

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

V научно-практической конференции

**Математическое моделирование
и компьютерные технологии
в процессах разработки
месторождений**

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Москва

2012

СОДЕРЖАНИЕ

Антониади Д.Г., Вартумян Г.Т., Орлова И.О. Определение дебита глубиннонасосных скважин при наличии песчаной пробки	6
Асмандияров Р.Н., Сергейчев А.В., Байков В.А., Рабцевич С.А., Шкитин А.А., Муллагалиев Б.И. Особенности моделирования разработки месторождения с массовым применением ГРП на примере ключевых месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз»	7
Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Усманов Т.С., Нуриев Р.И., Асмандияров Р.Н. Промысловые исследования по изучению развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах	8
Богачев К.Ю., Эйдинов Д.А. Технологические решения для построения моделей гигантских месторождений	9
Будкин К.Д., Зорькина В.Я., Погонищева Е.П., Яблоновский Б.И. Особенности геологического строения и нефтеносность визейских врезов Удмуртии	10
Булгаков М.А., Терентьев С.В., Романов С.А. Автоматизация обработки геологической информации с помощью программного модуля Geo Processing на примере подсчета запасов Кулешовского нефтегазового месторождения.....	11
Булгакова Г.Т., Ильясов А.М., Шарифуллин А.Р., Харисов Р.Я., Стрижнев В.А., Телин А.Г., Пестриков А.В., Никишов В.И. Симуляторы «БСКО» и «Дизайн РИР» в ПК «ГиД»	12
Булгакова Г.Т., Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., Нуриев А.Х., Пестриков А.В. Моделирование кислотной обработки нефтяного пласта, вскрытого скважиной с горизонтальным стволом	13
Вавилов Н.В., Атнагулов А.Р., Винокуров А.Н., Мирошниченко Р.В., Свечников Л.А., Каримов М.Р. Система мониторинга обустройства месторождений	14
Васева Я.В., Самсонов Д.С. Применение анализа результатов трассерных исследований при создании фильтрационной модели пласта	15
Векшина Е.В., Зимин П.В., Васильев В.В. Использование моделирования линий тока для выработки рекомендаций по оптимизации системы заводнения	16
Волков М.Г., Михайлов В.Г., Халфин Р.С. Методика расчета рабочих характеристик центробежного газосепаратора с учетом влияния дисперсности газожидкостной смеси	17

Галеев Р.Р., Колонских А.В., Мусабилов Т.Р., Судеев И.В., Тимонов А.В. Опыт применения горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения	18
Гладков А.В., Беянушкина М.С., Кондаков Д.Е., Гареев Р.Р., Львов А.Е., Ракушин А.В. Интегрированная система управления месторождением	19
Гончаров А.С. Уточнение критериев выделения коллекторов с помощью фильтрационной модели Приобского месторождения	20
Гусаков В.Н., Сайфи В.И., Лазарева Е.В. Программный модуль для планирования и оценки эффективности мероприятий по обработке призабойных зон (ОПЗ) скважин в терригенных коллекторах	21
Дикалов Д.В., Ильиных Д.А. Подбор эффективных технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов на основе 3D-модели на стадии бурения	22
Дмитрук Д.Н., Мусабилов Т.Р., Краснов В.А. Инженерные подходы к расчету и оптимизации продуктивности горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП на основе численно-аналитического моделирования	23
Жеребова Е.В. Оптимизация профиля многоствольных горизонтальных скважин при разработке пласта «рябчик» Советского месторождения	24
Зубков А.А., Гнездов В.П. Дисперсионный анализ как метод для обработки экспериментальных данных по определению активности коррозионных процессов	25
Зюбин И.А. Опыт подготовки данных ГИС для интеграции в комплексные проекты по интерпретации геолого-геофизических данных	26
Крекнин С.Г., Колмаков А.В., Бордзиловский А.С., Лене А.Г., Федоров К.М. Мониторинг разработки газовых месторождений средствами газодинамических исследований скважин и интегрированного моделирования работы залежи	27
Курышева Н.К., Вингалов В.М. Выявленные особенности строения юрских отложений по сейсмогеологическим данным на месторождениях Шаимского НГР Западной Сибири	28
Лавров В.В., Федоров К.М., Терентьев В.Л. Формирование компетенций в области инжиниринга морских и наземных месторождений	29
Локоть А.В., Хаерзаманов Т.М. Постоянно действующая геолого-технологическая модель Ванкорского месторождения: построение, адаптация, практические аспекты применения	30
Лубнин А.А., Юдин Е.В., Асмандияров Р.Н. Планирование добычи с учетом ограничений наземной инфраструктуры	31
Малютина Г.С., Миннибаева Т.М., Юсупов Р.М., Парамонова И.В. Анализ разработки – основа для принятия оптимальных технологических решений	32

Миннибаева Т.М., Галимова А.Ф., Кузилов И.О., Мучаева В.А. Моделирование структуры фильтрационно-емкостного пространства в карбонатном разрезе.....	33
Митяев М.Ю. Использование сейсмических методов для детального описания строения резервуара на примере месторождения Западной Сибири	34
Мухамадеев Д.С., Тимиргалин А.А., Яковлев А.А. Зависимость параметров разработки от топологических и геометрических характеристик геологических моделей	35
Михеев П.С., Мухаметдинов С.К. Анализ применяемых методик расчета прогнозных уровней добычи нефти. Пути повышения адекватности прогнозных расчетов 3D моделей	36
Овсиенко А.С. Метод параметрической идентификации процесса аномальной диффузии на границе застойной зоны и области радиального стока скважины	37
Олейник А.В., Степанов А.Н. Оптимизированный подход к разработке месторождений с газовой шапкой	38
Петров А.В., Заворуев В.С. Комплексный анализ текущего состояния разработки объекта Нх-III-IV Ванкорского НКМ с использованием аналитического подхода и гидродинамического моделирования	39
Попков В.И., Шакшин В.П., Хамитов И.Г., А.В. Попкова, Хорошев А.С. Блочная самоорганизация порового пространства в пограничном слое вынужденного диффузионно-конвективного стока	40
Рачева Л.Д., Панкова О.Б., Аристархова Ю.Ю. Комплексный подход при выполнении работ по актуализации геологических моделей на примере разбуриваемых участков ТПП «Лангепаснефтегаз»	41
Рачева Л.Д., Панкова О.Б., Реймер В.В., Ержанин М.В. Изменение геологической модели Урьевского месторождения пласта ЮВ ₁ ¹ при сопровождении эксплуатационного бурения	42
Сансиев Г.В. Определение технологических режимов работы нагнетательных скважин, предупреждающих выпадение АСПВ в пласте в процессе разработки	43
Сапожников А.Е., Чебкасов Д.С., Антипин Д.В., Оленчиков Д.М. Аналитическая оценка энергетического состояния залежи и прогнозирование разработки на основании исторических показателей.....	44
Саркисов Г.Г., Спунгина Е. Гидродинамическое моделирование месторождений с наклонным контактом	45
Селиванов М.Г., Сесюркина В.С., Стулов Л.Г. Использование метода объемной литологической модели интерпретации ГИС для планирования ствола скважины при разработке карбонатных коллекторов	46

Сивов Ю.А., Штоколова М.Н., Глазунов П.А. Оптимизация процесса фильтрационного моделирования путем создания вспомогательных инструментов.....	47
Степанов С.В. Численное и аналитическое моделирование работы нефтяных скважин подгазовой зоны.....	48
Ткаченко Ю.П., Бенч А.Р., Брюх О.В., Сансиев Г.В. Использование современных методов исследования для создания фильтрационной модели с двойной проницаемостью в карбонатных коллекторах	49
Усманов Т.С., Байков В.А., Зулькарниев Р.З. Управление заводнением многопластовой залежи Приобского месторождения с помощью оборудования ОРЗ	50
Хамета И.Г. Выделение зон замещения коллектора при моделировании с использованием нейронных сетей на примере Харампурского месторождения	51
Хамета И.Г., Бикбулатов С.М. Анализ сейсмической неопределенности с применением геостохастического моделирования	52
Хасанов М.М., Рошкетаяев А.П., Краснов В.А. К обоснованию размера ячейки фильтрационной модели в стохастически неоднородном пласте	53
Хасанов М.М., Ушмаев О.С., Нехаев С.А., Карамутдинова Д.М. Оценка оптимального темпа отбора нефти с месторождения	54
Ходяев А.В., Лапушов А.В., Москвич В.Н., Давыдова Е.А. Создание корпоративной системы сбора и хранения сейсмической информации в ОАО «НК «Роснефть»	55
Чеснокова В.А. Некоторые проблемы двумерного картопостроения в условиях использования цифровых технологий и 3D моделей.....	56
Шайбаков Р.А., Абабков К.В. Методы решения задачи автокорреляции геологических объектов на основе скважинных данных.....	57
Шевелев Д.А., Мартина С.Ф. Интегрированная платформа проектирования и мониторинга разработки нефтегазовых месторождений.....	58
Шмырина В.А., Саетгалеев Я.Х., Морозов В.П. Моделирование пространственного распределения глинистых минералов на основе комплексной интерпретации лабораторных данных на примере Кустового месторождения.....	59
Юдин Е.В., Лубнин А.А. Комплексный подход к построению карт свойств пласта.....	60

Определение дебита глубиннонасосных скважин при наличии песчаной пробки

*Д.Г. Антониади, Г.Т. Вартумян, И.О. Орлова
(Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
«Кубанский государственный технологический университет»)*

Целью работы является совершенствование технологических решений, обеспечивающих снижение стоимости добычи нефти.

Практически все скважины, вводимые в эксплуатацию, являются несовершенными по характеру и степени вскрытия. Для исследования влияния песчаной пробки на дебит скважины считаем, что скважина по характеру вскрытия является совершенной и рассматриваем приток однородной жидкости к скважине, несовершенной по степени вскрытия. Тем самым приближенно отождествляем наличие песчаной пробки на забое скважины с невоскрывшей частью продуктивного пласта.

В 1937 г. М. Маскет дал строгое решение задачи для дебита несовершенной скважины. Позднее И.А. Чарным получена формула дополнительного фильтрационного сопротивления от несовершенства скважин. В 1980 г. А.М. Пирвердян на основании результатов, полученных И.А. Чарным, и формулы Дюпюи дал наиболее простую формулу для определения дополнительных фильтрационных сопротивлений от несовершенства скважин по степени вскрытия.

Приведено приближенное решение задачи Маскета – Чарного – Пирвердяна для оценки дебита скважины с различной высотой песчаной пробки: меньшей, равной и большей толщины пласта. Предложена гидродинамическая схема задачи для различной высоты песчаной пробки. Выполнены расчеты по ее влиянию на дебит скважины.

Показано, что даже при очень низкой проницаемости песчаной пробки при ее высоте, меньшей толщины пласта, скважину можно эксплуатировать. При этом дебит составит 72 % дебита совершенной скважины. Если высота песчаной пробки равна толщине пласта, то дебит равен 48 %, если больше толщины пласта, то дебит составит всего 26 %. Зная начальный дебит скважины до появления песчаной пробки, можно в процессе эксплуатации скважины определять ее высоту.

Наличие песчаной пробки может играть положительную роль, выполняя функции дополнительного противопесочного фильтра. При этом вынос песка из призабойной зоны снижается, а при больших дебитах возникает псевдосжиженный слой, который поднимается на определенную высоту и дебит скважины увеличивается. Если глубину погружения СШН или УЭЦН выбрать выше слоя псевдосжижения, то вынос самых мелких фракций песка будет незначительный.

В зависимости от высоты песчаной пробки определяется коэффициент совершенства, который изменяется в широких пределах.

Особенности моделирования разработки месторождения с массовым применением ГРП на примере ключевых месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз»

*Р.Н. Асмандияров (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
А.В. Сергейчев (ОАО «НК «Роснефть»),
В.А. Байков, С.А. Рабцевич, А.А. Шкутин, Б.И. Муллагалиев
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Основные месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» характеризуются низкой проницаемостью коллекторов, сложным геологическим строением и большими размерами залежи. Размеры залежей не позволяют создать полномасштабную гидродинамическую модель месторождения, рассчитываемую за разумное время. Создание многочисленных секторных моделей для решения данной проблемы обладает такими недостатками, как значительная неопределенность входных параметров для инициализации моделей, невозможность установки корректных граничных условий без расчета соседних секторных моделей, сложность сопряжения различных карт для анализа разработки. Поэтому для указанных месторождений целесообразно использовать упрощенные фильтрационные модели с возможностью адаптации к результатам нормальной эксплуатации, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, оценки пластового давления по другим источникам.

Наличие и постоянная актуализация расчетных карт давлений и насыщенностей позволяют планировать эффективные геолого-технические мероприятия, разрабатывать программы проведения исследовательских работ в проблемных зонах со значительным отклонением результатов замеров от расчетных данных. При этом за счет уменьшения объемов исследования в зонах с удовлетворительным согласованием фактических и расчетных данных возможно снижение затрат на проведение исследований.

Рассмотрены аспекты настройки геометрии и параметров техногенных трещин ГРП и автоГРП.

Промысловые исследования по изучению развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах

*В.А. Байков, А.Я. Давлетбаев, Т.С. Усманов,
Р.И. Нуриев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
Р.Н. Асмандияров (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на установившихся режимах закачки в однопластовых и многопластовых нагнетательных скважинах подтверждают, что зависимости давления от расхода закачиваемой жидкости имеют нелинейный вид. Так, коэффициент приемистости нагнетательных скважин при снижении давления закачки ниже давления смыкания трещин может уменьшиться в десятки раз. Эти эффекты не могут быть описаны фазовыми проявлениями, изменением состояния призабойной зоны пласта, фактической репрессией на пласт. Промысловые исследования свидетельствуют о самопроизвольном развитии техногенных трещин автоГРП в нагнетательных скважинах.

В рамках программы исследовательских работ на ряде месторождений выполнены ГДИС методом гидропрослушивания. Его целью являлось осуществление гидродинамического контроля самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах. Технология проведения исследования предполагала изменение режимов работы (остановка и запуск в работу) возмущающей нагнетательной скважины на трех этапах и регистрацию кривых изменения давления в наблюдательной скважине. В скважинах выполнялись непрерывные записи кривых изменения давлений на устье и забое. Полученные результаты показывают, что изменение давления в наблюдательной скважине повторяет кривую изменения давления в возмущающей скважине на всех этапах изменения режима работы. Таким образом, исследование подтверждает наличие между скважинами техногенной трещины высокой проводимости.

Результаты исследований показали следующее:

- наличие эффекта самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах;
- развитие техногенной трещины автоГРП происходило вдоль линий максимальных горизонтальных напряжений.

Путем численного моделирования гидропрослушивания оценена безразмерная проводимость трещины автоГРП. Полученные результаты должны учитываться при проектировании разработки месторождений, в частности, для предотвращения раннего обводнения добывающих скважин.

