

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

III научно-практической конференции

**«Математическое моделирование
и компьютерные технологии
в разработке месторождений»**

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Москва

2010

СОДЕРЖАНИЕ

Аввакумов А.А., Дудина В.А., Старцев М.А., Тельнова Ю.Ю. Элементы системы оперативного управления добычей ООО «РН-Юганскнефтегаз»: жизненный цикл ГТМ от подбора и планирования до контроля и анализа результатов выполнения	5
Акелян Н.С. Прогнозирование изменения производительности скважин в результате проведения ГТМ на нефтяных месторождениях	6
Андреев А.С., Ахмеджанов М.Ю., Никифоров Н.В. Разработка комплексной 3D модели при проектировании объектов обустройства месторождений	7
Бабашев В.Н., Ермеков М.М. Способ определения давления смешиваемости жидких и газообразных углеводородов на установке PVT FLUID-EVAL	8
Байков В.А., Бакиров Н.К., Емченко О.В., Яковлев А.А. Новые подходы к вопросам геолого-гидродинамического моделирования	9
Балушкина Н.С., Калмыков Г.А. Вещественный состав пород баженовской свиты и закономерности его изменения в центральной части Западной Сибири	10
Безруков А.В., Рыкус М.В., Давлетова А.Р., Савичев В.И. Вопросы внедрения методов многоотечной статистики в практику геологического моделирования	11
Белохин В.С., Калмыков Г.А., Майкова Е.И., Ювченко Е.В. Оценка нефтегазонасыщенности коллекторов через несперфорированную стальную колонну	12
Бобкова С.Г., Усманов И.Ш., Кочерга М.А. К вопросу интерпретации материалов ГИС при высокой минерализации пластовых вод	13
Болотник Д.Н., Саркисов Г.Г. Учет эффекта ГРП при трехмерных фильтрационных расчетах	14
Брыксин И.В. Опыт регистрации и обработки наземных сейсмических данных, полученных в процессе гидравлического разрыва пласта	15
Брыксин И.В., Цвей Е.В. Устранение фазовых искажений, вызванных регистрирующей аппаратурой, на этапе обработки данных сейсморазведки	16
Будкин К.Д. Региональные исследования Верхнекамской впадины (ВКВ) с целью обоснования перспективных направлений ГРП	17
Будкин К.Д. Определение начального положения и учет продвижения ВНК при построении геологической модели месторождения на поздней стадии разработки	18
Булгакова Г.Т., Шарифуллин А.Р., Харисов Р.Я. Симулятор для моделирования и оптимального проектирования большеобъемных селективных кислотных обработок карбонатных коллекторов	19
Гаврилов А.А., Федосеев Д.В. Совершенствование организации технического обслуживания и ремонта оборудования нефтеперерабатывающего завода с применением АСУ	20
Гагарин А.Н., Бормашов Д.А., Попов А.Д. Автоматизация построения госплановских форм в рамках составления проектных геологических документов на разработку месторождений	21
Горбунова О.О. Построение модели двойной проницаемости для моделирования трещиноватой системы на примере Карайского месторождения	22
Гофман П.А., Силаенков О.А. Интерпретационная обработка данных сейсморазведки: контроль точности сейсмических построений	23
Данько М.Ю. Безрегрессионный подход к моделированию физико-химических свойств нефтей	24
Дарий С.Д. Моделирование прорыва пластовой воды через зону окисленной нефти на примере Ишимбайского месторождения	25
Душин А.С. Использование литолого-фациального анализа для уточнения фильтрационно-емкостных свойств терригенных отложений в геологической модели на примере Южного месторождения	26
Евдокимова М.Л., Федотов С.Л., Некрасова Т.В., Дистанова Л.А., Сапрыкина А.Ю. Прогнозирование коллекторских свойств терригенных юрских отложений с помощью геостатистической инверсии	27
Егорова А.Б. Адаптация модели к результатам гидродинамического исследования скважин на примере Игольско-Талового месторождения	28

Ефимов Д.В., Литвиненко К.В., Савичев В.И., Винокуров А.Н. Создание интегрированной экономической модели разработки Северо-Комсомольского месторождения	29
Завьялов В.А., Шишкина Г.А. К проблеме выявления малоразмерных и малоамплитудных поднятий ..	30
Кадыров Д.Б., Тюмкин С.В., Лившиц М.Ю. Оптимизация технологических режимов регенеративных кристаллизаторов установки депарафинизации	31
Казаков Н.С., Хруленко А.А., Ледович И.С. Создание и адаптация термогидродинамических моделей пермокарбонатной залежи Усинского месторождения	32
Казанцев В.А., Гилмор Дж. Комплексное моделирование месторождения с целью повышения качества управленческих решений и оптимизации производственных операций добычи в реальном времени	33
Капитонов В.А., Хамитов И.Г., Попков В.И., Шакшин В.П., Маньшин П.А. Движение нефти в зонах пониженных скоростей фильтрации с позиции теории квантового транспорта	34
Киреев И.И., Поздеев А.А., Шакшин В.П., Попков В.И. Учет вязко-структурных свойств нефти при оценке выработки запасов и планировании ГТМ	35
Коваленко И.В. Обоснование плотности сетки субгоризонтальных скважин на нефтяных месторождениях	36
W. Conway M. Разработка и развитие симулятора гидроразрыва пласта, опирающегося на экспериментальное лабораторное моделирование процессов ГРП	37
Кондауров В.И. Модель неполных фазовых превращений газовых гидратов	38
Костылева И.Д., Зимин П.В., Васильев В.В. Оптимизация анализа разработки и оценка взаимовлияния скважин методом математической статистики на примере месторождений Оренбургской области	39
Костюченко С.В. Методические основы полномасштабного геолого-гидродинамического моделирования на основе сопряженных секторных моделей	40
Краснов В.А., Юдин Е.В., Лубнин А.А. Оценка связности пласта по динамике дебита новых скважин ..	41
Крылова М.В., Евдокимова М.Л., Федотов С.Л. Путь от прогнозирования коллекторских свойств по геостатистической высокоразрешенной инверсии 3D сейсмических данных к моделированию разработки месторождения	42
Ладыгин А.А. Особенности подхода к расчетному моделированию систем электроснабжения объектов нефтегазовой отрасли при проектировании	43
Левин И.А., Лякуткин В.В. Математическое моделирование и проектирование нефтепереработки и нефтехимии с помощью точных кинетических моделей процессов	44
Лисс Т.А. Системы безопасности на базе радиоканального оборудования	45
Ломакина И.Ю., Ильясов А.М., Федоров К.М. Математическое моделирование как способ построения дизайна водоизоляционных работ	46
Луканов Д.А., Кузнецов В.Г. Математическое моделирование – инструмент повышения эффективности производства нефтепереработки. Опыт и перспективы использования	47
Мамедов Т.М., Савичев К.С., Левин Д.Н. Построение геолого-гидродинамической модели пласта БС ₁₁ Майского месторождения на основе петрофизических зависимостей от эффективной пористости	48
Мантуров В.Ю., Чистова Е.И. Создание и внедрение MES-системы в ОАО «АНХК»	49
Мартина С.Ф., Шевелев Д.А., Усманов Т.С. Внедрение автоматизированной технологии проектирования разработки месторождений ОАО «Роснефть»	50
Мизгулин В.В., Штуркин Н.А., Нурканов Е.Ю., Кадушников Р.М., Сафонов С.С. Метод трехмерного статистического анализа микроструктуры и порового пространства керна по теневым изображениям с рентгеновского микромографу	51
Микишев В.А., Кабышев В.А., Новичихин Д.Н. Опыт использования программного обеспечения для моделирования процессов нефтепереработки и нефтехимии в ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	52
S. Miller R. Низкопроницаемые газоносные песчаники. Оптимизация гидроразрыва пласта	53
Налётова А.А. Сравнительный анализ различных модификаций метода экспериментального дизайна на примере Колотушного месторождения	54
Негодяев С.С. Разработка финансово-математической модели для поддержки принятия управленческих решений руководителями компаний нефтегазового сектора РФ	55
Никифоров А.И. Об оценке результатов воздействия на нефтяные залежи потокоотклоняющими технологиями	56
Нуртдинов Н.Р., Разживин Д.А., Насыбуллин А.В. Моделирование процесса нестационарного воздействия на неоднородные пласты	57
Паздникова М.А., Булатова И.В., Завьялова Н.В., Булатов А.М. Опыт переработки больших массивов архивных сейсмических данных 2D в Западной и Восточной Сибири: плюсы и минусы объединения профилей на стадии формирования геометрии	58

