савриков
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

В настоящее время для расчета целевого забойного давления (минимально возможного забойного давления, при котором возможна устойчивая работа скважинного оборудования) при эксплуатации нескольких пластов одной скважиной используется размер верхних отверстий перфорации верхнего пласта. При этом не учитывается, что расстояние между верхним и нижним пластами может достигать 150 м и более и основной приток по многим многопластовым скважинам происходит из нижних пластов. Это позволяет дополнительно снизить забойное давление за счет заглубления УЭЦН. Возможность заглубления насоса особенно важна при ограничении подвески УЭЦН в связи с превышением интенсивности набора кривизны выше регламентной при обычной эксплуатации скважины. В этом случае, руководствуясь требованиями Регламента ООО «РН-Юганскнефтегаз», насос располагают намного выше пласта, что не позволяет снизить забойное давление до целевого и достигнуть потенциала скважины.

Цель данной работы – показать возможность и целесообразность размещения УЭЦН ниже верхнего пласта, что позволяет увеличить отборы жидкости из многопластовых скважин.

Техническая возможность такой межпластовой эксплуатации доказана успешным ее применением в пяти скважинах Приобского месторождения.

Перспективы применения:

- 1) Приобское месторождение – около 300 скважин с оценочным приростом дебита 900–1200 т/сут;
- 2) Мало-Балыкское месторождение – около 50 скважин с оценочным приростом дебита 130–150 т/сут;
- 3) Южно-Сургутское месторождение – около 70 скважин с оценочным приростом дебита 140 т/сут.

Предложенный метод позволяет увеличить отбор жидкости из скважины за счет снижения забойного давления, одновременно исключив вредное влияние газа на приеме насоса благодаря увеличению давления на приеме УЭЦН.

Об ограничениях и возможностях применения дифференцированного налогообложения для повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти

*А.Е. Сапожников, Е.В. Коробейникова,
А.А. Фомина (ЗАО «ИННЦ»)*

В настоящее время на балансе нефтегазодобывающих предприятий находятся запасы нефти, выработка которых нерентабельна по разным причинам (административно-географическим, геолого-физическим, технологическим и др.). Несмотря на возможность применения дифференцированной ставки НДС, необходимость которой доказывали ведущие ученые и специалисты нефтяной промышленности, налоговые льготы для недропользователей практически недоступны. Одной из основных причин этого является слабая связанность фактических проблем разработки месторождений и утвержденного КИН. Процедура утверждения КИН, обусловленная действующим МР на составление ТЭО КИН, «сглаживает» имеющиеся проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и практически исключает возможность применения дифференцированной шкалы ставки НДС, предусмотренной действующим Налоговым кодексом. На примере одного из месторождений Удмуртской Республики, разработка которого в настоящее время нерентабельна, рассмотрена возможность увеличения дохода недропользователя и государства, повышения КИН, если конечный КИН будет отражать геологические и технологические причины нерентабельности.

Исследование необходимости учета неньютоновских свойств нефти при проектировании разработки месторождений с нефтью повышенной и высокой вязкости

*А.Е. Сапожников, Д.М. Оленчиков,
А.Е. Муравьев (ЗАО «ИННЦ»)*

Известно, что нефть с высоким содержанием асфальтенов или парафинов обладает неньютоновскими свойствами. При низких градиентах давления в ней образуются структуры, которые значительно увеличивают вязкость нефти. При формировании элементов разработки неизбежно образуются зоны с низкими градиентами давления и соответственно высокой вязкостью нефти. Тем не менее при проектировании разработки этот эффект, как правило, не учитывается. Возникают следующие вопросы:

- насколько сильно неньютоновские свойства нефти влияют на начальные дебиты;
- насколько значительно неньютоновские свойства нефти влияют на КИН;
- в каких случаях влиянием неньютоновских свойств можно пренебречь.

Для ответа на данные вопросы были выполнены расчеты на тестовых гидродинамических моделях с учетом и без учета влияния неньютоновских свойств. Моделирование влияния этих свойств выполнялось в Tempest More 6.6.

Метод фациального моделирования Multipont Statistics в ПК RMS 2010: возможности, ограничения и особенности реализации

*Г.Г. Саркисов, А.А. Сунгуров,
Е.В. Спунгина (Rohar)*

Из всех методов трехмерного фациального моделирования наибольшую популярность в России приобрел метод индикаторного моделирования SIS (Sequential Indicator Simulation). Этот метод относится к группе «пиксельных» и обладает преимуществами (быстрота при высокой плотности сетки скважин, простота и объективность задания входных данных), которые позволяют эффективно применять его для моделирования крупных и гигантских месторождений с высокой плотностью сетки скважин.

Метод Multipoint Statistics (MPS) во многом «наследует» преимущества SIS, но для задания размеров и формы осадочных тел вместо моделей вариограмм использует обучающие изображения. Эта особенность позволяет строить более реалистичные фациальные модели в случаях, когда форма осадочных тел существенно отклоняется от эллипсоида (подразумевается в SIS). Наиболее яркий пример таких отложений – меандрирующие русловые каналы. При этом MPS сохраняет основное преимущество SIS – эффективность при высокой плотности сетки скважин.

Метод известен достаточно давно, однако его широкому применению мешало отсутствие реализации в распространенных программных комплексах геологического моделирования. Рассмотрены особенности реализации метода MPS в ПК RMS 2010 компании Rohar. Обсуждаются преимущества и недостатки метода, приводятся примеры его применения, а также рассматривается ряд расширений/усовершенствований метода:

- повторное моделирование ячеек при отсутствии сходимости;
- точное воспроизведение заданной доли пород в каждой реализации;
- сглаживание и удаление шумов;
- локальное обновление.

Последние результаты полученные методом MPS, показали что для многих обстановок осадконакопления его применение может существенно улучшить качество получаемых моделей по сравнению с индикаторным методом при сопоставимой скорости вычислений.

Анализ результатов разработки месторождения с использованием горизонтальных скважин

А.А. Семёнов
(ЗАО «Ванкорнефть»)

Ключевым фактором успеха в процессе разработки нефтяного месторождения являются полнота и высокое качество информации о пласте. Используя данные из различных источников, инженер-разработчик создает целостное представление, которое реализуется в виде набора моделей изучаемого месторождения. Начальный этап разработки месторождения при эксплуатации на истощение позволяет получить множество данных, которые коренным образом меняют представление о пласте, полученное до ввода месторождения в эксплуатацию. В настоящее время в России имеется небольшой опыт использования горизонтальных скважин с начала разработки, потому подходы к анализу работы горизонтальных скважин развиты недостаточно.

Реализация корректных замеров многофазного потока на устье добывающих скважин дает возможность получить расходы нефти, газа и воды по скважине. С использованием идентификационных моделей притока к горизонтальному участку и уравнения материального баланса для зоны дренирования с помощью минимизации функционала невязки фактического дебита с модельным можно получить характерный размер зоны дренирования горизонтальной скважины. Это дает возможность оценить размер пласта, вовлеченного в разработку по текущей сетке скважин.