Технологические решения для построения моделей гигантских месторождений

***К.Ю. Богачев, Д.А. Эйдинов
(ООО «РфД»)***

В настоящее время при построении моделей крупных объектов используются процедуры укрупнения сетки (апскейлинг). При этом параметры апскейлинга выбираются, исходя из временных рамок и ограниченных вычислительных мощностей. Низкая детальность фильтрационной модели в совокупности с ошибками апскейлинга приводит к тому, что загрубленная модель непригодна для планирования бурения и проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), служит только для решения общих задач расчета материального баланса. С ростом возможностей высокопроизводительной вычислительной техники и программного обеспечения появляются новые технологии планирования разработки крупнейших месторождений с применением гидродинамических моделей, построенных на геологической сетке без применения апскейлинга.

Представлена технология построения таких моделей с использованием метода посекционного моделирования. Предлагаемая методика позволяет разделить процедуру построения большой модели с высоким разрешением на этапы, которые выполняются на полномасштабной модели, часть задач может быть эффективно решена на секторных моделях отдельных областей. К ним можно отнести процесс поскважинной адаптации модели, краткосрочное прогнозирование добычи на участке, подбор ГТМ на промыслах. Для сохранения корректного описания фильтрации на участке секторные модели строятся с учетом граничных условий, полученных из расчета полной модели. После корректировки модель выбранного участка может быть интегрирована в полномасштабную модель с учетом внесенных изменений.

Рассмотрены практические аспекты, связанные с размерностью моделей, скоростью расчета полномасштабной и секторных моделей, поиском оптимальных способов разбиения модели на секторы, а также с выбором граничных условий.

Результаты применения технологии продемонстрированы на модели одного из крупнейших нефтяных месторождений мира. Приведен пример модели на геологической сетке с 43 млн. активных блоков, для которой применена технология посекционного моделирования. Показано, что суммарное время расчета всех секторных моделей может быть существенно меньше времени расчета полной модели. При этом с учетом граничных условий для различных подобластей расхождения показателей добычи по модели не превышают 1 %. Полученные результаты демонстрируют высокую эффективность предложенной технологии построения высокоточных моделей крупных месторождений.

Особенности геологического строения и нефтеносность визейских врезов Удмуртии

*К.Д. Будкин, В.Я. Зорькина, Е.П. Погонищева,
Б.И. Яблоновский (ООО «НТЦ-РуссНефть»)*

Исследованы визейские палеоврезы по данным эксплуатационного бурения на Арланском месторождении по сетке 350x350 м и результатам сейсморазведки 3D на Центральном месторождении. Показано сходство строения врезов, находящихся на разных бортах палеопрогибов ККС, выделены и описаны залежи нефти, приуроченные к врезам, отмечена большая роль сейсмических исследований 3D при разведке и изучении палеоврезов.

Рассматриваемые палеоврезы имеют глубину до 90 м с более крутым западным бортом по отношению к восточному. В плане они вытянуты в субмеридиональном направлении и выполнены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов с линзовидными прослоями каменных углей радаевского горизонта. Кроме того, отмечаются локальные врезы.

На Вятской площади в песчаниках радаевского возраста выделены два продуктивных пласта CVI₁ и CVI₃, в которых залежи нефти приурочены к песчаным телам шнуркового типа. Эти пласты за пределами палеоврезов отсутствуют. К бобриковским отложениям приурочен продуктивный пласт CVI, развитый на всей территории.

На Центральном месторождении, находящимся на Киенгопском валу, визейский палеоврез выявлен по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3D, проведенных на Кайсегутском участке, Богдановской и Восточно-Богдановской площадях. В результате интерпретации материалов сейсморазведки в интервале визейских отложений прослежены отражающие горизонты ОГ II^н и ОГ II, приуроченные к кровле соответственно турнейского яруса и терригенных отложений тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона.

На седиментационных слайсах прослеживается палеоврез раннебобриковского возраста, имеющий извилистую форму и субмеридиональное простирание в интервале отложений поздне-турнейского возраста. Амплитудные неоднородности в виде линейных зон в пределах вреза свидетельствуют о неравномерной глубине эрозии и постепенном смещении палеорусл в плане. Результаты бурения скважин подтвердили наличие и положение палеоврез.

Отложения бобриковского возраста перекрывают толщу франско-фаменско-турнейских карбонатных отложений. Литологически толща представлена песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Обломочный материал поступал с Пермского свода.

С учетом опыта выделения палеоврезов по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3D на Центральном и Ончугинском месторождениях целесообразно проведение детального анализа материалов сейсморазведки в бортовых частях Камско-Кинельской системы прогибов.

Автоматизация обработки геологической информации с помощью программного модуля Geo Processing на примере подсчета запасов Кулешовского нефтегазового месторождения

*М.А. Булгаков, С.В. Терентьев,
С.А. Романов (ООО «СамараНИПИнефть»)*

Целью работы является повышение эффективности процесса подсчета запасов за счет сокращения времени, затрачиваемого на анализ геологической информации о залежах углеводородов, картопостроение, подсчет запасов, а также за счет уменьшения числа ошибок, возникающих при обработке больших массивов информации по субъективным причинам.

Автоматизирован ряд расчетов, разбитых по задачам на несколько блоков, которые сведены в единый программный модуль Geo Processing. Программный код модуля создан на языке Visual Basic for Applications, который встроен в среду программы MS Excel и доступен для редакции.

Основные реализованные модули:

- формирование таблиц анализа геолого-промыслового материала и данных интерпретации результатов геофизических исследований скважин, создание массивов загрузочных данных для 3D геологического моделирования, расчет геостатистики;
- построение бланковочных 2D карт с регламентными обозначениями скважин, схем обоснования положения водонефтяного контакта, разработка основ для профилей;
- создание сводных таблиц подсчетных параметров запасов нефти и растворенного газа, запасов целевых компонентов (этана, пропана, бутанов), гелия и серы (предусмотрены первичная проверка на сходимость запасов и добычи по зонам после округления (балансировка ± 1) и вторичная аналогичная проверка после авторской ручной правки).

Использование модуля Geo Processing при пересчете запасов нефти и свободного газа Кулешовского месторождения Самарской области позволило сократить время проектирования геолого-разведочных работ с 15 до 13 мес.

Возможность модификации программного модуля пользователями, использование исходных данных и результатов расчетов в форматах программных продуктов, являющихся стандартом компании ОАО НК «Роснефть», позволяет применять модуль Geo Processing в масштабах всей компании.

Симуляторы «БСКО» и «Дизайн РИР» в ПК «ГиД»

***Г.Т. Булгакова, А.М. Ильясов, А.Р. Шарифуллин, Р.Я. Харисов,
В.А. Стрижнев, А.Г. Телин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
А.В. Пестриков, В.И. Никишов (ОАО «НК «Роснефть»)***

Рассмотрены симуляторы кислотной обработки скважин в карбонатных коллекторах и проведения ремонтно-изоляционных работ в скважинах в терригенных коллекторах.

С целью расширения фонда скважин, пригодных для кислотной стимуляции, необходимо разработать адаптированные технологии, позволяющие получить максимальный технологический эффект с минимальной степенью риска. Этого можно достичь путем обработки, включающей изоляцию обводненных и стимуляцию нефтенасыщенных участков.

При проектировании дизайна большеобъемных селективных кислотных обработок (БСКО) необходимо обоснованно рассчитывать ее параметры для прогноза продуктивности скважины после обработки и оценки ожидаемой прибыли за счет ее проведения. В ОАО «НК «Роснефть» разработан симулятор, позволяющий оптимизировать процессы планирования БСКО с применением вязких жидкостей – отклонителей.

Одним из способов увеличения эффективности ремонтно-изоляционных работ (РИР) является математическое моделирование их дизайна. Так, для моделирования этих работ в вертикальных скважинах в терригенных коллекторах в лаборатории РИР ООО «РН-УфаНИПИнефть» разработан модуль «Дизайн РИР» позволяющий выполнять дизайны РИР по отключению и селективной изоляции пластов, ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн (ЛНЭК) и заколонной циркуляции (ЗКЦ). В случае ЛНЭК и ЗКЦ учитывается движение тампонажных составов по трещиноватому кольцу, проницаемость которого оценивается после обводнения.

Симулятор «Дизайн РИР» для каждой конкретной скважины позволяет подобрать виды тампонажных материалов с заданными свойствами, а также скорости закачки и забойное давление после РИР с целью выбора наиболее эффективной технологии.

В настоящее время симуляторы БСКО и «Дизайн РИР» внедрены в программный комплекс «Геология и добыча» (ПК «ГиД»). Совместимость программ позволяет использовать для проектирования дизайнов РИР и БСКО всю исходную информацию по месторождению и скважине-кандидату, содержащуюся в постоянно поддерживаемой базе данных ПК «ГиД» и легко преобразуемую в форматы, применяемые в симуляторах.

Моделирование кислотной обработки нефтяного пласта, вскрытого скважиной с горизонтальным стволом

*Г.Т. Булгакова, Р.Я. Харисов, А.Р. Шарифуллин,
А.Х. Нуриев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
А.В. Пестриков (ОАО «НК «Роснефть»)*

Разработана математическая модель кислотной обработки горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах для управления потоками кислотных растворов и химических отклонителей. Модель построена для скважины без обсадной колонны и хвостовика. Для обработки жидкости закачиваются в скважину под давлением через гибкую НКТ (ГНКТ).

В модели предполагается радиально-симметричный начальный профиль проницаемости. В длинных горизонтальных скважинах эффекты поперечного течения и сепарации жидкостей под действием силы тяжести в скважине и горной породе незначительны. Поэтому задача является осесимметричной и может быть сведена к двумерной задаче: радиальной по r в пласте и линейной вдоль x направления скважины. Математическая модель показывает расположение закачиваемых жидкостей с помощью отслеживания перемещения их фронтов. При обработке последовательно закачиваются различные жидкости, включая органический растворитель, кислотный раствор, отклонитель для предотвращения перетоков в скважине и др. Забойное давление изменяется вследствие проявления эффектов трения и растворения породы, поэтому модель закачки жидкости связана с моделью кислотной обработки пласта, позволяющей уменьшить загрязнение призабойной зоны и скин-фактор.

Задача солянокислотной обработки карбонатных пластов рассматривается в рамках многокомпонентной изотермической фильтрации однофазной несжимаемой жидкости. Численная аппроксимация задачи основана на методе контрольных объемов. Математическое моделирование позволяет определить оптимальное расположение конца ГНКТ для равномерного перекрытия всего интервала обработки. При вычислительном эксперименте исследуются параметры, влияющие на улучшение фильтрационно-емкостных свойств околоскважинной зоны, а также определяются их оптимальные значения для обеспечения максимальной эффективности кислотных обработок горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах.

Система мониторинга обустройства месторождений

***Н.В. Вавилов, А.Р. Атнагулов, А.Н. Винокуров,
Р.В. Мирошниченко, Л.А. Свечников, М.Р. Каримов
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

Система мониторинга обустройства призвана отслеживать решения по развитию инфраструктуры месторождений дочерних обществ и при необходимости своевременно корректировать принятые проекты. Ее создание обусловлено необходимостью оперативно вносить изменения в проекты обустройства и бизнес-план при изменении решений по разработке месторождений и макроэкономических условий. Создание системы осуществляется совместно с проектным институтом, отвечающим за мониторинг разработки месторождения, и с управлением перспективного планирования дочернего общества.

Система мониторинга обустройства включает следующие подсистемы:

- инструмент планирования и оптимизации развития инфраструктуры месторождения;
- единое информационное пространство по замеряемым техническим данным, характеризующим работу оборудования;
- цифровые модели месторождений;
- решение оптимизационных и инженерных задач с использованием передового программного обеспечения (ПО OLGA и др.).

Инструментом планирования и оптимизации инфраструктуры месторождений является модуль «Обустройство», входящий в состав программного комплекса «Геология и добыча», позволяющий создавать модели обустройства месторождений, которые содержат объекты по сбору и подготовке продукции скважин, трубопроводы, ЛЭП, подстанции, дороги и другие объекты, относящиеся к инфраструктуре месторождения. Создание системы мониторинга обустройства предполагает интеграцию модуля «Обустройство» с корпоративными базами данных ОАО НК «Роснефть», содержащими оперативную информацию о состоянии объектов обустройства и сетей трубопроводов.

Таким образом, интеграция цифровых моделей обустройства с единым информационным пространством по замеряемым техническим данным позволит организовать полноценный мониторинг обустройства месторождений.

Применение анализа результатов трассерных исследований при создании фильтрационной модели пласта

*Я.В. Васева, Д.С. Самсонов
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Основным критерием оценки качества адаптации модели к истории разработки является сопоставление результатов гидродинамического моделирования с промысловыми данными как по интегральным показателям, так и отдельно по скважинам. При этом часто остается открытым вопрос о достоверности распределения флюидов в межскважинном пространстве. Для более качественного моделирования потоков жидкости в пласте необходимы данные, получаемые в результате дополнительных исследований. Одним из них является метод трассирующих индикаторов, позволяющий изучать направление и скорость флюидопотоков в межскважинном пространстве.

Целью данной работы является обоснование необходимости использования результатов трассерных исследований при создании фильтрационных моделей.

Проанализированы данные трассерных исследований, проведенных в различные годы. В результате подтверждена теория о разломной структуре пласта, сформировано представление об изменении проводимости разломов со временем и движении флюидов в межскважинном пространстве.

Предложено несколько способов учета результатов трассерных исследований при создании фильтрационной модели. Выполнена оценка реализации различных методов, приведены их преимущества и недостатки.

Проведен анализ распределения потокофлюидов в межскважинном пространстве в модели с учетом и без учета результатов трассерных исследований. Показано, что при относительно одинаковой адаптации скважин к истории разработки распределение потоков флюидов в пласте различно. Следовательно, необходимо выполнение трассерных исследований для уточнения строения пласта и формирования представления о направлении и скорости флюидопотоков в межскважинном пространстве.

Использование моделирования линий тока для выработки рекомендаций по оптимизации системы заводнения

*Е.В. Векшина, П.В. Зимин,
В.В. Васильев (ООО «ТННЦ»)*

Предложен комплексный подход к оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД) на примере Ибряевского месторождения Оренбургской области. Месторождение введено в промышленную разработку в 1975 г., находится на последней стадии эксплуатации и характеризуется высокой обводненностью скважин.

На поздней стадии разработки месторождений степень выработки запасов и экономическая эффективность зависят от сбалансированности реализованной системы заводнения. Ее оптимизация для устранения зон недренлируемых запасов, непродуцательной закачки и закачки в промытые интервалы позволяет снизить затраты и увеличить рентабельность добычи нефти. Оптимизировать систему заводнения можно двумя методами анализа, рассматриваемыми в работе: анализ блоков заводнения и линий тока. Их одновременное использование обеспечит наибольшую эффективность оптимизации системы заводнения.

На Ибряевском месторождении выделены блоки заводнения, по которым проанализированы текущее состояние разработки, энергетическое состояние, возможности достижения утвержденной нефтеотдачи и эффективность сформированной системы ППД. На созданной модели линий тока проанализированы направления движения фильтрационных потоков, оценена степень интерференции нагнетательных и добывающих скважин, проведено количественное разделение эффективной и неэффективной закачки, оценена степень влияния законтурной области.