Перепелица В.Л., Успенский С.А. ЛИМС как инструмент в обеспечении потребностей предприятия и подтверждения соответствия	59
Песоцкий С.А., Татосов А.В. Вытеснение нефти газом высокого давления: исследование процесса, подходы к математическому моделированию	60
Саетгалеев Я.Х. Компьютерная технология обработки и интерпретации данных химического состава коллекторов неокома	61
Сапожников А.Е., Оленчиков Д.М., Муравьев А.Е. Оценка влияния нефтьютоновских свойств нефти на разработку месторождений Удмуртии	62
Семёнов А.А. Аналитическое и полуквантитативное моделирование работы горизонтальных скважин Ванкорского месторождения	63
Сергеева Е.В., Ковалева Г.А., Скворцов А.Ф., Поздняков И.Н. Опыт моделирования залежей нефти на поздней стадии разработки и в сложных горно-геологических условиях в ОАО «Ипроростокнефть»	64
Сердюк З.Я., Антонович Р.М., Вильковская И.Ю., Зубарева Л.И., Кирилова Н.В., Смолин С.Н., Митрофанов Г.М. Методические приемы использования геолого-геофизической информации при прогнозе порово-трещинных и каверново-трещинных коллекторов фанерозоя (Западная Сибирь)	65
Середа И.А., Магзянов И.Р., Захаров В.П., Асмандияров Р.Н. Гидродинамическое моделирование процессов заводнения при изменении направления фильтрационных потоков	66
Сивков П.В., Ангин А.А. Информационная поддержка создания гидродинамической модели в ПК «Атлас»	67
Силаева Е.А., Давыдова Е.Н. Результаты пересчета геологических запасов на основе анализа современного состояния изученности объекта подсчета запасов	68
Скобелев Д.О., Перепелица В.Л. Информационное поле предприятия. ЛИМС. Интеграция ЛИМС	69
Солодов И.С., Дробкова Е.С. Использование технологии локального обновления моделей для актуализации постоянно действующей геолого-технологической модели	70
Софронов И.Л., Довгилевич Л.Е. Повышение эффективности технологии обратной миграции во временной области (RTM)	71
Ставинский П.В., Прудников А.А. Оперативное обновление геолого-технологических моделей на примере месторождений Юганского региона	72
Ступак И.А., Воронова Е.В. Уточнение выработки запасов многопластовых объектов с учетом перетоков на примере Туймазинского месторождения	73
Томин В.П., Кабышев В.А. Управление лабораторным производственным процессом посредством ЛИМС	74
Томин В.П., Замятин М.В., Микишев В.А., Узлова М.Ю. Оптимизация планирования производства продуктов нефтепереработки с использованием специализированного программного обеспечения в ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	75
Уразаков К.Р., Топольников А.С., Романова Н.А. Расчетный метод определения эффективной вязкости эмульсии в полости насосно-компрессорных труб	76
Федоров К.М., Терентьев В.Л., Григорьев К.С., Бахитов Р.Р. Проблемы интерпретации кривых восстановления давления в горизонтальных скважинах	77
Федоров В.Н., Лушпеев В.А., Маликова Э.Ф., Ихсанов М.А. Анализ влияния жидкостей глушения на призабойную зону пласта Талаканского месторождения	78
Федотов С.Л., Чулкин Д.С. Применение геостатистической инверсии StatMod в интервале клиноформного залегания неокомских отложений	79
Хасанов М.М., Торопов К.В., Лубнин А.А. Новый подход к инициализации куба проницаемости 3D модели на основе информации о вертикальной неоднородности пласта	80
Чебкасов Д.С., Кругликова Л.Р., Оленчиков Д.М., Усманов М.А. Методики и программы автоматизированного анализа исторической и проектной промысловой информации, применяемые в ЗАО «ИННЦ»	81
Шаяхметов Р.А., Абабков К.В. Методика построения карт связности для оценки макронеднородности пласта	82
Шестерикова Е.П., Ошмарин Р.А., Исламов Р.А. Применение современных технологий для исследования керна и пластовых флюидов Ванкорского месторождения	83
Юлмухаметов Д.Р., Афанасьев И.С., Мухамедшин Р.К., Вавилов Н.В., Моргунова Т.К. Интегрированная методика расчета показателей разработки нефтяных месторождений для формирования бизнес-плана	84

Элементы системы оперативного управления добычей ООО «РН-Юганскнефтегаз»: жизненный цикл ГТМ от подбора и планирования до контроля и анализа результатов выполнения

*А.А. Аввакумов (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
В.А. Дудина, М.А. Старцев, Ю.Ю. Тельнова (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Поддержка принятия решений по выбору ГТМ в скважинах – одна из важнейших задач автоматизации процесса управления разработкой месторождения. Большое число рассматриваемых альтернатив, многокритериальность задачи, наличие риска и неопределенности не позволяют в настоящее время решить данную задачу с применением только формальных моделей и методов. Выбор скважин для проведения ГТМ осуществляется путем привлечения широкого круга экспертов: специалистов ЦДНГ, НИПИ, УППР и др. Поэтому актуальной задачей является поддержка процесса коллективного принятия решений по выбору ГТМ.

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» разработана и внедрена технологическая информационная система блока «Добыча», включающая программные продукты, которые предоставляют информацию для планирования и мониторинга ГТМ: «РН-Добыча», «Гид», «ЦДС. Сетевой график», RosPump. Ранее процедура консолидации и согласования ГТМ на уровне ДО, а также подготовка документов для защиты ГТМ в компании были основаны на ручной консолидации данных из различных источников. В качестве средства обмена данными между участниками процесса подбора ГТМ использовались электронная почта и стандартизированные файлы формата MS Excel. Это увеличивало период принятия решений, приводило к значительному влиянию субъективного фактора на качество подготовки и обоснования выбора ГТМ. Хранение результатов подбора и согласования выбора ГТМ в неструктурированном виде крайне затрудняло ретроспективный анализ, накопление и обобщение опыта по решению задачи выбора ГТМ.

В 2009 г. в ООО «РН-Юганскнефтегаз» была реализована интеграция между существующими смежными системами блока Upstream Компании для обеспечения оперативного управления процессами подбора, планирования и анализа результатов выполнения ГТМ. Центральным элементом данной автоматизированной системы является ПК «РН-Добыча», осуществляющий:

- консолидацию предложений по проведению ГТМ от различных источников (экспертов, ПК «Гид»);
- маршрутизацию ГТМ по службам, выполняющим подготовку данных и согласование выбранных ГТМ;
- накопление базы данных о предложенных ранее ГТМ и результатах их рассмотрения;
- формирование сводно-аналитических отчетов.

Между остальными системами задачи распределяются следующим образом:

- «Гид» - обеспечивает автоматизированную поддержку подбора потенциальных ГТМ (в частности, ПВЛГ, ЗБС/БГС, ВНС, ГРП), осуществляет анализ потенциальных возможностей эксплуатационного фонда, анализ эффективности и выявление потерь в добыче нефти;
- RosPump - подбор насосного оборудования;
- «ЦДС. Сетевой график» - накопление данных о выполнении ГТМ в скважинах для последующего анализа.

Внедрение предложенной системы позволит повысить качество оперативной информации, предоставляемой на все уровни управления Компании, сократить трудоемкость процессов сбора информации за счет автоматизации, унифицировать процесс подбора ГТМ в дочерних обществах.

Прогнозирование изменения производительности скважин в результате проведения ГТМ на нефтяных месторождениях

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

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

Как показывает опыт проведения работ по интенсификации, изменение дебитов скважин после выполнения технологических операций по воздействию на пласт можно описать характерными кривыми, аппроксимация которых может моделироваться при помощи ряда параметрических зависимостей.

1. Зависимость, соответствующая режиму работы скважины с установившимся неизменным дебитом, т.е. после воздействия на пласт скважина стабильно работает с некоторым постоянным дебитом, превышающим начальный.

2. Динамика добычи нефти соответствует логнормальному распределению.

3. Зависимость подчиняется гамма-распределению.

4. Частным случаем гамма-распределения является распределение вида кси-квадрат.

5. Зависимость распределения Вейбулла.

6. Модель экспоненциального распределения.

Перечисленные зависимости позволяют рассчитать дебит скважин и накопленную добычу в любой момент времени после проведения ГТМ. Кроме того, предложенные зависимости дают возможность оценить продолжительность положительного эффекта.