Используя одновременно с устьевой замерной установкой глубинный манометр в фонтанирующей скважине или данные телеметрии с приёма ЭЦН, замеряют давление в «пятке» работающей горизонтальной скважины. После проведения таких исследований на различных режимах работы ряда скважин были получены индикаторные кривые для горизонтальных скважин, дренирующих различные пласты. Приведение их к безразмерным координатам позволило использовать данные кривые для прогноза режимов работы новых скважин на различных депрессиях.

На основе материалов геофизических исследований скважин (ГИС) в горизонтальном стволе выделяются интервалы притока нефти, газа и воды. Сравнение с модельным распределением притока вдоль горизонтального ствола позволило выбрать модели для описания притока с единицы длины горизонтального участка на основе данных ГИС в процессе бурения.

Одним из ключевых параметров, характеризующих скорость образования конусов воды и газа, является анизотропия проницаемости пласта. С помощью корректных математических моделей интерпретации КВД и мини-КВД (испытатель пласта на буровых трубах) были выделены режимы сферического притока, на основе интерпретации которых получены коэффициенты анизотропии для исследований различных масштабов.

Весь набор рассмотренных исследований и подходов к интерпретации данных в горизонтальных скважинах позволяет определить ключевые параметры: пластовое давление, вертикальную и горизонтальную проницаемости, распределение притоков флюидов вдоль горизонтального ствола, объем дренирования скважины.

Опыт применения инновационного подхода к наклонно направленному бурению сложных горизонтальных скважин

*И.В. Сидоров, С.А. Назаров (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»),
Д.Н. Бочкарев, Д.А. Юрьев (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)*

Использование метода наклонно направленного бурения при освоении шельфового месторождения Одопту-море позволило ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» первым начать промышленную эксплуатацию нефтегазовых запасов шельфа Сахалина. За 12 лет на Северном куполе месторождения были построены 33 скважины однозабойной конструкции с углом отклонения от вертикали 80-88°, что соответствует мировому уровню. Накопленный в ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» опыт бурения наклонно направленных скважин с берега в настоящее время широко используется в рамках проекта «Сахалин 1».

Длительная эксплуатация скважин подтверждает высокий профессионально-технический уровень крепления скважин. Освоение месторождения Одопту-море (Северный купол) путем бурения наклонно направленных скважин с берега позволило ОАО «РН-Сахалинморнефтегаз» нарастить годовую добычу до 798 тыс. т и поддерживать уровень добычи в целом по предприятию, эксплуатирующему в основном месторождения, находящиеся на завершающей стадии разработки.

Промыслово-геофизические исследования в процессе бурения скважин позволяют вести постоянный контроль траектории стволов, расчлененности и продуктивности вскрываемого разреза.

Метод освоения шельфового месторождения горизонтальными скважинами по сравнению с традиционными методами обустройства морскими стационарными сооружениями позволил значительно снизить расходы компании-оператора. Например, строительство одной ледостойкой платформы обошлось бы в 500 млн. долл. США плюс расходы на подводные коммуникации и обеспечение экологической безопасности. Вместе с тем ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» за счет совершенствования технологии удастся постепенно увеличивать скорость бурения и снижать себестоимость строительства скважин. Немаловажно, что при таком подходе практически снижаются экологические риски разработки месторождения, возникающие при добыче с морских стационарных платформ.

Целью данной работы является обмен опытом применения инновационных подходов к строительству сложных наклонно направленных скважин.

Актуальность этой работы заключается в анализе и оптимизации существующих технологий строительства скважин со сверхдальним отходом от вертикали.

Новизна работы состоит в использовании на практике инновационных подходов к наклонно направленному бурению с горизонтальным вскрытием продуктивных пластов.

Применение описанной в работе технологии наклонно направленного бурения позволяет достичь залежей углеводородов, удаленных от берега или устья скважины на 5-10 км, а также значительно сократить затраты на освоение береговых шельфовых месторождений по сравнению с общепринятой технологией с использованием стационарных платформ.

Литолого-фациальный анализ как метод вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти

*Д.А. Слущкий, В.В. Антофеев
(ООО «РН-Краснодарнефтегаз»)*

В работе рассматривается возможность применения литолого-фациальных построений для уточнения геологического строения залежей. Результатом таких построений является литолого-фациальная модель.

Миоценовые залежи высоковязких нефтей месторождения Зыбза – Глубокий Яр, открытые в 1945 г., характеризуются весьма сложным геологическим строением. Нестабильная обстановка осадконакопления активной окраины, к которой относится изучаемая площадь, предопределила большое разнообразие фациальных единиц. В результате в пределах одного стратиграфического диапазона продуктивными на площади могут быть осадки различного генезиса, которые характеризуются не только различной формой продуктивных тел в плане, но и разными фильтрационно-емкостными параметрами. Поэтому наличие детальной фациальной модели таких систем (многопластовых месторождений с весьма изменчивым характером распространения коллекторов по площади и разрезу, обладающих различными фильтрационно-емкостными свойствами) является определяющим фактором для вовлечения остаточных запасов и создания эффективной системы разработки.

На примере миоценовых отложений месторождения Зыбза – Глубокий Яр в работе представлен пример использования литолого-фациального анализа для подбора геолого-технических мероприятий (ГТМ). Сформирована база ГТМ и приведены результаты уже выполненных мероприятий.

Применение подобного анализа позволит уточнить геологическое строение залежей нефти и выявить «тупиковые» зоны на месторождениях со сходными горно-геологическими условиями, находящихся на поздней стадии разработки. С высокой долей вероятности это приведет к более эффективному планированию ГТМ и снижению рисков, связанных с неопределенностями в геологическом строении месторождений, а следовательно, к повышению экономического эффекта от проводимых мероприятий.

Увеличение механической скорости при забуривании боковых стволов путем оптимального подбора оборудования

*С.А. Соловаткин (ООО «НК «Роснефть-НТЦ»),
И.А. Мезин (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Доклад посвящен анализу работы различных типов породоразрушающего инструмента и винтовых забойных двигателей, применяемых при бурении горизонтальных и наклонно направленных боковых стволов, оптимальный подбор которых позволяет увеличить механическую скорость бурения.

Для реализации программы повышения коммерческих скоростей бурения принято решение использовать имеющиеся образцы оборудования и инструмента, организовать совместную работу с производителями бурового инструмента по его адаптации к горно-геологическим условиям месторождений и техническим требованиям ООО «РН-Юганскнефтегаз». Суть технологии заключается в оптимальном подборе долот PDC в компоновке с ВЗД с повышенными моментом и частотой вращения вала.