Применение методики позволило выявить зоны невыработанных запасов и рекомендации по бурению боковых стволов, установить области с завышенными объемами закачки, работающие неэффективно, и сбалансировать систему ППД путем адресного изменения объемов закачиваемой воды.

Предложены алгоритмы:

- формирования блоков системы заводнения и определения весовых коэффициентов, с которыми скважины входят в блок;
- аналитического анализа работы эксплуатационных объектов на основе ячеек заводнения;
- поэтапного углубленного анализа и оптимизации системы ППД на основе модели линий тока с использованием статистического анализа множества прогнозных вариантов с различными характеристиками заводнения.

Рассмотренные подходы и алгоритмы, безусловно, могут эффективно использоваться на месторождениях, где требуется оптимизация системы ППД.

Методика расчета рабочих характеристик центробежного газосепаратора с учетом влияния дисперсности газожидкостной смеси

*М.Г. Волков, В.Г. Михайлов, Р.С. Халфин
(ООО «РН-УфНИИПнефть»)*

Целями работы являются численное исследование влияния структурного состава дисперсной газожидкостной смеси (ГЖС) типа «вода – поверхностно-активные вещества – воздух» на эффективность газоотделения в центробежном газосепараторе и разработка методики расчета его рабочих характеристик в зависимости от степени дисперсности, определение границ применимости методики на основе фактических данных на примере одного из месторождений ОАО «НК «Роснефть».

В качестве метода исследования использовано численное моделирование гидродинамической структуры жидкости с пузырьками газа в поле центробежных сил.

Разработана методика расчета коэффициента сепарации центробежного газосепаратора, отличающаяся от известных тем, что основана на численном моделировании траекторий движения пузырьков газа в межлопаточном канале центрифуги.

В результате численного эксперимента установлено влияние диаметра пузырьков газа ГЖС на эффективность сепарации в центробежных газосепараторах. Определена граница по дисперсности ГЖС, при которой эффективность сепарации газа в поле центробежных сил существенно снижается.

Оценка достоверности данных численного моделирования проведена путем сопоставления расчетных и экспериментальных результатов на примере газосепаратора ГСА5-1. Установлено, что полученная по предложенной методике погрешность удовлетворяет требованиям, предъявляемым к инженерным расчетам.

Предлагаемая методика расчета реализована в информационной системе (ИС) Rosneft-WellView и апробирована в условиях Приобского месторождения.

При подборе оборудования разработанная методика позволяет обосновать выбор конструкции модели газосепаратора, с кавернообразующим колесом или без него, а также уточнить объемное содержание газа, поступающего в насос, и, следовательно, предполагаемое ухудшение характеристик УЭЦН. При мониторинге работы УЭЦН методика позволяет повысить точность расчета параметров расходно-напорной характеристики УЭЦН, дебита на приеме УЭЦН и ее коэффициент полезного действия.

Таким образом, при эксплуатации оборудования использование ИС Rosneft-WellView обеспечивает повышение эффективности эксплуатации скважины и снижение энергозатрат за счет оптимизации процесса подбора системы газосепаратор – УЭЦН.

Опыт применения горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения

*Р.Р. Галеев, А.В. Колонских (ООО «РН-УфаниПИнефть»),
Т.Р. Мусабиров, И.В. Судеев, А.В. Тимонов (ОАО «НК «Роснефть»)*

Гидроразрыв пласта (ГРП) является эффективным и распространенным методом интенсификации добычи нефти при разработке низкопроницаемых коллекторов. Развитию данной технологии способствует ухудшающаяся структура запасов нефти разрабатываемых месторождений ОАО НК «Роснефть». Однако в настоящее время применение ГРП в наклонно направленных скважинах (ННС) не обеспечивает рентабельность разработки, что вызывает необходимость применения новых систем заканчивания скважин. Для этого в ООО «РН-Юганскнефтегаз» в рамках реализуемой в ОАО «НК «Роснефть» программы инновационного развития в 2010 г. принято решение об организации опытного участка с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП. Участок разбурен в 2011-2012 гг.

Рассмотрен комплекс работ по подготовке и выполнению опытно-промышленных работ (ОПР) на участке данного месторождения. Приведены технология заканчивания горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП и особенности ее применения.

Рассмотрен процесс создания и адаптации секторной геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). Особенностью геолого-гидродинамического моделирования является использование уникальных возможностей корпоративного гидродинамического симулятора NGT BOS для моделирования горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП в трехмерной ГГДМ. Симулятор позволяет задавать параметры трещин в соответствии с дизайном ГРП без локального измельчения сетки. Возможно задание трещин конечной и бесконечной проводимости. Корректное задание трещин особенно актуально при моделировании систем разработки с интерференцией скважин, обусловленной эффектом автоГРП в нагнетательных скважинах.

Хорошее совпадение фактических данных разработки с результатами прогнозных расчетов подтверждают корректность и эффективность предлагаемого подхода к моделированию систем разработки с указанными скважинами, а также возможность его использования при создании и адаптации ГГДМ других месторождений.

Даны рекомендации по дальнейшему применению горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП на других участках и месторождениях ОАО «НК «Роснефть».

Интегрированная система управления месторождением

*А.В. Гладков, М.С. Белянушкина, Д.Е. Кондаков, Р.Р. Гареев,
А.Е. Львов, А.В. Ракушин (ЗАО «Центр технологий моделирования»)*

Для эффективной разработки месторождений в современных экономических условиях требуются новые технологические подходы. Значительный потенциал повышения эффективности полномасштабной разработки месторождений заключен в сфере интегрированного управления, т.е. в выстраивании единой цепочки мониторинга и контроля производственных и управленческих процессов. Данная система включает различные области деятельности нефтедобывающего предприятия: бурение, ремонты скважин, механизированную добычу, поверхностное обустройство, трубопроводный транспорт, логистику, экологическую и промышленную безопасность, экономический блок. Для каждого из этих направлений, как правило, существуют отдельные информационные системы, используемые с целью автоматизации соответствующих бизнес-процессов. Например, для автоматизации логистических процессов используется система GPS мониторинга передвижения автомобильного транспорта и отдельных специалистов, что обеспечивает более безопасные условия работы специалистов компании, снижение числа инцидентов. Кроме того, внедрение подобной системы позволяет повысить прозрачность логистических процессов, что в свою очередь способствует их оптимизации. Однако оптимизация одного из блоков не может кардинально повлиять на эффективность разработки всего месторождения. В связи с отмеченным необходимо выстроить интегрированную динамическую модель месторождения, которая может использоваться для анализа и оптимизации технологических процессов. При этом необходимо обеспечить единообразие подходов к построению информационных систем отдельных блоков для формирования общей интегрированной системы управления предприятием.

Основными факторами, необходимыми для создания и успешного внедрения интегрированной системы управления месторождением, являются:

- наличие (или создание) информационной инфраструктуры, позволяющей интегрировать данные из различных технологических систем в единую базу данных;
- соответствие (или изменение) бизнес-процессов предприятия для того, чтобы они были максимально интегрированы с внедряемой системой управления;
- формирование нового подхода к мотивации специалистов для их заинтересованности в повышении эффективности выполнения своих функциональных обязанностей.

Уточнение критериев выделения коллекторов с помощью фильтрационной модели Приобского месторождения

*А.С. Гончаров
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Приобское нефтяное месторождение входит в число самых больших месторождений в мире. Основные запасы нефти сосредоточены в неоднородных низкопроницаемых пластах, имеющих сложное геологическое строение и тонкослоистую структуру коллектора. Для месторождения такого типа сложно найти аналоги в мировой практике добычи нефти. Сложное строение коллекторов затрудняет описание процессов выработки запасов, в связи с чем возникают проблемы создания адекватных моделей для прогнозирования технологических показателей эксплуатации скважин и выбора оптимальных систем разработки. Для повышения дебитов добывающих скважин на Приобском месторождении используется гидравлический разрыв пласта, что усложняет создание корректных моделей, описывающих процесс добычи нефти.

Основной подход к созданию 3D геологических моделей продуктивных нефтенасыщенных пластов базируется на распределении коллектора в геологической модели месторождения по материалам интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). В результате интерпретации данных ГИС на входе в геологическую модель были получены интервалы коллектора в скважине с определенными значениями пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и др. Для выделения продуктивных интервалов используются критерии выделения коллекторов, определенные на основе керновых исследований и привязке керн – ГИС. В итоге в геологическую модель загружаются данные только по интервалам коллектора в скважинах, что приводит к потере продуктивных интервалов пласта при использовании, например, высоких граничных значений пористости для выделения коллекторов. В 3D фильтрационных моделях процессов разработки это проявляется в уменьшении пластового давления по отдельным зонам ниже «разумных» значений.

Для решения указанных проблем следует отказаться от использования выделенных интервалов коллектора по результатам интерпретации данных ГИС и исходить из пространства непрерывных свойств: глинистости на основе гамма-каротажа, пористости и проницаемости. Затем использовать критерии выделения коллектора для отсеечения ячеек, не участвующих в фильтрации флюида в пористой среде.

Данный подход позволяет снизить число проблем, связанных с материальным балансом, при гидродинамическом моделировании процесса разработки месторождения. Для подтверждения результатов получены модели, которые качественно лучше описывают поведение пробуренных скважин при прогнозировании их работы с самого начала бурения.

Программный модуль для планирования и оценки эффективности мероприятий по обработке призабойных зон (ОПЗ) скважин в терригенных коллекторах

***В.Н. Гусаков, В.И. Сайфи, Е.В. Лазарева
(ООО «РН-УфНИПИнефть»)***

Разработаны алгоритмы и методы, позволяющие оптимизировать процесс подготовки и планирования дизайна обработки призабойной зоны (ОПЗ) для скважин терригенных коллекторов и тем самым повысить эффективность проведения геолого-технических мероприятий. Для разработки модели подготовки дизайнов ОПЗ была проведена систематизация мирового опыта, а также опыта ОПЗ скважин месторождений ОАО «НК «Роснефть». На основе анализа и систематизации полученных результатов разработаны алгоритмы расчета базового дизайна ОПЗ, которые учитывают:

- подбор реагентов для взаимодействия по данным компонентного состава и растворения кольматантов в призабойной зоне скважины, подбор кислот и их концентрации;
- расчет расхода растворителей, промывочных и продавочных жидкостей.

В модели расчета базового дизайна ОПЗ учтены использование двухпакерной компоновки, параметры трещины гидроразрыва пласта (ГРП), анизотропия по проницаемости при обработке двух объектов.

Разработанные алгоритмы и методы расчета базового дизайна ОПЗ предназначены для планирования, утверждения и оценки эффективности ОПЗ в секторах оптимизации резервуаров отделов УППР. В 2010 г. алгоритмы и методы подбора и планирования дизайнов ОПЗ прошли апробацию в ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ООО «РН-Пурнефтегаз».

По результатам апробации в программном комплексе «Геология и Добыча» реализован программный модуль «Дизайн ОПЗ». Создана база данных основных кольматантов и рисков их образования в терригенных коллекторах. Реализовано хранение утвержденных плановых и фактических дизайнов в базе данных. Разработан новый пользовательский интерфейс, позволяющий проводить оценку ОПЗ на основе блока диаграмм и отчетных форм.

Модуль установлен в дочерних обществах ОАО «НК «Роснефть», тестирование проводится по реальным данным обработки скважин в терригенных коллекторах месторождений Ханты-Мансийского АО, Ямало-Ненецкого АО, Республики Удмуртия, Томской области.

Подбор эффективных технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов на основе 3D-модели на стадии бурения

*Д.В. Дикалов, Д.А. Ильиных
(Филиал ООО «Лукойл-инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Цель данной работы – выявление оптимальных технологий для выработки запасов на месторождениях Шаимского района, которые характеризуются сложным строением продуктивных отложений, наличием разломов, обширных зон выклинивания около выступов фундамента и глинизацией коллекторов в пониженных частях. Такое строение требует особого подхода к математическому моделированию.

Поставленная задача решалась на основе 3D геолого-технологических моделей Западно-Тугровского месторождения, построенных в рамках договора по сопровождению бурения.

Западно-Тугровское месторождение введено в пробную эксплуатацию в 2008 г. На 01.01.12 г. на участке моделирования было пробурено 18 поисково-разведочных и 10 добывающих скважин. Промышленная нефтегазоносность Шаимского района, в пределах которого расположено месторождение, связана с юрским нефтегазоносным комплексом и корой выветривания доюрского основания. Доюрские отложения в пределах месторождения вскрыты большинством пробуренных скважин.

В процессе выполнения работы ставились следующие задачи:

- сопоставление фактических данных с моделью;
- уточнение структурного каркаса модели участка;
- уточнение кубов фильтрационно-емкостных свойств;
- уточнение следующей точки для бурения, прогноз геологических параметров;
- адаптация модели к истории разработки;
- анализ подтверждаемости результатами бурения и технико-технологических решений, разработка предложений по корректировке сетки скважин и изменению их назначения.

На основе геолого-гидродинамической модели Западно-Тугровского месторождения была проведена серия расчетов для оценки эффективности современных технологий выработки трудноизвлекаемых запасов нефти. В ходе работы был просчитан ряд вариантов с использованием различных технологий бурения и современных методов интенсификации добычи нефти, таких как бурение наклонно направленных скважин с гидроразрывом пласта, наклонно направленных скважин с горизонтальным окончанием, бурение многоствольных и многозабойных скважин, горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта.

Инженерные подходы к расчету и оптимизации продуктивности горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП на основе численно-аналитического моделирования

*Д.Н. Дмитрук (ООО «РН-СахалинНИПИнефть»),
Т.Р. Мусабиров, В.А. Краснов (ОАО «НК «Роснефть»)*

Представлена численно-аналитическая модель расчета дебитов горизонтальных скважин (ГС) с множественными трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) конечной проводимости (ГС с ГРП), дренирующих области конечных размеров с различными условиями на границах этих областей. Методика основана на решении нестационарного уравнения фильтрации с источниками различной пространственной конфигурации в пространстве Лапласа с последующим обратным преобразованием Лапласа полученных решений. В результате получают функцию дебита или забойного давления от времени.

Ключевую роль в решении задачи о нестационарной фильтрации сыграл метод суперпозиции возмущений, создаваемых отдельными трещинами. На основе полученного численно-аналитического решения создан расчетный инструмент, который позволяет определять продуктивность ГС с ГРП, прогнозировать отклик скважины при проведении гидродинамических исследований скважин (ГДИС), а также решать задачи по оптимизации дизайна ГС с ГРП.

Выявлены особенности динамики дебита ГС с ГРП и проведено сравнение продуктивности ГС с ГРП с продуктивностью вертикальных скважин с одной трещиной ГРП. Показано, что наибольшее воздействие на динамику продуктивности ГС с ГРП оказывает интерференция трещин ГРП. Определены параметры, от которых зависит время начала их интерференции, получены асимптотические приближения для эффективного радиуса ГС с ГРП. Для примера рассчитана динамика добычи ГС с множественными трещинами ГРП куста 250 Приобского месторождения, приведено сравнение полученных данных с фактической добычей.