С учетом многообразия условий работы добывающих скважин для уточнения применения одной из предложенных зависимостей необходимо использовать статистические данные наблюдений для каждой конкретной скважины, затем применять ту или иную модель.

Изложенный в докладе подход позволяет оценить эффективность, целесообразность и очередность проведения различных видов ГТМ применительно к конкретным горно-геологическим условиям месторождений. Представленные зависимости позволяют рассчитать суммарную добычу углеводородов в результате проведения выбранных ГТМ.

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

Данные зависимости изменения дебитов скважин и времени действия эффекта позволяют оптимизировать процесс добычи нефти, обосновать применение наиболее эффективных для конкретных месторождений видов ГТМ.

Разработка комплексной 3D модели при проектировании объектов обустройства месторождений

*А.С. Андреев, М.Ю. Ахмеджанов, Н.В. Никифоров
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

Часто при проектировании объектов обустройства месторождений (например, совмещенных эстакад, технологических площадок и др.) у инженеров-проектировщиков нет целостного представления о создаваемом объекте. Исходные данные, передаваемые смежным отделам, содержат много информации, рассчитанной вручную, из-за чего часто происходят ошибки при вводе и анализе числовой информации. Поэтому разработка единой трехмерной модели, комплексно учитывающей все части разрабатываемого проекта (генплан, технологическая, сантехническая, строительная, электротехническая части), а также изучение и разработка новых методов автоматизации расчетов и получения проектной документации являются актуальной проблемой для современного проектирования.

Целью данной работы является разработка новых методов, подходов и решений для создания комплексных трехмерных моделей промышленных объектов на базе пилотного проекта участка дожимной насосной станции (ДНС) ОАО «Томскнефть» ВНК.

На начальном этапе рабочей группой подобран комплекс программного обеспечения, разработан предварительный план работ для достижения поставленной цели. На втором этапе создана комплексная трехмерная модель, разработаны дополнительные инструменты для автоматизации процесса расчета нагрузок от трубопроводов на строительные конструкции, получения высотных отметок и др. В результате получена комплексная модель, которая может быть передана заказчику, сгенерированы спецификации, плоские и изометрические чертежи.

Разработанная комплексная модель информативна, что дает возможность получить необходимые при строительстве и эксплуатации объекта данные не из чертежей и спецификаций, а из комплексной модели. Преимуществами запроektированной комплексной модели являются также ее достоверность и наглядность. В модели соблюдены природный и планировочный рельефы, уклоны трубопроводов. Модель содержит реальные строительные конструкции и электротехнические эстакады. Все это повышает качество выпускаемой проектно-сметной документации, так как позволяет своевременно в автоматическом режиме выявить коллизии и несоответствия в различных частях проекта, получить достоверные виды и спецификации. Кроме того, снижение влияния субъективного фактора при выдаче-приеме числовой и графической информации инженерами смежных отделов повышает эффективность труда проектировщика.

Методы, подходы и решения, найденные при разработке пилотного проекта ДНС ОАО «Томскнефть» ВНК и описанные в работе, в настоящее время совершенствуются и активно используются для проектирования четырех крупных объектов обустройства Ванкорского месторождения.

Способ определения давления смешиваемости жидких и газообразных углеводородов на установке PVT FLUID-EVAL

***В.Н. Бабашев, М.М. Ермеков
(ООО НИИ «Каспиймунайгаз»)***

Известные аналитические расчеты с использованием большого объема приближенных безразмерных коэффициентов, табличных значений для идеальных компонентов и номограмм показывают только тенденцию изменения физико-химических параметров в переходной зоне между вытесняемым и вытесняющим агентами. Для более точного определения конкретных параметров необходимо экспериментальное изучение механизма образования переходной зоны с соблюдением всех критериев моделирования процесса.

Определяющим параметром условий полной смешиваемости при вытеснении нефти газом является давление их смешиваемости. Определению этого давления посвящен ряд работ. Однако предполагаемые зависимости являются полуэмпирическими с малым диапазоном изменения параметров или полученные экспериментально, причем трудоемко.

Экспериментальные исследования по визуальному изучению процессов, происходящих на контакте между жидкими и газообразными углеводородами, а также механизма формирования переходной зоны между двумя фазами проводились в ООО НИИ «Каспиймунайгаз» (г. Атырау) на автоматизированной установке PVT FLUID-EVAL с программным обеспечением производства фирмы Vinci Technologies (Франция). При этом компонентный состав разгазированной нефти определялся на газо-жидкостном хроматографе Agilent Technologies-6890N (США), а компонентный состав выделившегося газа - на газовом хроматографе «Кристалл-5000» (Россия).

Для визуального наблюдения за процессами, происходящими на контакте между жидкими и газообразными углеводородами, и определения давления их смешиваемости на установке PVT FLUID-EVAL используется детектор поверхности раздела фаз (IDS), расположенный внутри поршня. IDS, перемещая вдоль оси цилиндра свет инфракрасных лучей, позволяет определить границу раздела фаз и передать данные в эндоскоп. Эндоскоп дает возможность фокусировать изображение флюида во время испытаний в объектив камеры и визуально наблюдать момент перехода фаз через сапфировое смотровое окно или монитор компьютера.

Головка ячейки заполнялась исходной нефтью из контейнера при давлении выше давления насыщения нефти газом с помощью соединительных трубок и вентилях. Затем подключался другой контейнер с газом, откуда газ подавался к головке ячейки под давлением, превышающем давление насыщения нефти на 0,4-0,6 МПа. С помощью насоса высокого давления осуществлялось двухстороннее сжатие нефти и газа в головке ячейки и проводилось визуальное наблюдение за формированием переходной зоны на мониторе компьютера. По исчезновению мениска на контакте углеводородов определялось давление их смешиваемости. Измерение угла смачивания и толщины пленочной углеводородной жидкости проводились фотографированием с последующим увеличением снимка на мониторе. В качестве жидких углеводородов использовались гексан, гептан, изооктан, нефти месторождений Северная Трува и Арыскум, в качестве газовой фазы – выделившийся газ.

Новые подходы к вопросам геолого-гидродинамического моделирования

*В.А. Байков, Н.К. Бакиров, О.В. Емченко, А.А. Яковлев
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

В последние годы геостатистическое моделирование резервуаров становится все более востребованным компонентом исследований для оптимизации стратегии разработки нефтегазовых месторождений. Геостатистика позволяет строить детализированные количественные модели неоднородностей строения резервуаров в тех их частях, где геофизические параметры неизвестны. Являясь альтернативой детерминистским моделям типа «слоеного пирога», геостатистическая модель количественно учитывает неопределенность в имеющихся данных ГИС и позволяет более наглядно представлять архитектуру месторождения.

Разработана новая математическая модель геометрии пласта (геологическая модель), снимающая основные ограничения геостохастики, такие как стационарность (тренд плюс стационарный остаток) и изотропность (геометрическая анизотропность) случайного поля, и тем самым позволяющая работать с каротажными диаграммами в автоматическом режиме. Важно отметить, что в модели геофизический параметр сначала распространяется (моделируется) в межскважинное пространство, а затем интерпретируется с помощью известных зависимостей керн – ГИС, а не наоборот.

При построении модели мы руководствовались следующими целями.

1. Снижение степени исследовательского субъективизма и защита от него при построении геологической модели. Автоматизация.
2. Отказ от параметрических моделей.
3. Расширение области применимости математической модели в части ослабления требований «гауссовости» и стационарности поля значений геофизического параметра.

По-существу при построении новой модели используются спектральная теория стационарных полей, техника разрыва корреляционных связей, позаимствованная в работах по теории турбулентности, и теория фильтрации при оценке вариограмм.

Вещественный состав пород баженовской свиты и закономерности его изменения в центральной части Западной Сибири

*Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков
(МГУ им. М.В.Ломоносова)*

Состав пород баженовской свиты в области развития ее «нормальных» разрезов определяется соотношением кремнезема, глинистых и карбонатных минералов, а также керогена.

Основным породообразующим компонентом является биогенный кремнезем SiO_2 , слагавший скелеты и раковины кремнестроющих организмов. К числу биофильных элементов относятся, например, U, Co, Ni, Cu, Mo, V, присутствующие в надкларковых концентрациях в органическом веществе пород. Породы обеднены породообразующими элементами, имеющими терригенное происхождение и поступившими в бассейн преимущественно в составе глинистой фракции. Среди них Al, Mg, Na, K и связанные с ними элементы-примеси (Ti, Ba, Th и др.).