При выборе наилучших компоновок сокращается цикл реконструкции скважины, обеспечивается дополнительная добыча нефти за счет ввода скважины в эксплуатацию раньше графика. Применение долот PDC обосновано составом пород геологического разреза месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз». В основном разрез представлен мягкими и средними по твердости горными породами, при забуривании которых шарошечными долотами образуется сальник на шарошках, препятствующий контакту долота с породой.

На сегодня с применением данной технологии подбора оборудования отработано восемь скважин с ЗБС, среднее увеличение механической скорости составляет 101 %.

В докладе приводятся детальный анализ проведенных в ООО «РН-Юганскнефтегаз» работ с применением данной технологии подбора оборудования, сравнение с результатами прошлых лет, показано увеличение механической скорости бурения и рейсовой скорости. Рассмотрены возможные проблемы и предложены пути минимизации рисков, возникающих при применении технологии.

Обзор методов увеличения нефтеотдачи

*K.S. Sorbie (Institute of Petroleum Engineering at Heriot-Watt University),
И.С. Иванова (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)*

В настоящее время третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) приобретают все большее значение, так как поиск и разведка новых месторождений связаны с огромными экономическими затратами и рисками. После обычного заводнения в пласте остается 40-90 % начальных геологических запасов нефти. Эти запасы разведаны, оконтурены, подсчитаны, расположены в районах с развитой инфраструктурой, месторождения имеют пригодные к эксплуатации фонд скважин и систему обустройства. Единственной проблемой для таких месторождений является подбор МУН, для чего необходимо знать все имеющиеся методы и понимать их физическую сущность.

К МУН в классическом понимании относятся:

- закачка растворителей (уменьшает межфазное натяжение, сокращая таким образом остаточную нефтенасыщенность);
- закачка полимеров (увеличивает вязкость вытесняющего агента, уменьшая отношение подвижностей нефти и воды, в результате повышается коэффициент охвата по разрезу и площади);
- закачка газа (уменьшает остаточную нефтенасыщенность, а следовательно, коэффициент вытеснения); однако при этом может существенно снизиться коэффициент охвата, поэтому водогазовое воздействие (ВГВ) предпочтительнее;
- термические методы (уменьшают вязкость нефти);
- закачка слабоминерализованной воды (меняет смачиваемость гидрофобных коллекторов).

Таким образом, методы увеличения нефтеотдачи направлены либо на уменьшение остаточной нефтенасыщенности (повышение коэффициента вытеснения), либо на повышение коэффициента охвата как по разрезу, так и по площади. Однако все эти МУН объединяет то, что они направлены на изменение баланса сил (локальных капиллярных либо глобальных вязких) для мобилизации нефти, оставшейся в пласте после разработки на естественном режиме и с использованием заводнения.

В последнее время к классическим МУН добавились МУН на основе применения более совершенных технических устройств, таких как многозабойные и «интеллектуальные» скважины. В зарубежной терминологии их относят к AOR – Advanced Oil Recovery.

Новые технологии ремонтно-изоляционных работ

К.В. Стрижнев
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

На поздней и завершающей стадиях разработки нефтяных месторождений поддержание скважин в работоспособном состоянии и эффективное управление разработкой нефтяных месторождений обеспечиваются мероприятиями по капитальному ремонту скважин (КРС). Выбор конкретного мероприятия обусловлен особенностями геологического строения месторождения, техническим состоянием фонда скважин, спецификой системы разработки. Особая роль в системе КРС принадлежит ремонтно-изоляционным работам (РИР).

Несмотря на то, что к настоящему времени накоплен большой опыт проведения РИР, их статус в процессах разработки и эксплуатации месторождений до конца не определен. Работы проводятся без должного обоснования, в условиях недостаточного изучения состояния фонда скважин, отсутствия перспективного планирования. Это отражается на качестве и технико-экономической эффективности проводимых мероприятий. Подобная ситуация способствовала формированию в профессиональной среде мнения об отсутствии эффективных технологий и низкой перспективности развития данного направления. В указанных условиях актуальность вопроса повышения эффективности РИР на основе научно обоснованных технологий их моделирования и реализации существенно возрастает.

Главная идея выполненной в ООО «Газпромнефть НТЦ» работы заключается в использовании разработанных автором научно-методических основ моделирования РИР в скважинах для создания отечественного программного промышленного комплекса (ППК) по проектированию РИР. Его ключевыми функциями должны стать: выбор скважин; постановка задач для промысловых исследований; моделирование технологии РИР; контроль реализации процесса; оценка и анализ технологической эффективности. Методической основой создания данного ППК может послужить структура, включающая следующие блоки.

1. Технологический блок (обобщающий параметры техники и технологии проведения РИР, которые могут меняться в определенных пределах при планировании процесса). Основными задачами, решаемыми в данном блоке, являются расчеты и управление гидравликой процесса реализации технологий РИР.

2. Геологический блок (обобщающий информацию о фильтрационно-емкостных свойствах пласта и его призабойной зоны, слоистой неоднородности, термобарической обстановке, гидродинамических характеристиках объекта изоляции). В рамках данного блока создавались математические модели: фильтрации тампонажных составов в условиях низкой приемистости; течения сложных реологических систем в трещинах и пористой матрице; изоляции отдельных интервалов пласта; применительно к ГС – модель фильтрации композиций с известными реологическими свойствами. На основании многовариантных расчетов установлены основные факторы, влияющие на эффективность изоляции притока воды в ГС тампонажными структурообразующими составами: реологические свойства закачиваемых композиций; объем тампонажного состава; прочностные характеристики формирующих структур. Обоснована сложная гидродинамическая и термобарическая обстановка в скважинах при проведении в них РИР, которая заключается в возникновении перетока жидкости между пластами сразу после прекращения закачки изоляционного реагента в скважину.

3. Химический блок (обобщающий информацию о химических превращениях тампонажных составов, влиянии различных параметров на реологические и тиксотропные свойства составов, фильтрационные и другие свойства).

4. Экономический блок (определяющий подходы к технологиям РИР с точки зрения окупаемости и экономической эффективности мероприятий, планируемой технологической эффективности).

Системы подводной изоляции: эксплуатация, контроль качества и производственный опыт

*М. Суркейн, Р. Роджерс
(ExxonMobil Development Co.)*

В условиях высокой технической сложности морской нефте- и газодобычи становится необходимым использование систем теплоизоляции подводного оборудования при разработке месторождений на больших глубинах моря. Теплоизоляция служит либо для поддержания температуры газового потока и предотвращения образования газовых гидратов, либо для поддержания температуры нефтяного потока выше температуры выпадения парафинов.

Системы изоляции подводных трубопроводов делятся на «сухие» и «влажные». Сухие системы изоляции представлены стандартной конфигурацией «труба в трубе», где теплоизоляционный материал размещен между несущей трубой и внешней рубашкой. Влажные системы изоляции состоят из несущей трубы, покрытой изоляционным материалом (с тонким антикоррозийным покрытием), изоляционный слой контактирует с морской водой, поэтому возможна диффузия воды в изоляционное покрытие. Изоляционный материал, как правило, выполнен из твердых полимеров или синтаксической пены. В синтаксической пене обычно используются небольшие полые стеклянные шарики, рассеянные по полимерной матрице, что снижает плотность материала и повышает теплоизоляционные свойства.