Результаты работы применимы прежде всего для разработки пластов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. При этом полученные уравнения и алгоритмы позволяют решать следующие прикладные задачи:

- выполнять оценку проектов разработки месторождений, предполагающих применение ГС с ГРП;
- прогнозировать профили добычи ГС с ГРП;
- проводить планирование и интерпретацию результатов гидродинамических исследований ГС с множественными трещинами ГРП;
- оптимизировать дизайн скважин с множественными трещинами ГРП;
- задачи, связанные с массовыми расчетами профилей добычи/динамики забойного давления ГС с ГРП.

Оптимизация профиля многоствольных горизонтальных скважин при разработке пласта «рябчик» Советского месторождения

Е.В. Жеребова
(ООО «СамараНИПИнефть»)

Рассмотрено применение многоствольных скважин для эффективной разработки низкопроницаемых неоднородных пластов на примере Советского месторождения Томской области.

В последние годы все большее внимание уделяется применению новых технологий разработки месторождений нефти и газа. Особенно актуальны такие методы, как бурение многоствольных скважин, боковых горизонтальных стволов и бурение на депрессии. Однако данные технологии не достаточно широко применяются в России в отличие от зарубежных стран.

Советское месторождение является одним из крупнейших месторождений Томской области. Несмотря на долгую историю разработки, на месторождении имеются большие остаточные извлекаемые запасы. Основная доля остаточной нефти сконцентрирована в низкопроницаемых сильно неоднородных прослоях верхней части пласта АВ₁, называемых «рябчик» (АВ₁^{1+2а}).

Целью данной работы является повышение эффективности доизвлечения остаточных запасов пласта «рябчик» Советского месторождения за счет оптимизации параметров многоствольных горизонтальных скважин.

На секторной модели выполнено гидродинамическое моделирование вариантов разработки многоствольными горизонтальными скважинами различных категорий сложности, профилей и с разной длиной горизонтального участка. По результатам моделирования показано, что двухствольная скважина с длиной стволов 500 м, ступенчатым профилем и отходом между стволами 450 позволяет обеспечить наибольший коэффициент извлечения нефти и экономическую эффективность разработки пласта АВ₁^{1+2а}. При сравнении эффективности применения многоствольных скважин с горизонтальными многоствольными скважинами обеспечили значительно больший чистый дисконтированный доход.

По итогам выполненной работы можно судить об эффективности выработки остаточных запасов Советского месторождения многоствольными скважинами и больших перспективах применения данной технологии на аналогичных месторождениях.

Дисперсионный анализ как метод для обработки экспериментальных данных по определению активности коррозионных процессов

***А.А. Зубков, В.П. Гнездов
(ООО «НК «Роснефть» –НТЦ»)***

Цель данной работы – научное обоснование метода дисперсионного статистического анализа как средства для исследования закономерностей влияния различных химических добавок на скорость коррозии металла в кислотных составах. Апробация методики проведена на основе обработки и обобщения результатов многочисленных испытаний активности коррозионных процессов на образцах стали марки Д-12, применяемой для изготовления труб нефтяного сортамента. Испытания выполнены в соответствии с гравиметрическим методом по ГОСТ 9.502-82 «Ингибиторы коррозии металлов для водных систем».

На первом этапе экспериментальных исследований путем изменения концентрации кислот была определена величина выходной переменной – скорости коррозии в монорастворе соляной кислоты и смешанных растворах плавиковой, и соляной кислот. На втором этапе оценивалась степень коррозии металла в тех же кислотных композициях, но с постепенным введением в состав различных химических добавок в следующем порядке: комплексон, органический полярный растворитель, ПАВ, ингибитор коррозии. На заключительной стадии изучалось влияние каждого компонента на скорость коррозии.

Первоочередной задачей подобных исследований является качественный анализ, включая оценку степени влияния каждой из составных частей и их комбинаций в растворах на кинетическую составляющую коррозии.

Для решения поставленной задачи использовалась процедура статистического анализа, называемая дисперсионным анализом. При его проведении оценивался вклад различных факторов и их комбинаций в дисперсию скорости коррозии (факторная дисперсия), полученные результаты сравнивались с остаточной дисперсией. Остаточная дисперсия характеризует разброс выходной переменной, не зависящей от изменения значений факторов в наблюдениях.

На основе построения статистической модели из всего многообразия действующих на процесс составляющих выделялись те параметры, влияние которых было наиболее существенным. В результате обработки экспериментальных данных был выявлен ряд закономерностей влияния рассмотренных факторов на процесс коррозии.

Предложенная в работе методика позволяет оценить целесообразность применения того или иного компонента в составе кислотных композиций, а также обосновать экономически оптимальную рецептуру композиции относительно степени ее воздействия на нефтепромысловое оборудование.

Опыт подготовки данных ГИС для интеграции в комплексные проекты по интерпретации геолого-геофизических данных

И.А. Зюбин
(ООО «ГеоПрайм»)

Точно стратифицированный разрез по каждой скважине и верно набранная статистика фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород обуславливают правильное направление работ в построении площадной карты латерального распространения таких основных параметров коллекторов, как коэффициент пористости, проницаемость, глинистость и песчанистость, а также прогнозных карт общих и эффективных толщин. Кроме того, на данных ГИС основано инверсионное преобразование петрофизических параметров в сейсмические атрибуты.

Один из основных инверсионных параметров, получаемый на основе результатов ГИС (по данным акустического каротажа и гамма-плотностного), – параметр акустической жесткости. Так как не по всем скважинам имеются данные АК и ГГК-П, интерпретаторы, используя другие методы ГИС (стандартные КС, ПС и ГК), могут решить достаточно сложную задачу: синтезировать недостающие данные АК и ГГК-П практически для каждой скважины с приемлемой степенью достоверности. На основе определенных петрофизических характеристик коллекторов можно построить 3D кубы литологии (кубы песчанистости, пористости, глинистости).

Таким образом, комплекс ГИС, дополненный синтетическими кривыми, правильно набранная статистика ФЕС, рассчитанные петрофизические параметры пород, построение объемной модели и кубов петрофизических параметров позволят повысить информативность геолого-геофизической модели строения месторождения:

- более точно проектировать точки заложения новых скважин;
- снизить вероятность получения беспригодных скважин;
- эффективно размещать добывающие и нагнетательные скважины с учетом результатов интерпретации данных ГИС;
- максимально оптимизировать систему разработки месторождения.

Мониторинг разработки газовых месторождений средствами газодинамических исследований скважин и интегрированного моделирования работы залежи

*С.Г. Крекнин, А.В. Колмаков (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»),
А.С. Бордзиловский, А.Г. Лене, К.М. Федоров (ООО НТЦ «ОЙЛТИМ»)*

Использование телеметрических систем для мониторинга разработки газовых залежей дает гораздо больше информации и позволяет не только контролировать работу залежи, но и повышать эффективность ее разработки. Для этого применяются интегрированные гидродинамические модели работы залежи. Рассмотрена методика такого комплексного мониторинга.

Представлены результаты комплексной работы, включающей глубинные, устьевые (с использованием телеметрических систем) газодинамические и геофизические исследования скважин, а также интегрированного моделирования системы залежь – скважины. Работы выполнены в 2011 г. совместно с ООО «Газпром добыча Ноябрьск» на Западно-Таркосалинском месторождении. Анализ динамики газоводяного контакта проведен в обсаженных скважинах нейтронными методами.

На основе анализа результатов массовых газодинамических исследований показано, что устьевые измерения параметров потока газа с помощью телеметрических систем позволяют получать необходимые для интерпретации данные.

Можно проводить исследования и рассчитывать коэффициенты фильтрации без длительной остановки скважины для записи статики. При этом контрольный режим должен быть минимально возможным, а число режимов необходимо увеличить минимум до восьми. Можно оценивать обводнение газовых скважин по записи трубного и затрубного давлений. Ключевым фактором оценки обводнения является разница давлений подвижного и неподвижного столбов газа (трубное и затрубное пространство), а также теоретическая оценка потерь на трение.

Представлена новая методика мониторинга параметров газовых пластов. Полные исследования скважин проводятся при значительном расхождении прогнозных и фактических дебитов. Для текущих прогнозов и контроля разработки выполняются индивидуальные замеры КВД.

Приведена методология мониторинга газовых залежей, основанная на массовых исследованиях в скважинах с применением телеметрических систем, создания на основе результатов их интерпретации интегрированной модели работы залежи. На конкретном примере показаны особенности разработки и настройки интегрированной газодинамической модели газового пласта. Рассмотрены направления и методы контроля и повышения эффективности разработки с использованием результатов комплексного мониторинга работы залежи.

Выявленные особенности строения юрских отложений по сейсмогеологическим данным на месторождениях Шаимского НГР Западной Сибири

*Н.К. Курьшева, В.М. Вингалов
(ООО «ГеоПрайм» – филиал в г. Тюмени,
ООО «КогамымНИПИнефть»)*

Объектом исследования являются юрские отложения тюменской, абалакской свит и нижней подсвиты мулымьинской свиты. При построении числовой геолого-технологической модели и подсчете запасов на исследуемой территории были выделены два промышленно продуктивных объекта: пласт П вогулкинской толщи (аналог пласта Ю₁ васюганского горизонта); пласты Ю_{2,3} тюменской свиты. Однако в результате анализа новых данных сейсморазведки МОГТ 3D и детальной корреляции разрезов скважин с использованием кернового материала и данных о возрастных датировках продуктивных отложений был сделан вывод, что промышленно продуктивные пласты, выделяемые в составе этих объектов, связаны с вогулкинской и трехозерной толщами абалакской и нижнемулымьинской свит. Исследования Б.Н. Шурыгина (ИГНГ СО РАН) позволили установить позднетитонский возраст песчаников в скв. 10804 Польемская, что позволяет отнести эти песчаники к трехозерной толще (пласт П₀), в то время как песчано-алевролитовые прослои в разрезе юрских отложений на Убинском и Среднемулымьинском месторождениях датируются келловей-нижнетитонским возрастом и относятся к низезалегающей вогулкинской толще (пласт П).

В разрезах многих скважин исследуемой территории песчано-алевролитовые титонские слои нижнемулымьинской подсвиты залегают прямо на доюрских породах либо подстилаются отложениями абалакской свиты. Исходя из этого, авторы исследований считают некорректным выделение на Толумском месторождении пласта Ю_{2,3} тюменской свиты и выделяют в этом интервале пласт П абалакской свиты, стратиграфическая приуроченность которого установлена по данным исследований скв. 27 Толумская ООО «КогамымНИПИнефть».

В волновом поле средне-верхнеюрские слои регистрируются между отражающими горизонтами Б и А. В результате сеймостратиграфической привязки и моделирования волновых полей появилась возможность на Убинском, Среднемулымьинском, Лумутинском месторождениях выделить отражающие горизонты Б, П, Тю₂, Тю₃, Тю₄ и стратифицировать их с одноименными пластами. При переходе к Польемскому, Толумскому, Каюмовскому месторождениям резко сокращается толщина мулымьинской свиты, выклиниваются тюменская, абалакская свиты и в разрезе появляются нижнемулымьинские отложения песчаных слоев пласта П₀ трехозерной толщи.

Новые данные о строении продуктивных юрских отложений позволили выявить объекты, по которым будут вовлечены в разработку содержащиеся в них запасы нефти.

Формирование компетенций в области инжиниринга морских и наземных месторождений

***В.В. Лавров, К.М. Федоров, В.Л. Терентьев
(НОУ «Академия инжиниринга нефтяных
и газовых месторождений»)»***

В связи с актуальностью разработки шельфовых и морских месторождений многие нефтяные университеты России вводят программы подготовки бакалавров по направлению «нефтегазовое дело» в Мурманском ГТУ, Северном (Арктическом) федеральном университете (Архангельском ГТУ до 2010 г.), Уфимском ГНТУ. Вместе с тем разработка этих месторождений не столь принципиально отличается от добычи углеводородов на суше. Поэтому более быстрое решение кадровых проблем возможно на основе разработки магистерских программ обучения. В России такое обучение осуществляется два года, в Европе от года до трех. Данные программы разработаны в РГУ нефти и газа им. Губкина.

Быстрое развитие техники и технологий добычи нефти и газа на шельфе и из морских месторождений привело к ситуации, когда по целому ряду направлений ведущими центрами компетенций являются зарубежные нефтяные и сервисные компании, а также зарубежные вузы. В этих компаниях накоплен большой производственный, технологический опыт разработки как шельфовых, так и глубоководных морских месторождений, в вузах сосредоточены специалисты, имеющие практический опыт и специализированные курсы, прошедшие апробацию временем.

Изучение вопроса целевой подготовки кадров для постоянно расширяющейся деятельности российских компаний по разведке, освоению и разработке шельфовых и морских месторождений нефти и газа показывает, что предпринимаемых усилий явно недостаточно. Необходимо более широко использовать накопленные в зарубежных университетах компетенции и опыт зарубежных специалистов.

Основные направления деятельности Академии включают:

- подготовку специалистов в рамках магистерской программы по инжинирингу и разработке шельфовых месторождений нефти и газа совместно с зарубежным университетом;
- организацию и проведение кратких курсов по актуальным проблемам разработки шельфовых и морских месторождений, повышения нефте- и газоотдачи залежей с привлечением ведущих российских и зарубежных специалистов;
- организацию и проведение специализированных семинаров, оказание консультационных услуг по исследованиям скважин нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей, проектированию и обустройству шельфовых и материковых месторождений;
- подготовку специалистов высшей квалификации в рамках заочной аспирантуры и системы соискателей кандидатских и докторских диссертаций.

За образец организации магистерской программы принят успешный проект Центра переподготовки Томского ПУ и Университета Хериот-Ватт. Для реализации выбрана магистерская программа Oil and Gas Offshore Engineering шотландского Университета Роберта Гордона. На основе инжиниринговых подразделений компании ОЙЛТИМ создан и запущен центр по комплексному проектированию разработки морских месторождений (FDP Центр).

Постоянно действующая геолого-технологическая модель Ванкорского месторождения: построение, адаптация, практические аспекты применения

*А.В. Локоть, Т.М. Хаерзаманов
(ЗАО «Ванкорнефть»)*

Геологическое и гидродинамическое моделирование объектов разработки месторождений нефти и газа с применением специализированных программных продуктов давно стало основным инструментом при прогнозировании и принятии решений. Как и в любой другой методике при использовании моделей важнейшими являются входные данные, алгоритм расчетов, а также результаты применения данных моделей и их сопоставимость с результатами эксплуатации.

Приведен пример построения, последующего применения, адаптации постоянно действующей геолого-технологической модели Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения. Данная модель характеризуется применением большого числа исходных данных для построения и дальнейшего перестроения: результаты расширенного комплекса ГИС, изучения керна и глубинных проб флюидов; ГДИС; СО-каротаж; сведения о режимах эксплуатации скважин. Кроме того, модель регулярно подвергается процедуре адаптации к данным эксплуатации. При адаптации пересмотру и значительной корректировке в случае необходимости подлежат параметры как гидродинамической, так и геологической модели, а также основные петрофизические зависимости.

Описанный подход позволяет не только создать адекватный инструмент, учитывающий основные особенности физики пласта и используемый для прогнозирования, но и получить относительно четкое представление о геологическом строении залежи, которое в дальнейшем обеспечит успешную реализацию программы эксплуатационного бурения.