По результатам литологического исследования пород и обработки данных ГИС было установлено, что в центральных частях распространения баженовской свиты увеличение привноса в баженовский бассейн терригенного материала с суши происходило преимущественно в начале и конце осадконакопления. Биогенный кремнезем слагает породы средней части разрезов. Распределение керогена не обнаруживает связей с биогенным кремнеземом. Обогащение пород органическим веществом и связанных с ним биофильных элементов-примесей возрастает от подошвы к кровле. Детальное изучение распределений урана показало, что при увеличении количества органических веществ в породах от 1 до 20 % концентрация урана возрастает на порядки: от кларковых в приподошвенных частях до первых процентов в прикровельных.

Вторичная карбонатизация пород в различных интервалах свиты приводила к частичному удалению из органического вещества урана и других микроэлементов. Изотопный состав углерода карбонатных пород позволяет свидетельствует о том, что карбонатизация происходила на этапе диагенеза и является наложенной по отношению к концентрации урана и биофильных элементов в органическом веществе.

Таким образом, обогащение органического вещества пород элементами-примесями и прежде всего ураном связано с процессами седиментогенеза и начальными стадиями диагенеза. Увеличение количества органического материала и сопровождающих его элементов от подошвы к кровле могло быть связано с возрастанием биопродуктивности бесскелетных организмов в баженовском бассейне, а их неравномерное распределение в разрезах соседних скважин – с различием фациальных условий и процессов диагенеза, способствовавших их сохранению в осадках.

Вопросы внедрения методов многоточечной статистики в практику геологического моделирования

*А.В. Безруков, М.В. Рыкус, А.Р. Давлетова, В.И. Савицев
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Геостатистика создавалась как инструмент прогноза и оценки запасов полезных ископаемых в горнодобывающей промышленности. При этом алгоритмы оценки подкреплялись исчерпывающим объемом исходных данных. При переходе к проблемам добычи подземных углеводородов условия радикально изменяются: резко уменьшается обеспеченность исходными данными, кроме того, они имеют лишь косвенное отношение к основному процессу извлечения углеводородных флюидов.

Это влияет на развитие методов геостатистики и приводит к созданию методов стохастического моделирования, позволяющих гибко учитывать точные и косвенные исходные данные для построения вероятных сценариев прогнозирования свойств флюидов в межскважинном пространстве. Разнообразие стохастических реализаций отражает спектр неопределенности геологической модели при заданном объеме исходных данных и концептуальной геологической модели, которая формализуется в виде дизайна процесса моделирования: последовательности применения алгоритмов, их настроечных параметров. В методах двухточечной статистики, использующих интерполяцию кригинга, в качестве настроечных параметров применяются лишь вариограммы и среднее значение параметра. Фактически концептуальная модель методов двухточечной статистики порождается самим алгоритмом моделирования и носит условное название «Модель Максимума Энтропии».

Новый класс алгоритмов, обозначенных как «Методы Многоточечной Статистики» (ММС), расширяет возможности моделирования при сохранении базовых статистических характеристик, таких как радиусы вариограмм и средние значения, например, более точно воспроизводится расчлененность пласта. Параметрами ММС являются так называемые обучающие образы, характеризующие формы и размеры геологических тел, их взаимное сочетание в пространстве. Основной областью применения ММС является литолого-фациальное моделирование. Использование ММС сопряжено с необходимостью тщательной подготовки для каждой конкретной задачи обучающих образов, учитывающих целевые статистические параметры распределений, направление простирания, формы, размеры литофациальных тел моделируемого объекта. Это в свою очередь предполагает проведение тщательного литофациального анализа, изучение архитектуры обстановок осадконакопления, месторождений-аналогов. Внедрение ММС связано с разработкой алгоритмов фациального анализа, созданием библиотеки обучающих образов для основных обстановок осадконакопления, обучением специалистов. В данной работе рассматриваются вопросы необходимости перехода к методам многоточечной статистики, результаты и проблемы внедрения этих методов.

Оценка нефтегазонасыщенности коллекторов через неперфорированную стальную колонну

*В.С. Белохин, Г.А. Калмыков, Е.И. Майкова, Е.В. Ювченко
(МГУ им. М.В. Ломоносова)*

Перевод скважин с эксплуатации выработанных объектов на неразрабатываемые пласты обладает огромным потенциалом экономии средств на бурении. Обоснованность такого перевода базируется на прогнозировании наличия значительного притока нефти из пласта. Для этого необходимо определить состав флюида в поровом пространстве и оценить ожидаемый состав притока. Такие работы можно проводить на основании интерпретации результатов исследований комплекса, в который должны входить методы, дающие информацию о пласте через стальную неперфорированную обсадную колонну: С/О-каротаж, импульсный нейтронный каротаж (ИНК) и спектрометрический гамма-каротаж (СГК). По полученным данным необходимо рассчитывать пористость, глинистость, карбонатность пород, коэффициент нефтенасыщенности в неизменной фильтратом бурового раствора части пород и в зоне его проникновения. Особенности рассматриваемого подхода являются разложение измеренных спектров на элементарные, переход от условных концентраций к абсолютным и использование результатов специальных исследований коллекции керна. В зависимости от комплекса геофизических исследований открытого ствола строится минерально-компонентная модель горной породы, включающая минимум две макрокомпоненты твердой фазы породы и соотношение флюидов в поровом пространстве: количество остаточной и подвижной воды, объем подвижного и неизвлекаемого углеводорода. Данные обработки многоканальных спектров и материалов ИНК преобразуются на основании принятой модели в модель текущего насыщения порового пространства. Использование ИНК позволяет надежно определять наличие газонасыщенных интервалов в разрезе скважины.

Для принятия решения о перфорации стальной колонны с целью получения притока нефти недостаточно знаний о текущей нефтенасыщенности коллектора. Необходимо оценить ожидаемый состав притока. Для этого нами были использованы результаты измерений относительной фазовой проницаемости на образцах керна. Сопоставление модели текущей насыщенности с первичной (измеренной в открытом стволе) позволяет оценить ожидаемый состав притока при перфорации. Сопоставление результатов испытаний скважин после перфорации с данными интерпретации по предложенной методике показало совпадение на уровне 90 %.

К вопросу интерпретации материалов ГИС при высокой минерализации пластовых вод (на примере лицензионного участка Якутии)

*С.Г. Бобкова, И.Ш. Усманов, М.А. Кочерга
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

Одной из задач, решаемых при геофизических исследованиях скважин (ГИС) в процессе поисково-разведочного и эксплуатационного бурения скважин, является определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) – коэффициентов пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, необходимых для подсчета запасов нефти и газа, проектирования разработки залежей параметров.

Для решения данной задачи используются данные геофизического каротажа. Алгоритмы интерпретации, разработанные на основе анализа результатов предыдущих исследований, в том числе ядерного материала, позволяют количественно определять эти коэффициенты. Достоверность определения коэффициента нефтегазонасыщения обеспечивается точностью установления электрического сопротивления пласта и минерализации (сопротивления) пластовой воды, а также выбором адекватной петрофизической основы интерпретации.

ОАО «Сургутнефтегаз» активно изучает и вводит в разработку новые залежи в пределах лицензионного участка (ЛУ) в Республике Саха (Якутия). Освоение месторождений в значительной степени затруднено сложными гидрогеологическими условиями, связанными с высокой минерализацией пластовых вод, засолением коллекторов, гидродинамической изолированностью пластов, низкими пластовыми температурой и давлением.

Минерализация и состав пластовых вод в пределах ЛУ в Республике Саха (Якутия) значительно отличаются от таковых на месторождениях Западной Сибири. Так, пластовая вода согласно классификации А.В. Сулина преимущественно хлоркальциевая, с минерализацией от 220 до 550 г/л, массовое содержание NaCl более 96 %.

В процессе измерения электрической проводимости поступающего в скважину флюида в диапазоне минерализации от 300 г/л и выше из-за отсутствия зависимости минерализации от удельной электрической проводимости (УЭП) минерализация определяется с большой погрешностью.

В СургутНИПИнефти проведены измерения УЭП аттестованных смесей (АС), приготовленных путем разбавления рабочих проб, отобранных при испытаниях скважин на ЛУ Якутии, в диапазоне минерализаций от 50 до 550 г/л. На основе полученных данных построены зависимости УЭП от минерализации АС при температуре 10, 15, 20 °С и установлено влияние температуры на показания УЭП.