Системы подводной изоляции применяются в основном для протяженных подводных трубопроводов и относительно коротких соединительных линий между подводными манифольдами и устьевым оборудованием или местом подключения трубной обвязки, а также непосредственно для манифольдов и устьевого оборудования.

Требования к изоляции таких компонентов оборудования отличаются по двум аспектам.

1. Трубопроводы состоят из длинных секций прямых напорных труб, часто наматываемых на катушку баржи-трубоукладчика во время прокладки трубопровода. Наиболее распространенным изоляционным материалом выкидных линий является опрессованный полипропилен, обладающий водостойкостью и способностью выдерживать высокую температуру.

2. Подводные манифольды, перемычки и устьевое оборудование, включающие коленчатые изгибы, отводы, выступления трубы и компоненты с изменением формы. Изоляция оборудования таких конфигураций обеспечивается за счет съёмных отливных форм для каждой секции и зачатки изоляционного материала в эти формы. Из-за сложной конфигурации оборудования, как правило, требуется несколько отливок, поскольку изоляционное покрытие каждой секции должно соединяться со смежными секциями с образованием единого монолитного слоя.

Преждевременное разрушение изоляционных материалов подводного оборудования может значительно повлиять на пригодность его к эксплуатации. Имеются сведения о нарушении подводной изоляции. Разработана программа оценки качества продукции для проверки подводной изоляции перед эксплуатацией. В докладе приведены наиболее распространенные типы изоляции, описаны условия нарушения изоляционного слоя, а также усовершенствованные методы отбора и контроля систем изоляции.

Ремонтно-изоляционные работы в горизонтальных скважинах

***Е.Г. Тимонов
(ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)***

На месторождениях ОАО «НК «Роснефть» все более актуальной становится проблема проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) в горизонтальных скважинах.

Ремонтно-изоляционные работы при капитальном ремонте скважин выполняют для перекрытия путей движения посторонних вод к эксплуатационному объекту. При разработке нефтяных месторождений посторонняя вода может поступать в период освоения или эксплуатации скважины.

Основные типы конструкции горизонтальных скважин: необсаженный горизонтальный ствол (ГС); ГС с хвостовиком; ГС, оборудованный фильтрами для предотвращения выноса песка; ГС, обсаженный эксплуатационной колонной и зацементированный с последующей перфорацией.

Проблемные направления по капитальному ремонту горизонтальных скважин: негерметичность приствольного участка горизонтального ствола/адаптера; пересечение обводненных пластов на участке горизонтального ствола; прорыв воды по трещинам; конусообразование (в монолитных пластах); вынос песка из слабосцементированных пластов.

Проблемы при разработке технологии РИР: большая протяженность забоя скважины; значительная вероятность попадания тампонажных материалов в продуктивные интервалы; сложность применения традиционных технических средств.

В данный момент на мировом рынке представлен широкий спектр технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах. В зависимости от вида ремонта (отключение пластов, ликвидация заколонной циркуляции жидкости, устранение негерметичности колонны и др.), метода изоляции (цемент с добавками, полимерцемент, микроцемент, пакерные системы и др.) выбирается технология проведения данного вида капитального ремонта скважин.

В работе описаны основные проблемы цементирования горизонтальных скважин и их решение:

- низкая точность цементирования обводненных пластов; решение: использование ретейнеров или двухпакерных компоновок;
- «сползание» цемента в наклонном стволе скважины; решение: закачка вязкоупругого геля для поддержки цемента;
- загрязнение цементного раствора технологическими жидкостями; решение: использование буферных пакчей, спуск гибких труб на 15-20 м ниже верхнего уровня цемента;
- дегидратация цементного раствора, забивание гибких труб; решение: добавка понизителей водоотдачи и дисперсантов;
- преждевременное схватывание цемента (повышение температуры при низкой скорости закачки), прихват гибких труб; решение: предварительное проведение тестирования цемента на схватывание при повышенной температуре.

Постоянное совершенствование технологий выполнения ремонтно-изоляционных работ как иностранными, так и российскими компаниями позволяет более эффективно решать проблемы проведения РИР в горизонтальных скважинах с большой протяженностью ствола, что улучшает производственные показатели и увеличивает добычу нефти.

Оценка применения устройств контроля притока на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении

И.В. Трифионов
(ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)

ОАО «НК «Роснефть» имеет лицензию на разработку Юрубчено-Тохомского месторождения, расположенного на территории Эвенкийского района Красноярского края.

Месторождение характеризуется большим объемом газовой шапки и незначительной нефтенасыщенной толщиной. Основные запасы углеводородов приурочены к карбонатным коллекторам рифейского возраста. Разработка месторождения планируется горизонтальными скважинами длиной 1000 м. При применении подобных скважин большое влияние на величину накопленной добычи нефти оказывает прорыв газа и воды к стволу скважины. С целью минимизации нежелательных прорывов предлагается использование устройств контроля притока (ICD) вместо предусмотренных проектом разработки щелевых фильтров.

В первой части доклада рассмотрена методика оценки применения устройств контроля притока на участке опытно-промышленных работ. Во второй части приведен перечень наиболее распространенных ICD. В заключительной части даны параметры установки, рассчитанные фирмой-производителем на основании данных адаптированной гидродинамической модели.

Специалистами ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» совместно со специалистами КНТЦ ОАО «НК «Роснефть» была разработана методика оценки эффективности использования ICD в условиях первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения. Суть ее состоит в расчете максимальной эффективной длины горизонтального участка добывающей скважины при применении устройств контроля притока и заканчивании скважины открытым стволом или песчаным фильтром. На основании этих данных рассчитывается накопленная добыча для каждого варианта заканчивания. Затем, исходя из данных о конструкции устройства контроля притока, предоставленных производителем, оценивается стоимость установки и выполняется экономическая оценка в целом.

Предложенный на мировом рынке перечень оборудования по контролю притока позволяет выбрать именно такой тип ICD (винтовой, со штуцерами), который подходит к условиям месторождения.

Применение технологии ICD позволит решить задачи неравномерного вытеснения нефти при применении горизонтальных скважин в неоднородных пластах, конусообразования воды и газа в «пятке» скважины, а также уменьшить потери на трение в стволе скважины.

Предложенный способ снижения влияния трения на характер течения жидкости в скважине в условиях пластов высокой проницаемости является эффективным, что следует из результатов расчета. Кроме того, отмечается значительное увеличение дебита скважин с ICD по сравнению со скважинами со стандартным способом заканчивания.