Основная цель работы – поделиться опытом построения, адаптации и применения постоянно действующей геолого-технологической модели Ванкорского месторождения, выделить особенности данных процессов и изложить основные возникающие при этом проблемы.

Планирование добычи с учетом ограничений наземной инфраструктуры

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

Рассмотрен метод планирования добычи нефти/жидкости на месторождениях с учетом ограничений наземной инфраструктуры по подготовке и перекачке нефти/жидкости. Предложенный алгоритм позволяет выполнять расчет динамики добычи нефти/жидкости по объектам подготовки и перекачки (за определенный временной период), определить загрузку объектов при изменении инфраструктуры месторождений (например, привязки скважин/кустов к объектам подготовки и перекачки), выявить объекты с риском работы в режиме перегрузки. Если возможности объектов инфраструктуры не позволяют увеличить добычу нефти/жидкости за счет проведения геолого-технических мероприятий, то предлагаемый подход позволяет оценить число и средние параметры (дебит жидкости и обводненность) добывающих скважин, выходящих в бездействие.

Для корректного планирования добычи на месторождении или по группе месторождений обязательно проводится анализ потенциала наземной инфраструктуры. Благодаря применению при разработке продуктивных пластов разнообразных методов интенсификации добычи нефти, проведению геолого-технических мероприятий, направленных на повышение производительности резервуаров, существенно увеличилась добыча нефти и жидкости, в том числе на месторождениях, находящихся на третьей стадии разработки. В результате существующая инфраструктура, рассчитанная на добычу меньшего объема нефти/жидкости, может ограничивать темпы разработки данного месторождения. С помощью предлагаемого подхода удается максимизировать добычу нефти на месторождении за определенный период, если существуют описанные ограничения по подготовке и перекачке нефти/жидкости. Данный метод апробирован на одном из месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Анализ разработки – основа для принятия оптимальных технологических решений

*Г.С. Малютина, Т.М. Миннибаева,
Р.М. Юсупов, И.В. Парамонова
(ОАО «ВНИИнефть» им. акад. А.П. Крылова)*

Приведены результаты анализа разработки одного из пластов месторождения, расположенного в Тимано-Печорской провинции, которые были учтены при обосновании оптимального размещения скважин и выборе режима их эксплуатации.

К настоящему времени разбурена центральная часть залежи. Объект находится на первой стадии разработки, отмечается рост добычи нефти при увеличивающихся темпах обводнения. Анализ энергетического состояния залежи показал:

- высокие отборы жидкости в условиях позднего формирования системы поддержания пластового давления снизили пластовое давление, в отдельные годы (2005-2007 гг.) до давления насыщения нефти газом;
- с началом закачки воды пластовое давление восстанавливается;
- в неработающих скважинах, расположенных на значительном удалении от действующих скважин (до 4000 м), фиксируется сниженное пластовое давление, что свидетельствует об обширной области дренирования запасов;
- по отдельным работающим добывающим скважинам, расположенным в непосредственной близости от нагнетательных, влияние закачки не отмечается, на основании чего предполагается наличие барьеров, влияющих на распределение фильтрационных потоков.

На накопленный отбор нефти существенно влияет суммарная толщина выделенной высокопроницаемой области. Единственным источником обводнения является закачиваемая в пласт вода, причем продвижение ее проходит преимущественно по высокопроницаемым прослоям либо по природным и/или техногенным трещинам. Выявленные по результатам анализа взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин направления фильтрационных потоков подтверждаются промысловыми исследованиями, в том числе закачкой трассеров.

Полученные результаты позволили изменить ранее принятые проектные решения: обосновать сокращение фонда скважин; перейти от регулярной системы размещения скважин к избирательной системе, адаптированной к геологическому строению и учитывающей пробуренный и введенный в эксплуатацию фонд скважин.

Моделирование структуры фильтрационно-емкостного пространства в карбонатном разрезе

*Т.М. Минтибаева, А.Ф. Галимова,
И.О. Кузилов, В.А. Мучаева
(ОАО «ВНИИнефть» им. акад. А.П. Крылова)*

Карбонатные отложения девонского возраста Тимано-Печорской провинции относятся к основным продуктивным объектам и характеризуются сложным строением коллекторов. К таким объектам относится продуктивный пласт нижнефаменского яруса верхнего девона одного из месторождений, для которого характерна высокая неоднородность удельной продуктивности скважин. Основой современных технологий оптимизации разработки месторождений является фильтрационная модель месторождения. Стандартными методами создать фильтрационную модель не удалось. Так, при первом расчете по ряду скважин дебиты жидкости отличались на порядок от фактических.

По данным керна и исследованиям FMI установлены три вида пустот: поры, каверны и трещины. Трещины имеют подчиненное значение и в основном тектоническое происхождение, преобладает каверново-поровый тип коллектора. Поэтому не удается разделить пустотное пространство на два типа. В процессе работ неоднократно возникали попытки найти структуру, отвечающую аномально высокой продуктивности разреза. Одним из таких направлений были поиски каверновой составляющей, для этого использовали в основном методы акустического и нейтронного каротажа. В отличие от предыдущих работ в данном исследовании для выявления высокопроницаемых частей разреза, которые объяснили бы природу аномальных дебитов, применялось комплексирование акустического каротажа и разверток FMI. Выделенные высокопроницаемые части разреза по скважинным данным составляют всего 11,5 % коллекторов и 1,5 % всего объема пласта.

В результате при адаптации фильтрационная модель пласта была разделена на три области: низкопроницаемую (матрицу); высокопроницаемую; область разломов. В процессе работы проведена модификация абсолютных значений проницаемости высокопроницаемой области и площади ее распространения. Выявлены и внесены изменения в геологическую и соответственно гидродинамическую модель, например, учтены наличие барьера (либо непроводящего разлома) между скважинами, изменение проницаемости в районе скважин и др.

Выделение высокопроницаемой области позволило улучшить условия адаптации геолого-гидродинамической модели, обосновать высокие дебиты действующих скважин и перейти от регулярной (трехрядной) системы разработки к избирательной.

Использование сейсмических методов для детального описания строения резервуара на примере месторождения Западной Сибири

М.Ю. Митяев
(ООО «Газпромнефть-НТЦ»)

Проведены анализ сейсмических атрибутов, расчеты петрофизических параметров с применением нейронных сетей и сейсмической инверсии для детального описания коллекторских свойств. Все результаты сейсморазведки сопоставлены со скважинными данными.

Доказано влияние распределения отдельных фаций, а также наличия газовой шапки на расчет сейсмических атрибутов, связанных с определенными коллекторскими свойствами. Предложена методика учета типа насыщения для обучения нейронных сетей и выполнения сейсмической инверсии. Учет таких влияний позволяет корректнее оценить пространственное распределение фаций и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а также оконтурить газонасыщенные зоны. Процесс оконтуривания рассмотрен на примере месторождения со сложной системой разломов. Предложены методики контроля появления прямых признаков наличия углеводородов, а также представлены факторы, влияющие на принятие решений, касающихся структурно-тектонического строения региона.

Для сравнения возможности применения полученных сейсмических карт и кубов при дальнейшем моделировании месторождения выполнен анализ неопределенностей трех концептуально отличных моделей: первая основана на использовании карт сейсмических атрибутов в качестве трендов для распределения свойств; вторая – на полученных кубах свойств сейсмической инверсии; третья – на стохастическом распределении свойств. Критериями для сравнения неопределенности являлись значение разброса запасов в результате 100 реализаций по каждому способу моделирования и величина запасов нефти, которая сравнивалась с величиной запасов, находящихся на балансе.

Таким образом, применение сейсмической инверсии в процессе моделирования дает высокий разброс и переоценку запасов почти вдвое вследствие неучета тонких прослоев с низкими коллекторскими свойствами из-за сравнительно низкой разрешающей способности сейсморазведки. В стохастических методах моделирования не была учтена латеральная изменчивость коллекторских свойств, в результате получен относительно высокий разброс и переоценка более чем в 100 тыс. т.

Использование трендовых поверхностей на основе атрибутивного анализа позволило получить наименьший разброс величины запасов и максимально приближенные значения к запасам, находящимся на балансе.

В настоящее время остается открытым вопрос о разрешающей способности сейсморазведки и ее дальнейшем использовании при моделировании путем сейсмической инверсии, однако данные сейсморазведки в виде карт атрибутов позволяют получить качественное распределение параметров по кубу, что повышает качество геологических моделей.

Зависимость параметров разработки от топологических и геометрических характеристик геологических моделей

*Д.С. Мухамадеев, А.А. Тимиргалин,
А.А. Яковлев (ООО «РН – УфаНИПИнефть»)*

В качестве основы для цифрового геологического моделирования предложен подход на базе спектрального представления случайных полей. В качестве анализа множества реализаций геофизических полей используются аппарат вычислительной геометрии и топологии случайных полей, а также теория перколяции. Это позволяет выявить зависимость между характеристиками геологических моделей и показателями разработки, что повышает эффективность эксплуатации месторождений и сокращает число рисков при оценке технологических показателей в процессе построения геолого-гидродинамических моделей.

Актуальность работы обусловлена необходимостью создания методик и алгоритмов, повышающих эффективность разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и способствующих сокращению числа рисков при оценке технологических показателей при построении моделей. Перспективной является разработка теории и методологии автоматического анализа зависимостей геолого-гидродинамических характеристик от топологических и геометрических характеристик геофизических полей. Доказано, что существуют топологические инварианты трехмерных тел, которые не меняются при любых преобразованиях. Это можно использовать для сравнения топологической сложности между трехмерными объектами. Кроме учета геометрии трехмерных тел, разрабатываемые методики позволяют выявить их гидродинамические свойства.

Ставится задача об исследовании баркодов двумерных персистентных гомологий в трехмерном случае для экскурсий стационарных случайных гауссовых полей и поиске зависимостей основных топологических и геометрических характеристик реализаций стационарного случайного гауссова поля в ограниченной области от уровня экскурсии и параметров гауссовой и экспоненциальной ковариационной функции. Результатами работы являются алгоритмы и расчетный модуль для вычисления характеристик случайных полей, расчеты и их статистический анализ. При разработке алгоритмов и расчетного модуля планируется использование аппарата дискретной теории Морса и возможностей многоядерных систем с общей памятью, а также гибридных систем с GPU NVIDIA.

Новые методики позволят выявлять зависимость показателей разработки от топологических и геометрических характеристик для последующего проектирования размещения скважин и проводки горизонтальных стволов в наиболее продуктивных зонах пласта. Эффективность использования результатов выполненных работ обусловлена повышением обоснованности управленческих решений при разработке месторождений и сокращением числа рисков при оценке технологических показателей в процессе построения моделей. Данный подход планируется к апробации на участках Приобского и Мало-Балыкского месторождений.

Анализ применяемых методик расчета прогнозных уровней добычи нефти. Пути повышения адекватности прогнозных расчетов 3D моделей

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

Рассмотрены два этапа «жизни» гидродинамической модели: исторический и прогнозный. Основной целью используемых гидродинамических моделей является адекватность прогнозного этапа. В настоящее время адекватность модели по регламенту проверяется только по историческому этапу. Полученные результаты адаптации будут идентичны на историческом этапе и расходиться на прогнозном.

Единственным используемым, но нерегламентируемым способом оценки адекватности прогнозного этапа является проверка прогнозных расчетов на небольшом временном интервале вновь поступивших данных. Вследствие незначительной длительности прогнозирования отличия в процессах адаптации не успевают существенно изменить динамику.

Установлена необходимость дополнительно оценивать корректность прогнозного этапа гидродинамических моделей хотя бы экспертно, сопоставляя с результатами расчетов на упрощенных моделях. К преимуществам данного подхода можно отнести:

- выявление важных несоответствий, требующих экспертных решений и полной перестройки модели на ранних этапах, что значительно экономит временные ресурсы;
- проверку частых технических ошибок в гидродинамических моделях, которые легко могут изменить номер рекомендуемого варианта;
- в случае построения 1D моделей можно легко совместить с обязательным проектным этапом «Анализ разработки месторождения», что сэкономит время на построение упрощенных моделей.

Рассмотрен подход и предложена методика повышения адекватности прогнозных расчетов гидродинамической модели с помощью аналитических вычислений с использованием ключевых этапов. Снижение точности прогнозирования для большинства месторождений между 1D и 2D моделями будет незначительной, так как окончательное решение осуществляется на основе 3D моделей.

Рассмотрены стадии принятий решений по степени детализации (интегральная, покустовая, пообъектная, поквартальная) и доверия к расчетам (аналитический расчет, матбаланс, гроху модель, фильтрационная модель).

Сопоставление результатов прогнозных расчетов с использованием 3D и (1D, 2D) моделей позволяет значительно повысить качество применяемых проектных решений при минимальных дополнительных временных затратах.

Метод параметрической идентификации процесса аномальной диффузии на границе застойной зоны и области радиального стока скважины

А.С. Овсиенко
(ООО «СамараНИПИнефть»)

В последнее время все большее развитие при разработке месторождений получает теория о наличии асимметричного притока жидкости к добывающей скважине. Изучение такого процесса особенно актуально в связи с возрастающим числом разрабатываемых месторождений, отличительными характеристиками которых являются низкая проницаемость коллекторов и высокая вязкость нефти.

На практике даже в случае одной скважины течения не будут обладать постоянством давления при его распределении на внешних границах системы, скважины не будут находиться в центре их внешних контуров, а границы, на которых давления известны, по своей форме отличаются от окружностей. В этом случае течение в скважину будет несимметрично и на границе радиального и конвективного потоков образуется диффузионный поток с уникальными свойствами. Исследования аномальных свойств диффузионного потока могут быть важны как для понимания процессов, происходящих на границе двух областей, так и для выбора наиболее эффективного варианта разработки конкретного месторождения.

В зависимости от структуры коллектора процесс аномальной диффузии может носить различный характер: от суб- до супердиффузии. При определении параметров процесса аномальной диффузии использовался аппарат дробно-дифференциального исчисления, обеспечивающий достаточно точное математическое описание исследуемого процесса. На основе метода дискретных элементов получено численное решение уравнения аномальной диффузии.

Предложен метод параметрической идентификации, основанный на построении линейно-параметрических дискретных моделей в форме стохастических разностных уравнений. Разработан программный модуль, позволяющий на основе полученных экспериментальных данных с учетом случайной аддитивной помехи в результатах наблюдений проводить оценку параметров процесса аномальной диффузии. Численно-аналитические исследования эффективности предложенного метода дают возможность сделать вывод о высокой точности его применения и использовании описанного подхода при определении коэффициента диффузии и степени дробного дифференциального оператора. Эти параметры позволяют определить структуру и свойства коллектора в зонах, не охваченных добывающими скважинами, и могут использоваться при планировании разработки нефтяного месторождения. Приведены примеры апробации разработанного подхода на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» и месторождении Катангли ООО «РН-Сахалин-морнефтегаз».