На основе проведенных исследований предложены зависимости для количественной оценки минерализации пластового флюида при ГИС на месторождениях Республики Саха (Якутия).

Использование предложенных зависимостей повышает достоверность и информативность геофизических данных.

Учет эффекта ГРП при трехмерных фильтрационных расчетах

*Д.Н. Болотник, Г.Г. Саркисов
(Roxar Services AS)*

В данной работе обсуждается технология учета ГРП, реализованная компанией Roxar в ПК фильтрационного моделирования Tempest версии 6.6. По параметрам трещины (длина, азимут, вертикальное распространение, эффективная проницаемость) система создает дополнительные «перфорации», связывающие скважину с ячейками, через которые физически прошла трещина (включая приобщение ячеек, которые ранее были изолированы от области дренирования скважины глинистыми прослоями). При этом сообщаемость через дополнительные перфорации определяется в зависимости от расстояния, которое трещина проходит по вскрываемой ячейке, а также от расстояния, которое флюид должен пройти по трещине от ячейки к скважине. Для горизонтальных скважин реализованы продольные и поперечные трещины.

Для трещин ГРП также реализована опциональная модель, отражающая снижение проводимости трещины. При этом проницаемость трещины уменьшается по экспоненциальному закону, что позволяет подбором коэффициентов отобразить фактическую динамику снижения эффективности ГРП. При этом важно, что с момента проведения ГРП скважина продолжает работать также через «стандартную» перфорацию, роль которой возрастает по мере снижения проводимости трещины.

Для верификации проведен тестовый расчет на модели двойной пористости типа сток/источник, в которой трещина ГРП была задана в явном виде. Результаты сопоставлялись с аналогичной моделью среды «одиночной» пористости, в которой эффект трещины ГРП описывался в соответствии с предложенной методикой. Сопоставление двух вариантов расчетов показало хорошее совпадение как в части роста общей продуктивности скважины в результате ГРП, так и в части динамики обводненности продукции при прорыве закачиваемой воды через трещину ГРП.

Хотя предложенная модель не является абсолютно точным воспроизведением процессов притока флюидов через трещину ГРП к добывающей скважине, она позволяет учесть как положительные, так и отрицательные эффекты ГРП при проектировании разработки месторождения или планировании отдельных мероприятий. Имеющиеся «настроечные» параметры позволяют адаптировать параметры модели ГРП по истории разработки и в дальнейшем оценивать эффективность мероприятия на полномасштабной трехмерной фильтрационной модели, которая учитывает неоднородность коллектора, текущее распределение водонасыщенности и режимы работы скважин системы ППД.

Опыт регистрации и обработки наземных сейсмических данных, полученных в процессе гидравлического разрыва пласта

И.В. Брыксин
(ОАО «Хантымансийскгеофизика»)

Искусственный гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее действенных мероприятий, которые проводятся на разрабатываемых нефтяных месторождениях для увеличения темпов отбора нефти и более полной выработки месторождения.

В ОАО «Хантымансийскгеофизика» (2004 г) была разработана методика наземного сейсмического мониторинга, выполняемого в процессе ГРП. Основной целью работ является получение информации о направлении и площади распространения зон растрескивания коллектора. Привлекательность наземной методики сейсмического мониторинга составляют отказ от приостановки работы соседних скважин (как при проведении скважинных наблюдений) и возможность построения сейсмически активных зон пласта в режиме реального времени.

Методика поверхностных микросейсмических наблюдений была опробована при выполнении работ в ходе 14 ГРП в пределах Ханты-Мансийского автономного округа. Рассмотрена методика полевой регистрации и некоторые результаты наземного сейсмического мониторинга ГРП.

Основные параметры методики полевых работ: прием сейсмических колебаний проводится наземной радиальной расстановкой, состоящей из 5-6 приемных линий, пересекающихся в точке проекции пластопересечения на земную поверхность; общее число приемных каналов – 325-390; абсолютные отметки изучаемых пластов –(2800–2300) м; смещение в плане точки пластопересечения от устья скважины – от 800 м. Регистрация сейсмических данных проводится непрерывно, с охватом техногенного воздействия на пласт, а также в течение нескольких часов после ГРП.

В комплекс работ по сейсмическому мониторингу процесса ГРП в обязательном порядке входят полевые наблюдения, направленные на получение статических поправок за пункт приема. Стандартным решением данной задачи является сейсмическая регистрация перфорационных работ, которые выполняются в целевом интервале скважины и предшествуют ГРП. Кроме нахождения необходимых статических поправок за пункт приема, на данном этапе осуществляется привязка пластопересечения в волновом поле и уточняется модельный скоростной закон, проводится калибровка алгоритма выделения глубинных источников, приуроченных к окрестностям пластопересечения.

В основе результатов, получаемых при сейсмическом мониторинге ГРП, лежит эффект высвобождения сейсмической энергии (сейсмическая эмиссия) при техногенном воздействии: в процессе роста трещины, заполнения ее пропантаном, последующего «схлопывания» трещин.

Наблюдение эффектов эмиссии сейсмической энергии как в процессе ГРП, так и в последующие часы позволяет более полно оценивать техногенное воздействие на целевой интервал.

Высокая корреляция выявляемой сейсмической активности пласта с технологическими графиками проведения ГРП, а также использование независимых данных о дебитах соседних скважин позволяют сделать вывод об объективности информации, получаемой по результатам обработки данных микро-сейсмического мониторинга.

Сейсмический мониторинг ГРП дает возможность получать новую объективную информацию о структуре разрывных нарушений месторождений углеводородов и каналах фильтрации пластовой жидкости. На базе этой информации о структуре коллектора возможно развитие новых технологий контроля разработки месторождений и повышения нефтеотдачи. Оперативный контроль процесса ГРП позволяет предотвращать нежелательные эффекты техногенного воздействия на пласт, например, такие, как создание трещины до инжекторной скважины.

Устранение фазовых искажений, вызванных регистрирующей аппаратурой, на этапе обработки данных сейсморазведки

И.В. Брыксин, Е.В. Цвей (ОАО «Хантымансийскгеофизика»)

Одной из распространенных проблем обработки и последующей интерпретации материалов сейсморазведки является фазовая увязка волновых полей (сейсмограмм, разрезов). Проблема согласования данных особенно актуальна при обработке обширных площадей, отработанных в разные годы с применением различных методик и полевой регистрирующей аппаратуры. Рассматривается пример решения задачи согласования сейсмических материалов, полученных с применением различной аппаратуры, на основе учета документированных фазо-частотных характеристик задействованного полевого оборудования.

Стандартный граф обработки материалов сейсморазведки не предусматривает специальный учет аппаратурного фактора $G(t)$, который искажает регистрируемые данные.

Импульсный отклик регистрирующего тракта $G(t)$ в общем случае состоит из импульсных откликов группы сейсмоприемников $g(t)$ в комплексе с линиями связи и входными цепями сейсмостанции $s(t)$, а также из реакции фильтров сейсмостанции на единичный импульс $f(t)$.

$$G(t) = g(t) \cdot s(t) \cdot f(t).$$

Обычно в учебной и технической геофизической литературе при рассмотрении вопросов, касающихся спектральных характеристик аппаратуры, основной упор сделан на демонстрацию передаточных характеристик в области амплитуда – частота, тогда как в фазо-частотной области содержится не менее полезная информация.

В Геофизической экспедиции обработки информации (ГЭОИ) ОАО «Хантымансийскгеофизика» были разработаны методика вычисления корректирующих частотно-зависимых поправок и порядок их применения для исключения влияния типа регистрирующей аппаратуры на данные сейсморазведки.

Приведены примеры сопоставления амплитудно-частотных (АЧХ) и фазо-частотных характеристик (ФЧХ) некоторых моделей сейсмоприемников с индукционными электромеханическими преобразователями, показано влияние группирования датчиков на вид спектральных характеристик, приведено сопоставление передаточных характеристик анти-алайсинг фильтров некоторых моделей сейсмостанций.

С целью решения проблемы согласования материалов разных лет на основании анализа различных спектральных характеристик сейсмической полевой аппаратуры сделаны выводы о необходимости на начальном этапе обработки сейсморазведочных данных фазо-частотной коррекции полевых сейсмограмм, которая будет учитывать искажения (задержки фазы), вызванные применяемым комплексом регистрирующей аппаратуры.