Современные методы повышения нефте- и газоотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и газа из карбонатных коллекторов (на примере Урманского месторождения Томской области)

Ф.Ф. Трутнев
(ООО «Газпромнефть-Восток»)

Основной целью любого нефтедобывающего предприятия является повышение КИН и увеличение добычи нефти.

Кислотная обработка призабойной зоны скважин на всех этапах разработки месторождений является наиболее распространенным методом интенсификации добычи нефти и газа из карбонатных коллекторов.

Вследствие большой естественной трещиноватости карбонатного коллектора эффект от стандартных кислотных обработок незначителен, и для достижения положительного эффекта от проведения ОПЗ требуются большие объемы соляной кислоты.

В настоящее время ООО «Газпромнефть-Восток» эксплуатирует два месторождения с карбонатными коллекторами: Арчинское и Урманское. Чтобы достичь запланированного эффекта от проведения СКО, ООО «Газпромнефть-Восток» проводит ОПЗ с применением потокоотклоняющих технологий с использованием кислотных систем для трещиноватых карбонатных коллекторов.

Применяемые ранее технологии с использованием соляной кислоты имеют следующие недостатки:

- обработке подвергается наиболее проницаемая обводненная толщина продуктивного пласта, что увеличивает обводненность добываемой продукции;
- соляная кислота обладает высокой скоростью реакции, что не позволяет обработать пласт на требуемую глубину;
- высокое межфазное натяжение соляной кислоты на границе с нефтями создает дополнительное сопротивление фильтрации кислоты в нефтенасыщенную часть пласта;
- при кислотных обработках в карбонатных коллекторах образуются устойчивые эмульсии.

В результате анализа причин неэффективности ранее проводимых кислотных обработок на Урманском месторождении были выделены основные недостатки использованных стандартных кислотных составов: низкая реакционная способность с карбонатной породой, что не позволяет увеличить глубину кислотного воздействия; низкая скорость утечек в матрицу породы с целью формирования единичных протяженных каналов растворения или трещин при кислотном гидроразрыве пласта и др.

В результате проведения опытно-промышленных работ и оптимизации кислотного состава была подобрана оптимальная кислотная система для трещиноватых коллекторов Урманского месторождения.

Проведение гидроразрыва низкопроницаемых пластов в высокообводненных скважинах Приобского месторождения

*А.Н. Фроленков
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Применение гидравлического разрыва пласта – неотъемлемая часть разработки Приобского месторождения вследствие его геологических особенностей, низкой проницаемости, высокой расчлененности продуктивных пластов как по площади, так и по разрезу. До недавнего времени существующая методика выбора скважин-кандидатов для ГРП предполагала использование ряда критериев, один из важнейших – обводненность, т.е. при превышении определенного значения обводненности наиболее целесообразным считалось применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и циклического заводнения с целью изменения направления фильтрационных потоков и выработки остаточных запасов за счет снижения обводненности добываемой продукции.

В данной работе предлагается рассмотреть возможность применения ГРП в высокообводненных скважинах Приобского месторождения. Средняя обводненность добываемой продукции на исследуемых высокообводненных участках составляет около 87 %, при этом остаточные извлекаемые запасы – порядка 69 %. При традиционном подходе к поиску скважин-кандидатов для ГРП на данных участках скважин, удовлетворяющих необходимым критериям, найти не удастся. При этом необходимо принимать во внимание особенности геологического строения пласта и характер выработки запасов. Вследствие многопластового строения Приобского месторождения важно учитывать такие факторы, как неравномерность выработки запасов по объектам, опережающее обводнение одного из пластов, дифференциация пластового давления по стволу скважины после проведения рефраков и приобщений пластов. Указанные факторы затрудняют выбор скважин-кандидатов для проведения ГРП.

Показатели эксплуатации скважин рассматриваемых участков в рамках единой гидродинамической системы, характер распределения закачиваемой воды в продуктивные пласты совместно с сопоставлением карт остаточных нефтенасыщенных толщин и оптимизацией полудлины трещины – это важные факторы для проведения ГРП в скважинах обводненностью 85 % и более.

Для эффективной выработки остаточных запасов высокообводненных зон Приобского месторождения необходимо проведение ГРП в пластах (прослоях), которые слабо или вовсе не вовлечены в разработку при существующих условиях эксплуатации.

Опыт применения парогравитационной технологии разработки Ашальчинского месторождения сверхвязких нефтей

*Р.С. Хисамов (ОАО «Татнефть»),
Р.Р. Ибатуллин, А.Т. Зарипов (ТатНИПИнефть)*

Доля активных запасов нефти в РФ неуклонно снижается, поэтому возрастает актуальность ввода в промышленную разработку значительных запасов тяжелых нефтей и природных битумов (ПБ), классифицируемых для налогообложения (НДПИ) как сверхвязкие нефти (СВН). Мировая практика применения тепловых методов разработки залежей СВН и ПБ показала, что в ближайшие десятилетия альтернативы их использованию нет. Опыт реализации различных тепловых методов в условиях Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений РТ свидетельствует, что наиболее надежные результаты могут быть получены при применении парогравитационной технологии разработки.

В ходе крупномасштабного эксперимента, реализуемого ОАО «Татнефть» на Ашальчинском месторождении СВН, в процессе испытания этой технологии был выявлен целый ряд осложняющих факторов, с которыми можно столкнуться при широкой промышленной реализации метода. Их можно подразделить на две категории:

- 1) связанные с особенностями разреза и продуктивного пласта:
 - а) зоны поглощения при строительстве скважин, осложняющие крепление и приводящие к экологическим рискам;
 - б) высокая неоднородность;
 - в) наличие водонасыщенных зон в разрезе залежи, распределенный ВНК или зоны переходного насыщения от нефти к воде;
- 2) связанные с особенностью режимов работы скважин:
 - а) выбор давления нагнетания;
 - б) оптимизация паронефтяного отношения;
 - в) выбор способа добычи – механизированная или фонтанная (парлифтная) эксплуатация;
 - г) выбор стратегии поддержания перепада давления между зонами нагнетания и отбора (обеспечение максимально эффективного давления на входе в насос).

На 01.08.10 г. пробурено 13 горизонтальных скважин. Из первых трех пар скважин ведется устойчивая добыча. Достигнуто текущее паронефтяное отношение на уровне передового зарубежного опыта – менее 3. С начала опытно-промышленной разработки способом парогравитационного дренирования добыта 51 тыс. т нефти со средним дебитом по участку 70-80 т/сут. В 2009 г. из-за дефицита финансовых средств объемы бурения сокращены относительно намеченных. Несмотря на это, программа по добыче СВН остается неизменной. Запущен в работу станок для наклонно направленного бурения, начато проектирование парогенераторной установки и перерабатывающего завода. В 2010 г. предстоит добыть около 28 тыс. т СВН, из них 25 тыс. т – на Ашальчинском месторождении. Таким образом, республиканская «Программа разработки СВН и ПБ» продолжает активно выполняться.