Оптимизированный подход к разработке месторождений с газовой шапкой

*А.В. Олейник, А.Н. Степанов
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

Рассмотрен подход, позволяющий, во-первых, избежать потерь нефти, во-вторых,кратно уменьшить добычу свободного газа за счет его прорывов. Расчеты проводились на фильтрационной модели объекта Ю₁⁰⁻² Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Основной задачей является подбор оптимальной схемы барьерного заводнения, т.е. создание такого динамического водяного барьера на пути движения газа посредством нагнетательных скважин, который позволил бы избежать потерь нефти в газовой шапке и достичь утвержденного коэффициента извлечения нефти.

Идея барьерного заводнения, т.е. закачки воды на ГНК для предотвращения прорывов газа, не является новой, однако в настоящее время практически не реализована. Неудачи в реализации, в частности, связаны с широко распространенной практикой отработки нагнетательных скважин на добычу, часто в течение продолжительного периода. Концепция барьерного заводнения подразумевает построение барьера до начала добычи нефти в данной области.

Для расчетов была выбрана неразрабатываемая часть залежи и сформированы следующие прогнозные варианты:

- 1) разработка на режиме истощения;
- 2) барьерное заводнение с использованием наклонно направленных скважин;
- 3) барьерное заводнение с применением горизонтальных добывающих скважин;
- 4) барьерное заводнение с бурением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин.

Рассмотрены также варианты отбора газа через дополнительно введенные газовые скважины.

Во всех вариантах с барьерным заводнением кратно снижаются отборы свободного газа добывающими скважинами, что свидетельствует об эффективности выбранного метода. Результаты расчетов по вариантам с размещением газовых скважин показали, во-первых, возможность одновременной добычи нефти из нефтяной оторочки и газа из газовой шапки, во-вторых, дополнительный эффект стабилизации положения ГНК вследствие отбора газа, что позволяет значительно уменьшить время создания барьера перед началом добычи.

Применительно к рассматриваемому объекту была разработана оптимальная схема его эксплуатации, заключающаяся в совместном использовании барьерного заводнения и добыче газа из газовой шапки без снижения коэффициента извлечения нефти.

Экономический анализ показал, что наиболее эффективным является вариант с добывающими горизонтальными, наклонно направленными нагнетательными скважинами и одновременной добычей свободного газа.

Комплексный анализ текущего состояния разработки объекта Нх-III-IV Ванкорского НГКМ с использованием аналитического подхода и гидродинамического моделирования

*А.В. Петров, В.С. Заворуев
(ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)*

Целью работы является выявление причин роста обводненности добывающих горизонтальных скважин на примере скважин объекта Нх-III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Актуальность работы заключается в своевременном определении причин резкого роста обводненности на ранней стадии разработки месторождения и выработке рекомендаций для корректировки режимов работы скважин или системы разработки объекта с целью снижения рисков неполной выработки запасов нефти.

Выполнен комплексный анализ динамики обводненности добывающих скважин с использованием аналитического подхода и гидродинамического моделирования. Аналитический подход включает анализ скважинных данных об истории добычи, результатов промыслово-геофизических исследований и геолого-технических мероприятий.

Рассмотрены аспекты применения гидродинамического моделирования для анализа продвижения фронта воды посредством закачки меченой жидкости в нагнетательные скважины. На основе гидродинамической модели выполнены прогнозные расчеты для определения необходимости оптимизации системы заводнения. Сопоставлены результаты анализа с помощью аналитического подхода и гидродинамического моделирования, сделаны выводы по результатам работы и их практической применимости.

Блочная самоорганизация порового пространства в пограничном слое вынужденного диффузионно-конвективного стока

***В.И. Попков, В.П. Шакин, И.Г. Хамитов,
А.В. Попкова (ООО «СамараНИПИнефть»),
А.С. Хорошев (ОАО «Гипростокнефть»)***

Предложен способ учета изменения масштабов с помощью диссипативной функции по отношению к инерционно-гидродинамическим ньютоновским составляющим течения Стокса путем эволюционного изменения уравнений пьезопроводности. Это приводит к учету нелинейной конвективно-диффузионной части массопереноса и изменению амплитуды величины стока в скважину.

Для описания определенного числа явлений, возникающих при переходе через малоподвижную границу в жидкостной среде и около нее, проведено исследование значительного числа математических моделей месторождений Жигулевской дислокации, имеющих отношение к описанию явлений в реальных пластах.

Численными эволюционными методами найдено решение уравнения нелинейного массопереноса Бюргерса путем сопряжения решения радиального притока со скрепленными полями вынужденной конвекции Бенара – Марангони и свободной конвекции Релея – Бенара.

Исследованы динамические явления уширения межфазной границы при массопереносе за счет образования диспергированных приповерхностных зон типа «вода в нефти» и «нефть в воде», связанные с капиллярно-защемленной нефтенасыщенностью.

Исследованы новые виды межфазной конвекции (вынужденная конвекция Марангони – Гиббса), предложены способы введения механической энергии в межфазную область с целью интенсификации массообмена.

Существуют кризисы диссипативных структур, зависящих от соотношения толщины слоев фаз, для открытых систем. Нелинейные эволюционные уравнения типа Кортевега-де Фриза, Бюргерса или Шредингера позволяют рассчитывать эффекты образования осциллирующих волн и резонансные механизмы взаимодействия, а также темпы накопления изменения пластовых параметров (температуры, давления, скорости фильтрации и др.) в результате сейсмоакустического воздействия.

Комплексный подход при выполнении работ по актуализации геологических моделей на примере разбуриваемых участков ТПП «Лангепаснефтегаз»

*Л.Д. Рачева, О.Б. Панкова, Ю.Ю. Аристархова
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Целями данной работы являются уточнение геологического строения и снижение рисков эксплуатационного бурения пласта ЮВ₁¹ Лас-Еганского месторождения на основе комплексного подхода к актуализации геологической модели.

На примере данного объекта описаны основные этапы и особенности повышения детализации геологического строения. Секторная геологическая модель является основой непрерывного мониторинга разработки, периодически подвергается актуализации на текущий момент времени с учетом имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации.

При первичной настройке гидродинамической модели (ГДМ) Центральной залежи возникли сложности адаптации по некоторым скважинам северного и восточного участков – результаты настройки фильтрационной модели не соответствовали результатам эксплуатации: входная обводненность по ГДМ составляла 7-20 %, фактическая достигала 30-90 %.

При совместной работе специалистов по разработке, геофизике, геологии и гидродинамике в регионах, вызывающих трудности, были приняты решения о возможности корректировки геологической модели. Специалистами отдела обработки и интерпретации данных ГИС повторно были проанализированы результаты геофизических исследований 15 скважин. Это позволило пересмотреть характер насыщения пласта ЮВ₁¹ по ряду скважин, что привело к повышению ВНК по скважинам северного и восточного участков залежи, уменьшению нефтенасыщенных толщин и увеличению толщин водоносного коллектора по проблемным скважинам.

Приведены графики сопоставления входной обводненности по ряду скважин до и после внесения изменений в цифровую модель. Хорошее совпадение фактических данных разработки с результатами расчетов по ГДМ подтверждает корректность смоделированного участка месторождения и возможность дальнейшего его использования при проектировании и выборе геолого-технических мероприятий.

На основе информации, полученной в результате бурения новых скважин в 2011 г. и дополнительной обработки имевшихся данных, была построена трехмерная цифровая геологическая модель, позволившая детализировать и уточнить геологическое строение месторождения по сравнению с геологической 3D моделью, построенной по данным 2007 г. Установлено, что в связи с бурением новых скважин начальные геологические запасы нефти по залежи сократились на 10 %, что в первую очередь связано с уменьшением эффективных нефтенасыщенных толщин.

При разбуривании пласта ЮВ₁ было уточнено расположение вышележащего объекта АВ₁₋₂ транзитными скважинами. Полученные данные позволили конкретизировать границы зон отсутствия коллекторов, объем нефтенасыщенных пород. В результате были уточнены подсчетные параметры, осуществлен перевод части запасов из категории С₂ в категорию С₁ и из категории С₁ в категорию В. По результатам прироста было назначено внеплановое бурение пяти горизонтальных скважин на этот пласт.

Изменение геологической модели Урьевского месторождения пласта ЮВ₁¹ при сопровождении эксплуатационного бурения

*Л.Д. Рачева, О.Б. Панкова, В.В. Реймер, М.В. Ержанян
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

За основу геологической модели взята геологическая модель объекта ЮВ₁ Западно-Урьевского участка Урьевского месторождения, построенная в рамках подсчета запасов 2011 г. Бурение новых скважин не подтверждает исходную информацию, используемую при построение геологической модели в рамках подсчета запасов, такую как результаты испытания некоторых разведочных скважин и интерпретации данных ГИС по ним.

Сопровождение эксплуатационного бурения позволяет уточнять геологическую модель и корректировать дальнейшие технологические решения (назначение скважины, способ заканчивания). В результате эксплуатационного разбуривания Западно-Урьевского участка в 2011 г. в геологическую модель внесены существенные изменения.

1. Данные эксплуатационного разбуривания северо-западного участка пласта ЮВ₁¹ не подтвердили утвержденный в ПЗ ВНК на основании анализа материалов каротажа и опробования по новым скважинам. Положение ВНК было принято на 10 м выше утвержденного, что существенно сократило площадь нефтеносности залежи. Утвержденное положение ВНК основывалось на результатах интерпретации данных ГИС двух разведочных скважин и их испытания, которые после актуализации геологической модели находятся за контуром.

2. По результатам бурения новых скважин в южной части Западно-Урьевского участка не подтвердилось первоначальное представление о распространении зоны глинизации. Были пересмотрены данные интерпретации результатов ГИС разведочных скважин.

В итоге на юге Западно-Урьевского участка произошло расширение площади нефтеносности и увеличение нефтенасыщенных толщин.

В целом по Западно-Урьевскому участку за 2011 г. площадь нефтеносности уменьшилась на северо-западе залежи и увеличилась на юге. В результате, программа эксплуатационного бурения на 2012 г. была существенно скорректирована.

Определение технологических режимов работы нагнетательных скважин, предупреждающих выпадение АСПВ в пласте в процессе разработки

*Г.В. Сансиев
(ОАО «ВНИИнефть» им. акад. А.П. Крылова)*

Определены технологические режимы работы нагнетательных скважин, позволяющие предупредить выпадение парафина в пласте в процессе разработки месторождения. Проанализированы результаты РЛТ исследований нагнетательных скважин, их конструкция, геолого-физические свойства пород-коллекторов в разрезе скважины. Построена неизотермическая модель течения воды в нагнетательной скважине и выполнена настройка результатов расчетов по фактическим замерам. Установлена связь между температурой закачиваемой воды на забое и устье нагнетательной скважины в зависимости от приемистости. Проанализированы геолого-физические свойства коллектора, результаты исследований околоскважинного пространства микросканерами, гидродинамических исследований скважин (ГДИС). В промышленном симуляторе построена неизотермическая композиционная секторная модель, учитывающая твердую фазу асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). Выполнены многовариантные расчеты, позволившие оценить влияние мало достоверных геолого-физических параметров коллектора на процесс отложения парафина. Установлена зависимость минимально допустимой температуры воды на забое нагнетательной скважины от ее приемистости, при которой на стенках пор и трещин не осаждается твердая фаза АСПВ.

Исследован высоко неоднородный трещиновато-порово-кавернозный коллектор, в котором основной объем фильтрующегося флюида приходится на трещины. Рассмотрена задача, в которой тепловой фронт может прорываться далеко за фронт вытеснения.

Проанализированы результаты исследований пластовой высокопарафинистой нефти, выполнено построение ее термической физико-химической модели, описывающей фазовые переходы нефть – газ, нефть – твердая фаза АСПВ.

Рассмотрены причины выпадения парафина в процессе разработки и осложнения, вызванные этим процессом.

В настоящее время в разработке находится большое число месторождений, расположенных в районах Крайнего Севера, содержащих высокопарафинистые нефти. Для них актуален вопрос о допустимой температуре закачиваемой воды, так как поддержание высокой температуры экономически затратно. Применяя предложенный подход, можно уточнить допустимую температуру закачиваемой воды, снизить затраты, связанные с обеспечением промысла, предотвратить выпадение в пласте АСПВ.

Аналитическая оценка энергетического состояния залежи и прогнозирование разработки на основании исторических показателей

*А.Е. Сапожников, Д.С. Чебкасов,
Д.В. Антитин (ЗАО «ИННЦ»),
Д.М. Оленчиков (ROXAR)*

Разработана методика, позволяющая быстро, без затрат на гидродинамическое моделирование аналитически оценить энергетическое состояние залежи и спрогнозировать дебит жидкости по скважинам на основании модифицированного метода материального баланса и геолого-промысловой информации с учетом закачки и притока жидкости из аквифера.

Методика базируется на следующих предположениях:

- жидкость рассматривается как одна фаза (возможно расширение методики при учете многофазного потока);
- дебит жидкости пропорционален депрессии;
- депрессия определяется текущим упругим запасом жидкости и забойным давлением;
- приток жидкости в пласт пропорционален разности начального и текущего пластовых давлений.

С учетом данных предположений получено дифференциальное уравнение, описывающее динамику пластового давления и дебита жидкости. Найдено аналитическое решение.

Методика позволяет:

- оценить упругий запас жидкости для скважины на основании «исторических» замеров добычи и забойного давления;
- прогнозировать пластовое давление для залежи при различных режимах эксплуатации залежи;
- оценить эффективность закачки;
- выполнить прогноз добычи нефти / жидкости при сохранении текущего состояния залежи.

Методика была апробирована на Черепановском поднятии Мишкинского месторождения. Результаты расчетов показали высокую степень совпадения с результатами моделирования на симуляторе Eclipse Schlumberger.

Гидродинамическое моделирование месторождений с наклонным контактом

***Г.Г. Саркисов, Е. Стунгина
(«Роксар Сервис» ООО)***

При инициализации трехмерных гидродинамических моделей часто приходится решать проблему физической корректного отображения негоризонтальной поверхности ВНК. Это может быть связано с ошибками исходных данных (инклинометрия скважин, определение водонасыщенности), сегментацией залежи (за счет как разломов, так и гидродинамически изолированных слоев), а также с наличием неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). В результате при общем горизонтальном уровне свободной воды поверхность ВНК может выглядеть наклонной. Способы учета всех этих ситуаций (и их комбинаций) в современных коммерческих гидродинамических симуляторах хорошо известны и широко применяются при геолого-гидродинамическом моделировании. Однако в некоторых случаях существенный наклон ВНК может быть вызван активным потоком подошвенных вод.

Приведена методика инициализации гидродинамических моделей месторождений, в которых имеется существенный поток воды через продуктивный пласт. Методика включает создание такого потока с помощью аквифера или псевдо скважин на модели, изначально полностью насыщенной водой. Следующим шагом является «закачка» в модель нефти, которая моделирует процесс «формирования» залежи в условиях потока подошвенных вод. Важным является использование гистерезисных фазовых проницаемостей, позволяющих нефти «входить» в модель по «кривой относительной проницаемости» с нулевой остаточной нефтенасыщенностью.

Исследована чувствительность данной методики к объему прокачиваемой через модель воды. Показана принципиальная возможность «подбирать» уровень наклона ВНК в широких пределах и возможность применения описанного подхода при наличии капиллярных давлений в системе нефть – вода, а также в случае неоднородной геологической модели.