Приведены результаты подобной фазо-частотной коррекции материалов сейсморазведки по композитным профилям, отработанным в разные годы с применением различного сейсмического оборудования; дана положительная оценка результатам частотно-зависимого согласования результатов сейсмических материалов. Однозначно решен вопрос о полярности материалов разных лет; исключена необходимость вращения фазы при стыковке окончательных сейсмических разрезов, так как динамика отраженных волн становится согласованной; отмечена лучшая сходимость с данными одномерного сейсмического моделирования.

Дополнение стандартных алгоритмов деконволюции, которые не решают задачу приведения материалов сейсморазведки к единому нуль-фазовому виду, предварительно применяемой фазо-частотной коррекцией позволяет получать согласованные результаты обработки, не зависящие от типа использованной полевой регистрирующей аппаратуры.

Региональные исследования Верхнекамской впадины (ВКВ) с целью обоснования перспективных направлений ГРП

К.Д. Будкин (ООО «НПЦ-РуссНефть»)

На региональном этапе ГРП решаются задачи выделения литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, структурно-фациальных зон, НГК, зон НГН и проводится тектоническое районирование. На начальной стадии имеется ограниченный объем накопленной геолого-геофизической информации. Новые данные, полученные на поисковом и разведочном этапах, позволяют пересмотреть результаты регионального этапа и определить перспективные направления ГРП.

ВКВ административно находится на территории четырех областей: Кировской, Пермской, Удмуртии и Башкирии. Региональные работы в ее пределах были начаты в конце 40-х годов XX века. Первое месторождение нефти открыто в 1955 г. К настоящему времени их число увеличилось до 150. Однако перспективы поиска новых залежей остаются высокими.

ГРП часто проводились в отдельных административных областях. В результате чего отдельные части впадины характеризуются различной степенью изученности. Региональные сейсмические профили КМПВ и МОВ пересекают отдельные области, а не впадину в целом. В разных областях используется различная индексация продуктивных пластов.

Неравномерно также изучен разрез осадочного чехла. Изначально на территории ВКВ целевыми горизонтами считались отложения среднего девона, но достаточно быстро ГРП были переориентированы на отложения терригенной толщи нижнего карбона. Рифейские и вендские отложения вскрыты единичными скважинами, слабо изучены отложения среднего и верхнего девона. Недостаточное внимание при изучении разреза было уделено каширо-подольским и гжелским отложениям, в которых на уже разбуренных площадях открывают пропущенные залежи УВ. Для поиска пропущенных залежей также перспективны отложения асельского и сакмарского ярусов нижней перми, нефтеносность которых доказана на Шумовском месторождении Пермской области, а на Ельниковском месторождении Удмуртской Республики получен непромышленный приток нефти.

Перспективным нефтегазоносным комплексом остается рифейский, несмотря на то, что в последние годы его изучению посвящены многие работы. В пределах комплекса выделяются до 78 пластов-коллекторов, нефтематеринские толщи. Покрышки в пределах комплекса изучены слабо. В породах вендского комплекса открыты промышленные залежи нефти: на Ларионовской, Сивинской, Соколовской, Дебесской, Поломской и Шарканской структурах также зафиксированы многочисленные нефтепроявления. Все они распространены в пределах развития рифейских отложений.

Структурный план рифея, венда и терригенного девона связан со структурой фундамента, все открытые залежи структурного и структурно-тектонического типов приурочены к поднятым блокам фундамента или к границам поднятого и опущенного блоков. Именно в таких зонах возможны дальнейшие открытия залежей рифейского, вендского и терригенного девонского комплексов. Помимо структурных зон НГН, автором выделяется перспективная Бортовая зона литологического класса, связанная с выклиниванием пород рифея, венда и терригенного девона.

Структурный план вышележащих отложений связан с Камско-Кинельской системой прогибов, которая, несмотря на хорошую изученность, остается весьма перспективной для поисков месторождений. В частности, непоискованной остается Глазовская зона литолого-стратиграфического класса, приуроченная к эродированной поверхности верхнефранско-турнейского комплекса на севере ВКВ, где возможны залежи нефти в трещиновато-карстовых карбонатных коллекторах, перекрытых региональной глинисто-карбонатной покрышкой тульского возраста.

Отдельное внимание при планировании ГРП стоит уделить выявлению ловушек неструктурного класса, приуроченных к рифогенным телам, визейским врезам, малевско-упинским и радаевско-косьвинским клиноформным телам.

Определение начального положения и учет продвижения ВНК при построении геологической модели месторождения на поздней стадии разработки

К.Д. Будкин (ООО «РуссНефть-НПЦ»)

В качестве объекта исследований была выбрана Вятская площадь Арланского месторождения. Месторождение имеет более чем полувековую историю разработки, на нем пробурено 29 разведочных и 1646 добывающих скважин, что позволило собрать и проанализировать большой объем статистического материала.

При создании исходной модели месторождения были использованы большое число поправок по скважинам и высокое значение текущего КИН (0,431 при принятом 0,429). Было принято решение перестроить модель, используя ту же корреляцию с учетом продвижения ВНК. Продвижение ВНК устанавливалось в скважинах по данным результатов работы соседних ранее пробуренных, вскрывших ВНК ниже и к моменту бурения новой, сильно обводнившихся скважин или находящихся поблизости нагнетательных скважин, пробуренных ранее.

Одной из основных проблем стало определение начального положения ВНК. Ее решение осложнялось тем, что большинство скважин наклонно направленные (погрешности инклинометрии на месторождении достаточно велики), бурение скважин и их эксплуатация были неравномерными по площади: изначально разбурилась сводовая часть (в большинстве залежей являющаяся ЧНЗ), позже периферийная (ВНЗ), ВНК к этому времени во многих залежах уже начинал подниматься.

Распределение ВНК по залежи терригенного пласта C_{VI} нижнекаменноугольных отложений ассиметрично имеет один максимум на отметке -1193 м. На залежи пробурено 109 скважин, все они вскрыли ВНК (залежь водоплавающая), среднее значение ВНК по скважинам составляет -1191,38 м и отличается от максимума из-за ассиметричности распределения. В исходной модели ВНК было принято по среднему значению на отметке -1191 м, все скважины с отклонением от этой величины считались неправильно промеренными инклинометром, и в них вводились поправки, общее число которых по Вятской площади составило 657.

Было проанализировано положение ВНК в скважинах, пробуренных до 1978 г. – начала заводнения. На гистограмме отмечается максимум распределения ВНК на абсолютной отметке -1193 м, который выделяется на фоне единичных отклонений в разные стороны, связанных, возможно, с погрешностями инклинометрии. На основании этого ВНК был принят на абсолютной отметке -1193 м. ВНК, вскрытый ниже этой отметки, считался погрешностью инклинометрии, вскрытый выше – анализировался на возможность продвижения. Был разработан алгоритм, сопоставляющий дату бурения скважины, вскрытый в ней ВНК, дату бурения соседних скважин, наличие перфорации в них, их начальную обводненность и обводненность к моменту бурения новой скважины. В результате выявлено продвижение ВНК в 30 скважинах из 109 (продвижения в пределах 1 м не рассматривались). Изменение положения ВНК составило от 1 до 9,7 м, в среднем 4,4 м.

Гистограмма распределения без учета скважин с продвижением ВНК имеет симметричное распределение и не противоречит нормальному, максимум находится на отметке -1193 м, среднее значение выборки составляет -1192,89 м. В результате для залежи были введены поправки на инклинометрию в 44 скважинах вместо 76 согласно исходной модели без учета продвижения ВНК. В целом по площади удалось снизить число поправок до 177 вместо 657 в исходной.

Изменение положения ВНК и учет его продвижения в скважинах привел к увеличению начальных геологических запасов на 22,8 % по пласту C_{VI} и снижению текущего КИН с 0,431 до 0,407 при принятом 0,429.

Определение истинного начального положения ВНК на месторождениях на поздней стадии разработки является одной из наиболее сложных задач, правильное решение которой позволяет наиболее точно оценить начальные геологические запасы и способствует построению адекватной геологической модели.