Применение спектрометрических ядерно-геофизических методов в низкопоровых карбонатно-терригенных отложениях месторождений Оренбургской области

*К.В. Чернолецкий, С.В. Картамышев, Т.Б. Журавлев,
А.Н. Тротин (ОАО НПЦ «Тверьгеофизика»)*

Цель работы – создание необходимой информационной основы для эффективного управления процессом разработки нефтяных залежей как на месторождениях, длительное время находящихся в эксплуатации, так и на вновь осваиваемых. Приоритетным средством получения информации при исследовании обсаженных стволов, безусловно, являются ядерно-физические методы (ЯФМ), включающие спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС, С/О-каротаж), спектрометрический гамма-каротаж (СГК) и многозондовый импульсный нейтронный каротаж в интегральной модификации (ИННК, ИНГК).

Объекты исследования представляют собой карбонатно-терригенные отложения перми, карбона и девона Оренбургской области пористостью, не превышающей 10-15 %, что, по мнению зарубежных авторов, находится за пределами возможностей ЯФМ. Однако нами впервые продемонстрирована эффективность спектрометрии в данных условиях. Опыт продолжительного использования ЯФМ убедительно показал, что целенаправленное применение ядерно-физического комплекса, включающего С/О-каротаж, на длительно разрабатываемых месторождениях позволяет получать необходимые данные о текущих характеристиках пластовых систем с количественной оценкой начальной и текущей насыщенности. Среди преимуществ комплекса необходимо отметить возможность выявления дополнительных резервов нефтедобычи, стабилизации и увеличения достигнутого уровня добычи, определения степени и характера обводнения объектов, улучшения состояния выработки пластов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Комплекс ЯФМ позволяет дифференцировать разные участки залежи по степени выработки запасов. Получаемая геологическая информация обогащает и уточняет геологические и гидродинамические модели залежей и служит основой для проведения подсчета и пересчета запасов длительно разрабатываемых месторождений, особенно при несоответствии числящихся на балансе запасов показателям разработки. Комплекс ЯФМ является единственным способом выявления пропущенных залежей в эксплуатационном фонде скважин, обсаженных стальной колонной. При этом важно, что реализуется возможность приращения и оценки запасов без бурения дополнительных скважин.

Реализация информационного потенциала ЯФМ позволяет решать конкретные промысловые задачи и выбирать оптимальную стратегию дальнейшей разработки с обоснованным выбором геолого-технических мероприятий.

Задача выбора оптимального типа заканчивания скважин для разработки низкопроницаемых туронских газовых залежей

*Н.В. Чикин (ООО «РН-Пурнефтегаз»),
М.А. Шабалин, Р.Р. Муртазин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Добыча природного газа является новым перспективным направлением деятельности ОАО «НК «Роснефть». Основная доля добычи газа компании с 2015 г. будет приходиться на месторождения ЯНАО. Запасы природного газа на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» в регионе превышают 1 трлн. м³, около 70 % из них приходится на низкопроницаемые туронские залежи. Однако опыт промышленной эксплуатации таких залежей в России отсутствует.

Анализ результатов газодинамических исследований скважин показал, что по обычным вертикальным и наклонно направленным скважинам нельзя получить дебиты, обеспечивающие экономически эффективную добычу газа. Поэтому возникает задача выбора такого способа заканчивания скважин, с помощью которого можно получить их приемлемую продуктивность.

В данной работе были рассмотрены следующие типы скважин: трехствольная; наклонно направленная с ГРП; горизонтальная с поинтервальным ГРП. Первый тип рассматривается как основной в действующих проектных документах на разработку туронских залежей месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз». Однако при всей привлекательности таких скважин существуют риски при их бурении и эксплуатации. Это связано с отсутствием опыта бурения подобных скважин в ОАО «НК «Роснефть» и ограниченной возможностью их ремонта. Второй тип заканчивания включен в рассмотрение, так как опытные работы, проведенные в скважинах Харампурского месторождения, показали, что с помощью ГРП можно увеличить дебит скважин в 2-3 раза. Последний тип заканчивания применяется для добычи сланцевого газа.

При обосновании выбора оптимального типа заканчивания скважин учитывались такие показатели, как дебит скважины, капитальные вложения в строительство скважины и обустройство, эксплуатационные затраты. Так как на туронских залежах ОАО «НК «Роснефть» еще не проводились опытные работы по испытанию технологии горизонтальных скважин с поинтервальным ГРП, дебит скважины был оценен по аналитической модели, представленной в статье SPE 29891 «Relative Productivities and Pressure Transient Modeling of Horizontal Wells with Multiple Fractures».

По результатам анализа была выбрана наиболее эффективная технология разработки низкопроницаемых туронских газовых залежей. Дополнительно следует отметить, что после получения новых данных испытаний рассмотренных технологий в 2011-2013 гг. результат данной работы может быть пересмотрен.

Последовательное моделирование дискретных и непрерывных свойств алгоритмом кригинга

Р.Р. Шакиров
(ОАО «НК «Роснефть»)

Моделирование свойств алгоритмами кригинга и последовательного Гауссова или индикаторного моделирования имеет ряд недостатков, обусловленных особенностями алгоритмов. Так, алгоритм кригинга в областях, удаленных от скважин, нестабилен вследствие неопределенности расчетов, сопоставимой с вычисленными значениями. Алгоритмы последовательного моделирования вследствие случайности порядка расчета ячеек и случайного определения конечных значений в пределах дисперсии исходных данных результатом имеют многочисленные реализации, существенно различающиеся между собой. При этом гидродинамические расчеты должны проводиться по множеству реализаций для оценки неопределенности показателей разработки.

В работе предлагается объединение методов с сохранением их основных преимуществ.

Расчеты значений ячеек выполняются по следующей методике. При моделировании дискретных свойств расчеты проводятся независимо для каждого дискретного значения. Каждому дискретному значению при его независимом расчете присваивается значение единицы, другим входящим в расчет значениям – нулевая величина. Из расчетных значений вычитается дисперсия, и если остаток больше величины отсечки, то ячейке присваивается то дискретное значение, для которого проводился расчет. Таким образом, ячейки получают строго однозначно определяемые значения. Для ячеек, значения которых в результате расчетов остались неопределенными, проводится следующая итерация, в которой к первоначальным входным данным добавляются ячейки, определенные ранее. Алгоритм является последовательным, но от классического отличается порядком прохода по ячейкам и определением значений в них.

При моделировании непрерывных свойств в ходе одной итерации определяются значения ячеек, дисперсия для которых меньше заданной. В предлагаемом способе моделирования определяется положение полученного из кригинга расчетного значения в законе распределения моделируемого свойства. Затем в пределах дисперсии ячейки определяется значение, соответствующее положению значения из кригинга в законе распределения, которое присваивается ячейке. Иными словами, если в результате кригинга получено значение, смещенное в сторону максимума или минимума распределения, то оно сместится к экстремуму еще более в пределах дисперсии. В последующих итерациях ранее определенные ячейки участвуют в расчетах в качестве входных данных.