Использование метода объемной литологической модели интерпретации ГИС для планирования ствола скважины при разработке карбонатных коллекторов

*М.Г. Селиванов, В.С. Сесюркина, Л.Г. Стулов
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ)»*

Одной из основных проблем при проектировании горизонтальных и условно-горизонтальных скважин при больших этажах нефтеносности является определение целевого горизонта для проводки скважины с максимальной эффективностью. Если продуктивный пласт осложнен тектоническими нарушениями и включает все многообразие типов карбонатного коллектора, то основной задачей является проектирование ствола скважины с учетом геологии для получения максимального дебита при технологических ограничениях проходки.

Модель распространения доломитизированных известняков строилась с использованием результатов исследования скважин методом FMI, модели ELAN (Шлюмберже) и объемной литологической модели. Литологическая модель строилась на основе решения системы четырех уравнений для определения содержания долей известняка, доломита, глинистости, пористости в единичном объеме. На вход подавались расчетный коэффициент глинистости, интервальное время продольной волны акустического каротажа, расчетное водородосодержание вскрытых пород. Решение задачи сводилось к моделированию кривых этих параметров с учетом коэффициентов и объемного содержания каждого элемента. При этом задавалось условие: сумма долей пористости, глинистости, доломита, известняка должна равняться единице. В результате рассчитана литологическая модель, в которой отражены доли пористости и литологических разностей в единичном объеме.

На основе загруженных объемных моделей скважин выполнено геологическое моделирование, позволяющее получить распространение соотношения минеральных компонентов в межскважинном пространстве. Получено пространственное распределение пачки доломитизированных известняков с улучшенными коллекторскими свойствами.

Результаты геологического моделирования были использованы при планировании проводки ствола горизонтальных скважин. Сравнительный анализ работы скважин, спроектированных с использованием результатов моделирования распространения доломитов, и скважин, не вскрывших целевой горизонт, подтвердил, что новые скважины работают с большей эффективностью.

Оптимизация процесса фильтрационного моделирования путем создания вспомогательных инструментов

*Ю.А. Сивов, М.Н. Штоколова,
П.А. Глазунов (ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

Представлены два программных приложения (ПП), разработанных для автоматизации рутинных операций в области фильтрационного моделирования: плагин Optimal Model Coarsening (ОМС) для ремасштабирования геологических моделей в программном комплексе Petrel на основе алгоритма статьи SPE «Optimal Coarsening of 3D Reservoir Models for Flow Simulation»; макрос Eclipse Schedule Editor быстрого редактирования schedule-секции файла входных данных программного комплекса Eclipse 100.

Ремасштабирование направлено на уменьшение числа ячеек в модели и сокращение времени расчета процесса фильтрации флюидов в продуктивном горизонте. В плагине ОМС критерием для объединения прослоев модели является скорость распространения фронта вытеснения. По результатам сравнения данного параметра в прослоях модели приложение выводит графики зависимости сохраняемой неоднородности слоя модели от числа прослоев в нем. На основе данных графиков и выбора конкретной точки на каждом из них пользователь формирует окончательную геометрию фильтрационной модели. В плагине также реализованы построение геолого-статистических разрезов (ГСР) по песчаности, пористости, проницаемости и водонасыщенности, сопоставление данных геологической и фильтрационной моделей на основе ГСР.

Редактирование schedule-секции при значительном фонде скважин месторождения либо длительной истории или прогнозе его разработки является весьма затратной по времени операцией. ПП Eclipse Schedule Editor в разы сокращает время редактирования данной секции, реализуя следующий функционал:

- установка обязательности вычисления коэффициента kh на каждом шаге заменой рассчитанного значения на «1*»;
- замена рассчитанного скин-фактора скважины на «0» или установленный пользователем при ГРП или переводе скважины под нагнетание (авто-ГРП);
- установка относительной проницаемости нагнетаемой фазы с помощью автоматической расстановки ключевых слов COMPINJK при переходе скважины под нагнетание;
- ограничение минимально возможного забойного давления с помощью автоматической расстановки ключевого слова WELTARG;
- определение направления трещин ГРП с помощью расстановки ключевых слов MULTX (Y, Z).

Плагин ОМС автоматизирует ремасштабирование геологических моделей, подводя под эту процедуру обоснованную теоретическую базу, а также обеспечивает пользователя критерием корректности проведенного ремасштабирования – ГСР. Разработанные ПП значительно сокращают временные затраты на выполнение указанных операций и в настоящее время активно используются отделом моделирования ОАО «ТомскНИПИнефть».

Численное и аналитическое моделирование работы нефтяных скважин подгазовой зоны

***С.В. Степанов
(ООО «ТНЦ»)***

Моделирование скважин подгазовой зоны более сложно и менее надежно, что во многом обусловлено многофазностью потока. Данная проблема остро проявляется как для численных гидродинамических моделей, создаваемых с целью составления проектных документов на разработку, так и для моделей, предназначенных для сопровождения разработки, в том числе для обоснования технологических режимов эксплуатации скважин.

На примере реального объекта разработки рассмотрено несколько аспектов обозначенной проблемы: численное исследование влияния расположения скважины и режима ее эксплуатации на динамику показателей разработки; расчетно-параметрический анализ влияния различных факторов на динамику газового фактора; моделирование работы скважины с помощью аналитического решения уравнения материального баланса. Такой многосторонний подход позволяет сделать объективные выводы и снизить влияние эффекта от использования детерминированного численного моделирования. Однако в условиях сложного строения пластов возникает необходимость иметь представление о влиянии отдельных факторов. Применение аналитических моделей материального баланса позволяет исключить необходимость создания детальной пространственной модели пласта и использовать только общие данные, которые могут быть получены в результате автоматического решения задачи адаптации к фактическим промысловым данным.

Рассмотрен вопрос об эффективности проводки и эксплуатации скважин на основе имитационного моделирования. Для этого вводится понятие кратности добычи нефти и газа, а также формируются матрицы эффективности. Такая постановка позволяет выработать рекомендации по проектным скважинам.

Исследованы закономерности динамики газового фактора вследствие образования газового конуса в горизонтальной скважине. Задача решается с использованием синтетических гидродинамических моделей. Показано влияние анизотропии пласта, особенностей его расчлененности, наличия подошвенной воды, конфигурации ствола и его расположения в пласте, а также других факторов на показатели эксплуатации скважины.

Теоретически обосновано решение задачи для аналитического моделирования работы скважины в условиях образования газового конуса. Приведены примеры использования аналитического подхода для реальных скважин. Показано, что метод позволяет удовлетворительно воспроизводить динамику дебита нефти, в том числе в области ретроспективы исторических данных. Поскольку метод является быстродействующим, его можно использовать для управления работой интеллектуальных скважин.

Использование современных методов исследования для создания фильтрационной модели с двойной проницаемостью в карбонатных коллекторах

***Ю.П. Ткаченко, А.Р. Бенч (ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»),
О.В. Брюх, Г.В. Сансиев (ОАО «ВНИИнефть»)***

Показана возможность применения результатов исследований пласта современными методами для построения фильтрационной модели карбонатного коллектора.

Сопоставление результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС), специальных исследований околоскважинного пространства микросканерами позволило сделать вывод о существенной неоднородности трещиновато-порово-кавернозного коллектора, в котором фильтрационные процессы необходимо описывать в рамках модели среды двойной проницаемости, когда фильтрация осуществляется одновременно в плотной части коллектора и системе трещин. При этом между матрицей и трещинами происходит непрерывный процесс флюидообмена.

Обобщение информации, полученной в результате изучения околоскважинного пространства микросканерами (20 % фонда методами PEX-AIT-FMI-CMR-Sonic Scanner), проведения ГДИС (во всех скважинах), исследования ядра на томографе и флюорисцентным методом с качественной оценкой куба акустического импеданса, позволило выделить в разрезе прослой повышенной трещиноватости. Комплексная интерпретация результатов с использованием данных сейсморазведки 3D дала возможность получить пространственную конфигурацию трещиновато-кавернозного тела в общем объеме коллектора. Исследования ядра на компьютерном томографе позволили оценить среднюю долю объема, занятого трещинами, кавернами и порами. На основе результатов лабораторных исследований ядра по определению проницаемости и данных гидродинамических исследований скважин было построено распределение проницаемости в матрице и трещинах.

Физико-гидродинамические параметры фильтрационной модели были уточнены по результатам адаптации к истории разработки. Настройка гидродинамических параметров с высокой степенью неопределенности осуществлялась с применением оптимизационного пакета.

Проектирование разработки месторождений Тимано-Печорской провинции в основном осуществляется с применением моделей одинарной пористости, что неполностью отражает сложное строение и характер фильтрации в карбонатных резервуарах, в связи с чем вопросы создания моделей двойной среды являются весьма актуальными.

Построенная модель используется для прогнозирования технологических показателей разработки, оптимизации сетки скважин, оценки степени неопределенности параметров коллектора и определения оптимальных режимов работы скважин.

Управление заводнением многопластовой залежи Приобского месторождения с помощью оборудования ОРЗ

*Т.С. Усманов, В.А. Байков, Р.З. Зулъкарниев
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Приобское месторождение уникально по запасам нефти, его геологические запасы составляют более 3,5 млрд. т. Особенностью разработки месторождения является одновременно-совместная эксплуатация трех пластов (АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂). Для регулирования и контроля процесса заводнения с 2003 г. применяется оборудование для одновременно-раздельной закачки (ОРЗ). На 01.03.12 г. 205 нагнетательных скважин оснащены этим оборудованием.

Основными проблемами совместной эксплуатации пластов являются:

- опережающая выработка одного из пластов (как правило, пласта АС₁₁) из-за разных фильтрационно-емкостных свойств, при этом основные запасы сосредоточены в низкопродуктивном пласте АС₁₂;

- отсутствует возможность проведения селективных исследований и геолого-технических мероприятий по пластам.

Применение оборудования для ОРЗ позволяет решать вышеперечисленные проблемы. Контроль и регулирование процесса заводнения посредством применения оборудования для ОРЗ осуществляются по следующим направлениям.

1. Стратегия применения оборудования для ОРЗ.
2. Проектирование режима работы скважин с оборудованием для ОРЗ.
3. Оценка технологической эффективности ОРЗ.

Прирост извлекаемых запасов нефти за счет применения оборудования для ОРЗ по характеристике вытеснения LN (ВНФ) в программном комплексе (ПК) «ГИД» оценивается в 1,3 млн. т. Дополнительная добыча нефти в ПК «ГИД» за 2003-2012 гг. оценивается в 232,3 тыс. т, за февраль 2012 г. – 8,54 тыс. т.

Выделение зон замещения коллектора при моделировании с использованием нейронных сетей на примере Харампурского месторождения

И.Г. Хамета
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

При построении геологической модели может возникнуть немало проблем, одна из которых – недостаток данных. В некоторых случаях решить ее позволяет применение современных технологий, например, нейронных сетей. В частности, проблема недостатка данных возникла по Харампурскому нефтегазоконденсатному месторождению, где по пластам БП и ПК имеется только 30 % скважин с полным комплексом ГИС и интерпретацией, а по 70 % скважинам имеются лишь кривые ГК и НК. Выделение границ коллектора в этих скважинах не проводилось по двум причинам: во-первых, отсутствует кривая ПС; во-вторых, по ГК нельзя четко выделить границы коллекторов, так как он выполняется в закрытом стволе и качество записи не позволяет это сделать.

В связи с недостаточным числом скважин с интерпретацией, вскрывших неколлектор, при рассмотрении вопроса о нахождении коллектора в скважинах без интерпретации было решено использовать все скважины, так как на качественном уровне, например, для выделения зон замещения, можно использовать радиоактивные методы. Задача определения в короткие сроки литологии в скважинах с ограниченным комплексом ГИС решалась применением нейронных сетей по следующей методике.

По месторождению из списка скважин с полным набором данных (ГИС и интерпретацией) было отобрано несколько скважин с удовлетворительными кривыми. Чтобы кривые ГК и НК находились в одном интервале значений, они были отнормированы. По нормированным кривым была обучена нейронная сеть. На вход подавались указанные кривые и характеристики пород. Данная сеть воссоздает литологию, используя другие входные данные. Коэффициенты корреляции равны 0,7 – 0,8. С применением обученной нейронной сети и идентичных исходных данных по скважинам без интерпретации (ГК и НК) создавалась литологическая колонка в скважинах, где ее не было. Мелкие выбросы (глины и песчаника) отсеиваются фильтром.

Таким образом, с помощью нейронных сетей можно с большей достоверностью определить зоны замещения в пласте. Использование данной методики позволяет определить участки с высокими рисками наличия зон замещения и, следовательно, исключить неуспешное бурение, а также проведение геолого-технических мероприятий.

Анализ сейсмической неопределенности с применением геостохастического моделирования

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

Одним из основных этапов подсчета запасов нефти и газа является построение структурных карт кровли и подошвы пласта. Как правило, при их получении на основании построения карт скоростей используются различные методы интерполяции: кригинг; кокригинг; метод обратных расстояний; кубические сплайны и др. Следовательно, для зон с редкой сеткой скважин неизбежно возникает погрешность полученных значений. С целью решения этой проблемы необходимо проанализировать влияние неопределенности сейсмических данных на геологическую модель и результаты подсчета запасов, а также выбрать оптимальный метод оценки запасов.

Традиционный подход включает следующие этапы. По результатам уточненной корреляции отражающих горизонтов строятся карты изохрон, при перемножении которых на карту скоростей получают структурные поверхности. Однако, как показала практика, скорость, определенная с помощью интерполяции, мало соответствует скважинным данным. В связи с этим предложено строить карты скоростей методом стохастического моделирования, которые более корректно воспроизводит скважинные данные.

Стохастическим методом была построена серия реализаций карт скоростей, перемножением которых на постоянную карту изохрон получили множество вариантов структурных поверхностей. Далее по каждой структурной карте была проведена оценка порового объема коллектора над водонефтяным контактом. Для автоматизации данной процедуры был создан Workflow, который включал построение карт скоростей, пересчет отражающих поверхностей, оценку запасов. В результате была построена гистограмма распределения порового объема коллектора, наглядно доказывающая, что применение геостохастического моделирования позволяет получить наиболее реалистичный вариант оценки запасов, тогда как построение карт методом интерполяции занижает значение порового объема и запасов в целом.

Применение стохастических методов моделирования в ходе структурных построений особенно актуально для месторождений, характеризующихся невысокой степенью изученности. Для них очень важными являются использование всего исследовательского материала, а также оценка неопределенности данных и степени ее влияния на конечный результат.

К обоснованию размера ячейки фильтрационной модели в стохастически неоднородном пласте

*М.М. Хасанов, А.П. Рошкеттаев (ОАО «Газпром нефть»),
В.А. Краснов (ОАО «НК «Роснефть»)*

При численном решении задач фильтрации возникают ошибки, связанные с пространственной дискретизацией уравнений. На практике этими ошибками обычно пренебрегают, считая, что они не превышают первых десятков процентов. В случае неоднородного пласта аналитического метода оценки этих ошибок, насколько известно авторам, не существует, анализ чувствительности к размеру ячейки модели обычно не выполняется в связи с его трудоемкостью.