Симулятор для моделирования и оптимального проектирования большеобъемных селективных кислотных обработок карбонатных коллекторов

Г.Т. Булгакова, А.Р. Шарифуллин, Р.Я. Харисов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Для эффективного проектирования структурной кислотной обработки необходимо правильно смоделировать сложные процессы кислотного растворения горной породы и распределения рабочих жидкостей в карбонатном коллекторе. В большинстве случаев из-за неоднородности профиля проницаемости условия потока довольно сложные и прогноз размещения жидкости невозможен без численного симулятора. С этой целью разработан симулятор структурной кислотной обработки, позволяющий оптимизировать процессы распределения рабочих кислотных растворов и пачек отклонителей в неоднородном по проницаемости пласте. Используемая в симуляторе математическая модель базируется на физических и химических принципах кислотного растворения карбонатов.

Симулятор проектирует предварительный график закачки, обеспечивающий отрицательную величину скин-фактора – число циклов закачки рабочей жидкости, число отклоняющихся стадий, объем закачиваемой жидкости на каждом этапе и др. При наличии графика закачки выдаются подробный прогноз профилей приемистости, улучшений скин-фактора и общие данные по состоянию расхода/давления, которые можно ожидать в процессе обработки. Эта информация либо подтверждает ранее спроектированный график закачки, либо предлагает некоторые изменения для обеспечения оптимальных показателей работы.

Симулятор позволяет оптимизировать дизайн кислотной обработки по следующим критериям:

- скорость закачки кислоты или тип кислотного состава;
- объемы кислотных стадий/общий объем кислотного состава;
- объем отклонителя/объем кислотного состава;
- глубина спуска НКТ.

Результаты моделирования используются для прогнозирования продуктивности скважины после обработки и таким образом оценивается ожидаемая прибыль.

Модель кислотной обработки матрицы включает следующие процессы:

- отслеживание всех стадий закачки рабочих растворов и отклонителей с учетом различных гидростатических давлений и потери на трение в НКТ;
- фильтрацию жидкостей в пористом пласте;
- растворение породы матрицы кислотным составом;
- влияние пачек отклонителей.

Симулятор просчитывает рабочие характеристики для всех стадий закачки. Результаты расчетов по каждой очередной ступени служат входной информацией для последующей.

Физическое моделирование кислотной обработки с потокотклонителем на простейшей объемной керновой модели пласта позволило провести калибровку математической модели и симулятора.

Выполнена апробация пилотного модуля по результатам 17 проведенных работ в карбонатных коллекторах месторождений ОАО «НК «Роснефть» с использованием применявшегося дизайна, показаний устьевых и забойных датчиков. Получена 90%-ная сходимость результатов.

Совершенствование организации технического обслуживания и ремонта оборудования нефтеперерабатывающего завода с применением АСУ

А.А. Гаврилов, Д.В. Федосеев (ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»)

Современные нефтеперерабатывающие предприятия – сложный производственно-технический комплекс, обладающий повышенной опасностью и требующий эффективного управления для достижения высоких экономических показателей и высокой степени безопасности оборудования.

Большое число оборудования и систем, сложные технические, организационные, экономические связи и отношения при управлении привели к тому, что управление нефтеперерабатывающими предприятиями в высокой степени автоматизировано. Информация с приборов КИП, систем АСУТП передается в MES системы (предприятие), а далее на уровень ERP систем. Частью MES является система технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования.

Исторически известны и практически применяются различные принципы ТОиР:

- до выхода из строя;
- по регламенту;
- по состоянию.

При реализации любого принципа требуются информация и методы ее обработки. Одним из средств получения информации о состоянии оборудования являются стационарные системы диагностирования оборудования аппаратов и систем нефтепереработки.

В настоящее время система ТОиР содержит информацию о выходе из строя оборудования и конструкций, сроках и объемах регламентных работ по обследованию, обслуживанию и ремонтам в рамках планово-предупредительных (ППР) и текущих ремонтов. На предприятиях появляются системы диагностирования оборудования, позволяющие определять большое число неисправностей основного и вспомогательного оборудования, прогнозировать их развитие и состояние оборудования, планировать графики и объемы обследования и ремонтов. Эти системы диагностирования предоставляют качественно новую информацию для систем ТОиР, способны определять большое число неисправностей и состояние оборудования.

Целью данной работы является исследование возможности использования информации от современных систем диагностирования оборудования предприятий, включая подсистемы ТОиР, для повышения экономической эффективности и уровня безопасности и разработки методов повышения эффективности управления на основе рассматриваемой информации. Актуальность работы заключается в повышении эффективности управления предприятием в области обслуживания и ремонта за счет использования имеющейся от систем диагностирования информации о реальном состоянии оборудования.

Новизна работы заключается в том, что:

- проанализированы возможности современных систем диагностирования для получения достоверной информации о состоянии оборудования объектов нефтепереработки;
- определены виды информации систем диагностирования, позволяющие повысить эффективность систем ТОиР оборудования нефтеперерабатывающих предприятий;
- сформулированы требования к системам диагностирования для их использования в системах обслуживания и ремонта по реальному состоянию оборудования.

Практическая значимость заключается:

- в применении информации о реальном состоянии оборудования в существующих системах ТОиР;
- в возможности повышения экономических показателей нефтепереработки с одновременным повышением степени безопасности.

Автоматизация построения госплановских форм в рамках составления проектных технологических документов на разработку месторождений

А.Н. Гагарин, Д.А. Бормашов, А.Д. Попов (ОАО «ТомскНИПИнефть»)

В рамках составления проектных технологических документов (ПТД) на разработку месторождений отделы проектирования разработки сталкиваются с выполнением операций, которые можно охарактеризовать как «рутинные». Это операции, связанные с обработкой больших объемов данных и требующие существенных трудозатрат. Одной из таких «рутинных» операций является построение госплановской формы (ГФ) по обоснованию прогноза добычи нефти и объема буровых работ.

Проблема автоматизации формирования ГФ не нова. Можно с уверенностью сказать, что во всех КНИПИ компании, и не только в компании, существует множество реализаций программ по автоматическому формированию ГФ. Но на сегодняшний момент ни одна из известных нам реализаций не отвечает возникшим требованиям по гибкости и скорости их использования. Поэтому целью данной работы стало создание программы, удовлетворяющей обозначенным требованиям.

Необходимость написания новой программы была вызвана сложившейся ситуацией с одним из ПТД, выполняемых нашим НИПИ. Данная ситуация подразумевает, что проектирование разработки, гидродинамическое моделирование, проведение всех технологических расчетов и их оформление должны будут быть выполнены в кратчайшие сроки. Ситуация непростая, если учитывать, что месторождение крупное, расположено на территории двух субъектов Федерации, включает четыре площади, пять объектов разработки, две категории запасов. Поэтому только по рекомендуемому варианту потребуется формирование как минимум 92 ГФ по обоснованию прогноза добычи нефти и объема буровых работ.

Построение ГФ в созданной программе осуществляется на основе файловой информации, полученной в результате расчетов на гидродинамическом симуляторе. Для построения ГФ от пользователя требуется заполнить табличную форму с необходимой информацией (запасы, плотность нефти, пересчетный коэффициент, КИН и др.), выбрать типы требуемых форм и запустить программу на выполнение. Предложенный механизм дает возможность строить ГФ не только по месторождению в целом, пластам, объектам, но и по залежам, группам скважин, категориям запасов. Важно отметить, что вся необходимая информация берется из одного расчета симулятора. Таким образом, нет необходимости вносить корректировки в гидродинамическую модель, например, задавать новые группы скважин или новые регионы по причине того, что некоторые регионы могут пересекаться, чего гидродинамический симулятор не примет. Не требуется «разбирать» расчетный файл на несколько составляющих для построения формы по тому или иному критерию. Самое важное – не надо заново пересчитывать модель, что отнимает очень много времени для больших моделей.

Построение модели двойной проницаемости для моделирования трещиноватой системы на примере Карайского месторождения

О.О. Горбунова
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

В настоящее время успешность проведения разнообразных геолого-технологических мероприятий во многом определяется достоверностью геологических и гидродинамических моделей нефтяной залежи.

Быстрый рост производительности вычислительной техники позволяет усовершенствовать методы численного моделирования процессов нефтеизвлечения из сложных коллекторов, в частности из трещиновато-поровых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами, которые описываются с помощью модели двойной проницаемости. В данной работе представлено построение модели двойной проницаемости для пластов Карайского месторождения.

Основной проблемой, встречающейся в данной работе, является недостаточный объем исходных данных. При этом были проанализированы вся доступная и разносторонняя информация, полученная в результате изучения керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин, а также промысловые данные. На основании полученной информации показано, что коллекторы Карайского месторождения относятся к трещиновато-поровым. Далее с использованием имеющихся данных была построена модель двойной проницаемости, которая существенно отличается от традиционной модели месторождения. Она показывает скорректированный профиль добычи и более точно адаптирует данные.