Так как алгоритмом расчета значений является кригинг, для предлагаемого метода моделирования сохраняются все его преимущества – независимость расчетов ячеек в одной итерации, а следовательно, этот процесс можно разделить на параллельные и вести расчет на кластерах процессоров, что значительно сокращает время моделирования. Кроме того, в рамках предлагаемого метода доступен учет трендов или алгоритм ко-кригинга, что, несомненно, важно при геологическом моделировании.

Таким образом, в работе предлагается метод моделирования, сочетающий преимущества алгоритмов кригинга и последовательного моделирования и по возможности уменьшающий их недостатки.

Гидродинамические задачи разработки нефтегазовых месторождений и дополнительные граничные эффекты фильтрации в поровой среде

***В.П. Шакишин, В.И. Попков, И.Г. Хамитов,
Д.А. Криков (ООО «СамараНИПИнефть»),
А.М. Штеренберг (СамГТУ)***

Анализ существующих методологий исследования вида и особенностей решений уравнения Навье – Стокса (основа всех трехмерных трехфазных и многокомпонентных симуляторов) показывает, что одним из методов получения качественной картины «поведения» решений нелинейных дифференциальных уравнений в целом служат асимптотические методы, к которым можно отнести линеаризации.

Более сложная картина наблюдается для уравнений фильтрации многокомпонентной жидкости, которые уже получены из линеаризованной системы уравнений Навье – Стокса. Однако данные уравнения еще более упрощаются дополнительными упрощениями и допущениями о виде связи между параметрами системы. Это лишает решение некоторых особенностей уравнений Навье – Стокса, в частности, решений вида «стоячей волны» (солитон), которые исчезают после линеаризации.

Учесть такие явления можно методом дополнительной перестройки уже линеаризованной системы, вводя зависимость определенных параметров системы от решения, благодаря чему удается восстановить качественную картину наблюдаемого решения. Для этого предлагается использовать диссипативный слой, схожий в некотором смысле с вязким пограничным слоем Прандтля: при скоростях, меньших некоторой критической величины, вводятся дополнительные нелинейные зависимости параметров системы от скорости движения:

- 1) через критические значения капиллярных или гравитационных чисел;
- 2) через критические объемные скорости фильтрации жидкости в целом.

Тем самым исключаются решения, которые принципиально не описываются модельными.

Малые граничные правки в областях пониженных скоростей не должны блокировать фильтрацию полностью, чтобы не нарушить законы сохранения исходной системы. Они либо эволюционно формируются в вязкоупругое тело, внося дополнительные слагаемые в энергию системы, либо дополняются новыми граничными условиями, которые, меняясь во времени, модифицируют решения в соответствии с законами сохранения. Модификация такого рода, приближая решения модели к действительности, будет корректировать прогностическую ценность рассчитанных сценариев поведения системы.

Оценка определенных характеристик в неизмеряемых или слабоизмеряемых зонах (коэффициент охвата заводнением по площади, коэффициент дренирования, принципиально невычисляемые на исходной модели, и др.) на такой модели будет иметь более точные значения, чем на исходной.

В подтверждение справедливости данного утверждения проводится сопоставление результатов для исходной и предлагаемой моделей с наблюдаемой действительностью для различных сложно-построенных объектов разработки с маловязкими и высоковязкими нефтями.

Перспективы нефтегазоносности карбонатных коллекторов преобразенского горизонта Могдинского нефтяного месторождения (Восточная Сибирь) по результатам литогеохимических исследований кернa

*М.Н. Шельхаева, Е.А. Жуковская, Я.Н. Рощина,
Е.Д. Полумогина (ОАО «ТомскНИПИнефть»),
М.И. Шамина (Национальный исследовательский
Томский политехнический университет)*

По результатам выполненных в ОАО «ТомскНИПИнефть» комплексных исследований кернa карбонатных пород преобразенского продуктивного нефтегазоносного горизонта (верхний венд) Могдинского месторождения проведена оценка перспектив нефтегазоносности и коллекторских свойств пород. Были использованы результаты литолого-петрографических, петрофизических исследований, люминесцентно-микроскопического анализа и рентгеновской томографии.

Исследованиями установлено, что породы представлены сверху вниз по разрезу плотными слоистыми микритовыми доломитами, массивными и неяснослоистыми тонко-мелкокристаллическими доломитами. Отмечается неравномерная сульфатизация пород как по матрице породы, так и по локальным включениям ангидрита. Микротекстура пород меняется от однородной до ступковомковчатой и пизолито-оолитовой. Поры изолированные, мелкие, развиты неравномерно, как правило, сложной формы. В нижней части горизонта крайне неравномерно встречаются микрокаверны и трещины выщелачивания. Рентгеновская томография полноразмерного кернa показала повсеместное отсутствие в породах макрокаверн и наличие в нижней части горизонта трещинной пористости (0,03-0,01 %).

Таким образом, с учетом лабораторных данных о фильтрационно-емкостных свойствах пород в преобразенском горизонте Могдинского месторождения можно выделить два типа коллекторов: поровый (межзерновой при отсутствии пористости) и трещинно-поровый. Поровый тип развит преимущественно в верхней части горизонта, трещинно-поровый с лучшими коллекторскими свойствами – в нижней. Трещины редкие, открытые, тонкие, волосовидные, непротяженные, развиты в керне неравномерно.

Все породы по результатам люминесцентной микроскопии содержат битумоиды преимущественно смешанного генетического типа (эпигенетические и сингенетические). Микритовые доломиты содержат захороненное органическое вещество (ЗОВ) сапропелевого типа и могут являться сингенетично-битуминозными (нефтегазоматеринскими). В них отмечается утяжеленный состав битумоидов смолистого и смолисто-асфальтенового составов, более равномерного распределения. Доломиты, которые характеризуются повышенным содержанием облегченных маслянистых и маслянисто-смолистых битумоидов, являются коллекторами трещинно-порового типа и перспективны в отношении нефтегазоносности. Среднее содержание битумоидов в породе изменяется от 0,04 до 0,07 %, что позволяет рекомендовать их для опробования при обнаружении хороших фильтрационно-емкостных свойств.

Технологии ремонтно-изоляционных работ в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

*П.П. Шмелев, С.А. Пальчик
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

В настоящее время в ООО «РН-Юганскнефтегаз» одной из важнейших проблем разработки и эксплуатации нефтяных месторождений являются предупреждение и ограничение обводнения скважин, а также изоляция водопритоков. Актуальность данной проблемы с каждым годом неуклонно возрастает. Среди основных причин, приводящих к выводу из действующего фонда добывающих скважин, следует рассматривать следующие.

1. Технические: негерметичность обсадной колонны, кондуктора; заколонные перетоки из-за плохого качества цементирования.