Приведен способ оценки размера блока сеточной фильтрационной модели, обеспечивающий приемлемую точность вычислений для стохастически неоднородного пласта. Показано, что дискретизация уравнений фильтрации в сочетании с геостатистическими методами построения поля проницаемости может приводить к существенным ошибкам в расчетах: рассчитанные продуктивности скважин, добыча воды могут быть ниже фактических в несколько раз. Такие ошибки не исключены при больших значениях дисперсии проницаемости (коэффициент Дикстры – Парсонса более 0,8) и размере блока модели, сравнимом с радиусом корреляции вариограммы в соответствующем направлении. Подобная ситуация возникает на практике при моделировании глубоководных пластов. В некоторых практически важных случаях горизонтальный размер блока, обеспечивающий приемлемую точность, может быть меньше 1 м, что делает невозможным вычисления даже для моделей площадью 25 га.

Обсуждается вопрос об использовании аналитических методов вычисления продуктивности скважины в стохастически неоднородном пласте. Приведены обзор методов усреднения проницаемости, сравнение результатов аналитических и численных расчетов для различных размеров ячейки сетки.

Оценка оптимального темпа отбора нефти с месторождения

*М.М. Хасанов (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
О.С. Ушмаев (Институт проблем информатики РАН),
С.А. Нехаев (ОАО «НК «Роснефть»),
Д.М. Карамутдинова (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Предложен метод оценки оптимального темпа разработки месторождения, основанный на одновременной оптимизации средних запасов в расчете на одну скважину и пикового уровня добычи нефти.

Метод может применяться при определении оптимального темпа отбора на месторождении, его минимальных рентабельных запасов и минимальной рентабельной net-back цены, анализе привлекательности перспективных участков.

Разработана технико-экономическая модель, включающая темп отбора и экономический эффект. Экономика проекта определяется на основе интегральных удельных параметров (затраты на одну скважину, затраты на дополнительную добычу тонны нефти и др.). Предложена система дифференциальных уравнений, определяющая оптимальный темп отбора. На основе анализа уравнений и их решений установлено, что темп отбора зависит от системы трех безразмерных технико-экономических показателей.

Показано, что задача определения оптимальных запасов на скважину может быть решена независимо от задачи определения пикового уровня добычи нефти. В то же время выбор оптимальной полки существенно зависит от запасов на скважину. Выявлено, что оптимальные решения являются устойчивыми к изменению ставки дисконтирования в широком диапазоне ее значений. Проведен анализ технико-экономических показателей разработки месторождений Западной Сибири и Российской Арктики.

Результатом исследования является аналитический инструмент, позволяющий оценить оптимальный темп отбора нефти при разработке нефтяного месторождения. Предложен способ оценки интегральных технико-экономических входных параметров на основе фактических данных.

Создание корпоративной системы сбора и хранения сейсмической информации в ОАО «НК «Роснефть»

*А.В. Ходяев, А.В. Лапушов, В.Н. Москвич, Е.А. Давыдова
(ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»,
ОАО «НК «Роснефть»)*

Отмечена актуальность архивной информации, которая возрастает с применением новых технологий и подходов к обработке и интерпретации, позволяющих увеличить информативность архивных данных, а в совокупности с новой информацией повысить качество результатов. Особо остро данная проблема стоит в области сейсмических исследований.

Сейсмические данные представляют собой слабосвязанные массивы сложноструктурированной информации, занимающие колоссальные объемы дискового пространства. В связи с отмеченным возникает задача интеграции разнородной информации различной структуры в единое информационное пространство предприятия и построения с использованием этой информации корпоративных хранилищ данных. Более того, являясь основой для дальнейших геолого-геофизических исследований, подобные хранилища данных должны существенно повысить информативность и эффективность исследований, а также обеспечить сохранность геолого-геофизической информации.

Представлены основные результаты по созданию на базе ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» Корпоративного центра хранения сейсмической информации (ЦХСИ) ОАО «НК «Роснефть». Приведен опыт по созданию технологического процесса хранения полевых сейсмических данных, результатов обработки и интерпретации сейсмической информации от этапа поступления материала в ЦХСИ и до выгрузки, доставки и предоставления санкционированного доступа конечному пользователю, описание аппаратно-программного комплекса (Системы) по обеспечению и автоматизации процессов в ЦХСИ.

Программное обеспечение Системы представляет собой набор взаимосвязанных модулей, предназначенных для загрузки, хранения, выгрузки и предоставления санкционированного доступа к сейсмической информации. Ее архитектура является распределенной и многоплатформенной с применением технологии облачных вычислений. База данных является глубоко предметно-ориентированной.

Помещения для хранения информации отвечают всем требованиям и нормам технических условий на используемое в системе вычислительное оборудование. Помещения не только обеспечивают защиту носителей информации и вычислительного оборудования, но и предохраняют их от пожара, затопления, различных видов коррозии и электромагнитных полей.

Некоторые проблемы двумерного картопостроения в условиях использования цифровых технологий и 3D моделей

В.А. Чеснокова
(ООО «РН-СахалинПИИИморнефть»)

Несмотря на широкое использование цифровых технологий и трехмерных геологических моделей при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений, двумерное картопостроение не теряет своей значимости и остается одним из основных средств представления результатов геологической оценки месторождений. При этом специалистам в этой отрасли приходится сталкиваться с рядом проблем, возникающих на стыке 2D и 3D технологий. В частности, это касается построения карт нефтегазонасыщенных толщин.

Пересчет значений эффективных толщин в скважинах в вертикальные или стратиграфические не всегда может решать проблему. К тому же такой пересчет не является универсальным, поскольку не подходит к целому ряду случаев, например, для наклонно направленных скважин со значительной проходкой по пласту. При большом числе скважин индивидуальный подход к каждой скважине связан с существенными временными затратами.

Предложена методика построения карт насыщенных толщин, позволяющая в большинстве случаев избежать вышеуказанных проблем. Она основана на использовании карт коэффициента песчаности и карт общих толщин пласта. Такие построения легко выполнить в любом программном продукте геологического моделирования.

Приведены примеры построения карт для залежей со сложным геометрическим взаимодействием скважины и пласта, для осложненных тектоникой пластов, а также для скважин с большой протяженностью наклонного ствола.

Преимуществами данного подхода являются:

- полный учет изменений структуры в межскважинном пространстве;
- меньшая степень зависимости от геометрии вскрытия пласта скважиной;
- возможность прямого использования карты коэффициента песчаности при 3D моделировании;
- лучшая сходимость результатов 2D и 3D моделирования.

Таким образом, применение данного метода позволяет избежать целого ряда проблем, связанных с расчетом корректных значений эффективных толщин.

Методы решения задачи автокорреляции геологических объектов на основе скважинных данных

*Р.А. Шайбаков, К.В. Абабков
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

При корреляции сложнопостроенных пластов возникает следующие проблемы:

- неоднозначное и спорное выделение подсчетных объектов;
- большие затраты времени и трудовых ресурсов;
- субъективность специалиста-геолога.

Для их решения необходимо заменить корреляцию автокорреляцией, заранее математически формализовав процесс. Это возможно при применении различных математических аппаратов, таких как вейвлеты, ряды Фурье, искусственные нейронные сети (ИНС). Первые два метода имеют ряд недостатков, которые можно устранить с помощью нейронных сетей.

Целью работы является разработка алгоритма автокорреляции, позволяющего с высокой точностью и достоверностью проводить автокорреляцию разрезов скважин на основе ИНС. В качестве входных данных используются:

- две или три нормированные по значениям кривые ГИС в зависимости от сложности месторождения, на которых наиболее явно отражается горизонт;
- абсолютные отметки глубин скважин для выявления интервала поиска выделенных кластеров в соседних скважинах;
- карты кровли горизонта, полученные по сейсморазведке, и используемые как тренд для сложного, малоразбуренного месторождения.

Один из главных аспектов использования нейронных сетей заключается в том, что хотя элементы сети имеют очень ограниченные вычислительные возможности, вся сеть в целом способна решать сверхсложные задачи с большим и разнообразным числом входных данных. Для реализации алгоритма были выбраны самоорганизующиеся карты Кохонена. В процессе их обучения на входы подаются данные и индикаторы, сеть подстраивается под закономерности во входных данных.

В процессе автокорреляции вначале разрез каждой скважины разделяется на кластеры на основе данных ГИС, далее выявляются похожие кластеры в соседних скважинах. В спорных моментах в качестве дополнительного параметра используются карты трендов кровли горизонта, полученные по данным сейсморазведки. Исследования показали, что при использовании данного алгоритма степень сходимости реперов пластов, поставленных вручную и полученных методом автокорреляции достигает 70-80 %. Время, потраченное на корреляцию с учетом корректировок и поправок, многократно меньше, чем при ручной корреляции.

Для повышения качества автокорреляции предложено использовать при усовершенствовании алгоритма более гибкий набор настроек весов входных данных, а также провести исследования и дать рекомендации использования исходных данных, методов нормировки в зависимости от типа и сложности месторождения.

Интегрированная платформа проектирования и мониторинга разработки нефтегазовых месторождений

*Д.А. Шевелев, С.Ф. Мартина
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

В 2008 г. в ОАО «НК «Роснефть» начато создание интегрированной электронной платформы для решения научно-производственных задач — «РН-Геобанк». Цель создания: повышение эффективности инженерных решений при проектировании и мониторинге разработки нефтегазовых месторождений. Для ее достижения ОАО «НК «Роснефть» приобрело и эксплуатирует программное обеспечение различных производителей, моделирующее поведение пласта, скважины, системы подготовки и перекачки нефти, воды, газа. Для его работы необходима историческая и актуальная информация, которая отсутствует в эксплуатируемых электронных базах данных. Кроме того, программное обеспечение не интегрировано, т.е. при его взаимодействии требуется преобразование формы и/или содержания информации.

Задачи платформы «РН-Геобанк»

1. Описание, ввод в электронную базу данных, проверка целостности:

- геологического строения месторождений;
- исследований скважин;
- сейсмических исследований;
- проектных решений по разработке месторождений.

2. Интеграция программного обеспечения для моделирования поведения пласта, скважины, системы подготовки и перекачки нефти, воды, газа.

3. Выпуск проектной документации.

4. Вывод информации безотносительно к задаче.

Автоматизированы следующие производственные процессы:

- сбор первичной геолого-технологической информации;
- интерпретация результатов исследований;
- геологическое и гидродинамическое моделирование, принятие проектных решений;
- выпуск проектной документации;
- локализация остаточных извлекаемых запасов УВ.

Объектами автоматизации являются все нефтегазодобывающие дочерние общества, предприятия научно-проектного комплекса ОАО «НК «Роснефть».

Неполные аналоги: Petrobank (производитель – компания Halliburton), Finder, ProSource (производитель – компания Schlumberger), «Контакт» (производитель – ОАО АНК «Башнефть»).

Моделирование пространственного распределения глинистых минералов на основе комплексной интерпретации лабораторных данных на примере Кустового месторождения

***В.А. Шмырина, Я.Х. Саегалеев
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени),
В.П. Морозов (Казанский федеральный университет)***

Объектом исследований являются продуктивные пласты БС₁₁ и ЮС₁¹ Кустового месторождения, сложенные песчаниками, алевролитами, аргиллитами.

Изучена тонкодисперсная составляющая пород рентгенографическим и гранулометрическим методами. При помощи рентгеноструктурного анализа изучено относительное содержание глинистых минералов в цементе пород, при помощи гранулометрического анализа – общее содержание глинистых минералов в породе (пелитовая фракция). Если предположить, что вычисленная пелитовая фракция содержит только глинистые минералы без примесей обломков, то можно скоррелировать данные рентгеноструктурного (РСА) и гранулометрического анализов, рассчитать относительные содержания глинистых минералов в пелитовой фракции.

Установлено, что при увеличении содержания каолинита в цементе пород пластов БС и ЮС повышаются пористость и проницаемость, при увеличении содержания хлорита и гидрослюдисто-смешаннослойных фаз снижаются фильтрационно-емкостные характеристики.

Построенные модели показывают, что распределение глинистых минералов на месторождении неравномерное. Для песчано-алевритовых отложений пласта ЮС₁¹ максимальное содержание каолинита в цементе пород прослеживается в юго-западной части, хлорита – в северной и восточной, минералы гидрослюдисто-смешаннослойной группы распространены преимущественно в северной части Кустового месторождения. Для пород пласта БС₁₁¹ максимальное содержание каолинита фиксируются в юго-восточной, хлорита – в северо-западной и северной, гидрослюдисто-смешаннослойных образований – в центральной и юго-западной частях месторождения. Площадное распределение каолинита соответствует структурному плану.

С учетом различной способности глинистых минералов к набуханию для пласта БС установлено, что в центральной и юго-западной частях месторождения существуют риски возникновения неблагоприятных условий для заводнения или освоения нефтяных коллекторов, в юго-восточной части выделяются участки или блоки с благоприятными условиями для добычи нефти.

Результаты проведенных исследований можно использовать для обоснования геолого-технических мероприятий на Кустовом месторождении: при заводнении нефтяного пласта, планировании размещения нагнетательных скважин, выборе типа закачиваемой жидкости, для повышения эффективности проведения разведочного и эксплуатационного бурения.

Комплексный подход к построению карт свойств пласта

Е.В. Юдин, А.А. Лубнин
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

Геологические карты: параметра kh ; остаточных нефтенасыщенных толщин (ОННТ); компенсации, – построенные по нескольким параметрам дают возможность выполнить комплексный анализ текущей ситуации на месторождении. Эффективность работы геологической службы в целом зависит от корректности используемых карт. В связи с этим большую актуальность приобретает разработка новых инструментов для регуляризации процесса картопостроения.

Предложен подход к построению карт пластовых свойств, используемый в ООО «РН-Юганскнефтегаз», на примере карт проницаемости. Комплексность подхода заключается в интегрированном использовании всего многообразия промышленной информации. В первую очередь используются данные гидродинамических исследований скважины (ГДИС), затем данные неустановившегося режима работы новых скважин и скважин после проведенных в них геолого-технических мероприятий (ГТМ). В общем случае в зависимости от типа неоднородности для адаптации применяются модели как однородного, так и неоднородного пласта. Для идентификации типа неоднородности в дополнение к традиционным источникам информации используются данные о динамике обводнения, а также замеров газового фактора на автоматических групповых замерных установках (АГЗУ). Предложен метод определения гидропроводностей связанной и несвязанной частей пласта, разрабатываемого с применением заводнения. Способ основан на комбинировании результатов исследований продуктивного пласта на неустановившемся режиме с данными о работе скважины на установившемся режиме. Приведены способы учета влияния запаздывающего ввода системы поддержания пластового давления (ППД) при идентификации проницаемости в период неустановившегося и псевдоустановившегося режимов.

На основе алгоритмов в ПК «ГиД» реализован модуль «Факторный анализ неустановившегося режима дебитов скважин». Модуль позволяет в автоматическом режиме строить карты проницаемости на основе данных эксплуатации скважин. С его помощью можно решать как оперативные (оценка потенциала при формировании базы ГТМ), так и стратегические (составление рейтинга бурения) задачи.

Для заметок

Для заметок

Для заметок