2. Геологические: подъем уровня ВНК; образование конуса обводнения; внутрипластовые перетоки; наличие в одном эксплуатационном объекте пластов (прослоев) с различными фильтрационно-емкостными и энергетическими характеристиками, обуславливающими неоднородную выработку объекта и преждевременное обводнение скважин.

В соответствии с характером и источником обводнения в ООО «РН-Юганскнефтегаз» выполняются различные виды ремонтно-изоляционных работ (РИР) и мероприятия по снижению обводненности добывающих скважин.

В работе рассматриваются вопросы, связанные с выбором технологий ликвидации водопритоков, анализ эффективности проведенных работ, эволюция технологий РИР и расширение возможностей их применения. Цель работы – выявление наиболее оптимального подхода к подбору скважин-кандидатов для проведения РИР и технологии изоляционных работ, а также перспектив развития работ с учетом существующих проблем в разработке месторождений.

До 90-х годов XX века РИР ограничивались массовым проведением цементирования, применением металлических пластырей ДОРН и закачкой различных полимерных составов («Галка», АКОР) для устранения конусов воды и селективной изоляции. Успешность подобных работ была относительно низкой. С 2003 г. расширился перечень изолирующих составов для устранения как нарушений колонн, так и заколонной циркуляции, значительно усилено внимание к планированию и контролю работ, ведется постоянный поиск новых методов изоляции. Цементирующие РИР стали многоэтапными, применяются различные пакчи и реагенты для снижения проницаемости, испытаны технологии тампонирующих РИР многих широко известных компаний.

В настоящее время активно проводятся РИР с экранирующими полимерными и смоляными пакчами, используются смолы для ликвидации пескопроявлений, а также «бесцементные» способы РИР (пакерные, двухпакерные компоновки, металлические пластыри).

В дальнейшем намечаются постепенное снижение числа выполняемых безэкранных цементных РИР, устранение ЗКЦ тампонированием через спецотверстия путем применения пакеров-ритейнеров, развитие и технико-технологическое совершенствование бесцементных способов РИР для устранения нарушений колонн, а также закачка полимерных изоляционных составов для снижения обводненности скважин.

Совершенствование технологий РИР позволит не только сократить потери в добыче нефти, но и улучшить контроль разработки месторождений и выработки запасов.

Определение электрической анизотропии, уточнение определения $K_{нт}$ и выделение коллекторов в неоднородном тонкослоистом разрезе с применением аппаратуры трехмерного индукционного каротажа

*Д.О. Шмыгля
(«Шлюмберже Лоджелко Инк»)*

В настоящее время остро стоит проблема достоверной количественной интерпретации результатов стандартных методов электрометрии для определения нефте- и водонасыщенности и выделения продуктивных коллекторов в условиях сложных тонкослоистых и неоднородных пластов, наклонно направленных и горизонтальных скважин. На текущий момент, несмотря на бурное развитие и внедрение технологии ЯМК, основным методом определения $K_{нт}$ при проведении ГИС остается метод электрометрии, в частности, индукционный либо боковой каротаж. Стандартная методология измерений аппаратуры электрометрии прошлого поколения была изначально разработана с учетом упрощенной модели скважина – пласт и условий измерения УЭС пород в горизонтальном направлении для однородного пласта большой толщины и направления тока в поруду по напластованию. В реальных условиях, отличающихся от упрощенных моделей, на измерения накладываются существенные ограничения. При наличии тонкого переслаивания песчаников, глин или других литологических разностей с существенным контрастом электрических сопротивлений замеренная кривая УЭС породы по горизонтальному направлению будет существенно ниже истинного УЭС пород вследствие неоднородности пласта и чередования тонких прослоев высокого и низкого сопротивлений.

Аппаратура трехмерного индукционного каротажа позволяет измерять УЭС по трем осям относительно скважины и прибора. Измеренное сопротивление по направлению оси прибора будет соответствовать УЭС пород по направлению, перпендикулярному напластованию, в результате зарегистрированные «вертикальные» электрические сопротивления гораздо ближе к истинным сопротивлениям тонкослоистых пачек. По разнице сопротивлений, замеренных по горизонтальным и вертикальным направлениям, можно оценить неоднородность и слоистость разреза, определить так называемую электрическую анизотропию с последующей коррекцией результирующей кривой $\rho_{нт}$.

При применении технологии в тонкослоистых низкоомных коллекторах зачастую происходит существенное изменение оценок $K_{нт}$ и, как следствие, во многих случаях возможно выявление ранее пропущенных интервалов пород-коллекторов.

Комплексная программа по вовлечению в разработку недренируемых запасов, оптимизации баланса воды и давления закачки в системе ППД Мамонтовского месторождения

*А.Н. Янтудин, Р.Х. Камалетдинов,
И.Р. Мукминов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Одним из основных отличий месторождений на поздней стадии разработки (таких как Мамонтовское) является значительный простаивающий фонд скважин, потенциально пригодный для проведения ГТМ.

Целью работы было достижение максимального использования потенциала фонда скважин и увеличение конечного КИН Мамонтовского месторождения. При этом авторами решены следующие задачи.

1. Увеличение среднего пластового давления по пластам Мамонтовского месторождения, соответственно потенциала скважин путем увеличения устьевого давления закачки воды в скважинах нагнетательного фонда.

2. Вовлечение в разработку застойных зон, не охваченных или слабо охваченных фильтрацией, изменение направления фильтрационных потоков (сокращение объемов неэффективной закачки, ввод новых нагнетательных скважин).

3. Вовлечение в разработку ранее не дренируемых запасов в «брошенных» зонах, где имеются определенные проблемы с инфраструктурой (ввод в эксплуатацию скважин/кустов из бездействия).

Основной эффект от планируемых мероприятий достигается за счет перераспределения фильтрационных потоков в пласте и общего повышения устьевого давления в зоне КНС.

Расчетами показано, что замена водоводов высокого давления на 12 из 20 КНС Мамонтовского месторождения экономически эффективна. Общий расчетный прирост добычи нефти составляет 769 т/сут, общие затраты с учетом строительства 157 км трубопровода – 736,8 млн. руб. Запланировано проведение текущего ремонта 106 км трубопровода силами управления эксплуатации трубопроводов (УЭТ).

С целью подтверждения корректности результатов анализа в 2010 г. реализован пилотный проект по КНС-10р и КНС-545 с общим расчетным приростом нефти 124 т/сут, строительством и проведением текущего ремонта 22,1 км трубопроводов и общими затратами 84,4 млн. руб.

4. По результатам реализации пилотного проекта целесообразно рассмотреть решение вопроса о дальнейшей реализации мероприятий по остальным КНС.

Полная реализация всей представленной комплексной программы позволит за 5 лет дополнительно добыть более 2 млн. т нефти и повысить конечный КИН по пластам Мамонтовского месторождения.