При использовании модели двойной проницаемости появилась новая альтернатива в адаптации модели. В данном случае в качестве главных параметров для варьирования можно использовать параметры трещин, такие как проводимость между трещиной и матричным блоком (σ) и высота матричного блока, не изменяя при этом поля проницаемости, как это делается в общем случае. Модель двойной проницаемости упрощает процесс адаптации.

На основании модели двойной проницаемости был выполнен прогноз по разработке месторождения до 2020 г. Данный прогноз отличается от базового случая. Он показывает более точный профиль добычи. В результате этого расчета была спрогнозирована существенная дополнительная добыча нефти по сравнению с базовым случаем, которая выражается в значительной экономической выгоде.

Выполненная работа показала, что построенная для Карайского месторождения модель двойной проницаемости более точно описывает процесс нефтеизвлечения и дает более верный и скорректированный профиль добычи.

Интерпретационная обработка данных сейсморазведки: контроль точности сейсмических построений

*П.А. Гофман (ООО «Деко геофизика»),
О.А. Силаенков (ООО «Геотрайм»)*

Целью работы являются развитие интерпретационного подхода к обработке данных сейсморазведки и иллюстрация данного подхода на примерах, представляющих некоторые этапы обработки данных.

В настоящее время в отрасли практически сложилось отношение к обсуждаемому этапу геолого-разведочных работ (обработке данных сейсмической съемки) как к техническому шагу, заключающемуся в механическом применении выбранного графа обработки. Отличия различных подходов к обработке часто сводятся к сравнению перечня применяемых процедур.

Целью работы является демонстрация того, что данное отношение плохо согласуется с сутью задач, которые должны решаться в процессе обработки данных, и крайне отрицательно влияет на достоверность результатов сейсмических исследований. В качестве альтернативы рассматривается интерпретационный подход к обработке данных сейсморазведки. В рамках данного подхода результатом обработки должны являться не только финальные разрезы и скоростные модели, но и четкие доказательства корректности выполнения каждого этапа обработки наряду с оценкой точности сейсмических построений.

Такое обоснование на практике невозможно без привлечения тех или иных предположений о строении изучаемого разреза. Предположения всегда присутствуют при любом подходе к обработке данных в явном или неявном виде и влияют на конечный результат. Одна из целей интерпретационного подхода заключается в явном выделении используемых предположений и контроле их достоверности с привлечением априорной геологической информации. Часто оказывается, что однозначного решения не может быть найдено. В таких случаях интерпретационный подход в обработке данных позволяет явно обозначить степень неопределенности сейсмических построений, рассмотреть различные варианты обработки, исключив варианты, которые явно противоречат исходным сейсмическим данным.

Рассматриваются два примера неоднозначности результата, возникающих при обработке данных сейсморазведки:

- учет неоднородности верхней части разреза путем применения статических поправок, рассчитанных по методу преломленных волн (refraction statics), на примере данных, зарегистрированных на месторождениях Самарской области;
- построение глубинно-скоростной модели среды на синтетическом примере.

Безрегрессионный подход к моделированию физико-химических свойств нефтей

М.Ю. Данько (ЗАО «ТИНГ»)

Важным аспектом построения фильтрационной модели является воспроизведение физико-химических свойств нефти. Для моделирования почти во всех существующих программных пакетах анализа свойств флюидов используется стандартный алгоритм: выбирается уравнение состояния, подбираются корреляции, проводится настройка на эксперимент регрессионным способом. Настройка на эксперимент осуществляется при помощи модуля регрессий. Варьируемые в ходе регрессий параметры – это коэффициенты бинарного взаимодействия, ацентрический фактор, параметры неизвестной группы C_{7+} . Такой подход не является в полной мере математически обоснованным, но на данный момент именно он получил наиболее широкое распространение. Тем не менее существует другой безрегрессионный подход к адаптации физико-химических свойств нефтей к результатам экспериментов.

Данный подход основан на вариации уравнения состояния и статистическом анализе компонентного состава неизвестной группы C_{7+} . При этом неизвестная группа разбивается на фракции определенным образом:

- 1) рассчитывается значение неизвестной молярной массы группы C_{7+} , плотность при стандартных условиях;
- 2) разбивается неизвестная группа C_{7+} на фракции исходя из статистического анализа определенных в результате экспериментов фракций;
- 3) определяются параметры групп фракций псевдокомпонента C_{7+} и проводится их первичная настройка на результаты экспериментов;
- 4) настраивается компонентный состав фракций C_{7+} для достижения результатов экспериментов по всей смеси.

Разработан статистический метод анализа компонентного состава лабораторных проб нефти. Создан безрегрессионный подход к моделированию физико-химических свойств нефтей, который, по мнению авторов, является более физически обоснованным, чем применяемые на данный момент подходы в существующих программных пакетах.

Использование метода безрегрессионного подхода позволит согласовывать физико-химические свойства нефтей, учитываемые при проектировании и моделировании, а также PVT-свойства, используемые при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений. К тому же безрегрессионный подход дает возможность создать адекватную и воспроизводимую модель нефти, которая согласовывается с фактическими условиями промышленной сепарации.

Моделирование прорыва пластовой воды через зону окисленной нефти на примере Ишимбайского месторождения

С.Д. Дарий (ООО «Башинефть-Геопроект»)

Ишимбайское месторождение нефти приурочено к рифовому массиву, сложенному известняками нижней перми и включающему пять рифов, имеющих различные очертания и объединенных в единую связку. Этажи нефтеносности по массивам колеблются от 310 до 560 м. Все рифы имеют единый контур нефтеносности. Продуктивные известняки перекрыты пермскими соленосными отложениями, а подошвенная нефть отделена от пластовой воды непроницаемой зоной окисленной нефти (ЗОН), толщина которой изменяется от 10 до 30 м.

С 1932 по 1960 г. (начало внутриконтурного заводнения) месторождение разрабатывалось на четырех напорных режимах:

- упругий режим;
- режим растворенного газа (РРТ), активно развивавшийся после уменьшения пластового давления ниже давления насыщения;
- гравитационный режим;
- режим внедрения в залежь через «дыры» в ЗОН пластовой воды, который можно характеризовать как частично водонапорный.

Поэтому для создания гидродинамической модели использовалась трехфазная система. Сложность при адаптации модели вызвал режим внедрения в залежь через «дыры» в ЗОН пластовой воды. Как показал детальный анализ обводненности скважин, на момент ввода в эксплуатацию в 1932 г. «дыр» в ЗОН не было, они начали проявляться только с 1940 г., когда депрессия между подошвенной нефтью и пластовой водой значительно увеличилась. Было выявлено более 20 «дыр», причем их образование происходило в разное время, на различных участках залежи, с неодинаковой интенсивностью внедрения пластовой воды. Сложность заключалась в том, что как таковая функция, описывающая этот процесс, в симуляторе отсутствует, а использование комбинации функции «не соседнее соединение» и «изменение проницаемости во времени» из-за большого размера гидродинамической модели (3,4 млн. ячеек, 588 скважин, трехфазная система и 77 лет разработки) делало расчет практически невозможным, время счета превышало месяц.

Данная проблема была решена путем создания «фиктивных скважин». Под фиктивной скважиной понимается скважина с нулевой добычей, вскрывающая одновременно «низ» подвижной нефти и пластовую воду, тем самым обеспечивая внедрение пластовой воды в залежь. Фиктивные скважины были размещены в местах проявления «дыр», а регулирование времени вскрытия и сообщаемости скважина – пласт, позволило довольно точно симитировать процесс фактического внедрения пластовой воды в залежь. При этом значительно сократилось время счета, а главное было достигнуто значительное совпадение расчетных и фактических показателей. Расхождение по накопленной добычи нефти и воды не превышает 3 %, расхождение пластовых и забойных давлений – 10 %.

Использование данного метода будет иметь положительный эффект при моделировании залежей с частично проницаемыми ЗОН, проницаемость которых меняется с течением времени.

Использование литолого-фациального анализа для уточнения фильтрационно-емкостных свойств терригенных отложений в геологической модели на примере Южного месторождения

А.С. Душин (ООО «Баиннефть-Геопроект»)

В последнее время при построении геологической модели месторождения терригенных резервуаров все чаще выполняются литолого-фациальные исследования. Их результаты необходимы для того, чтобы строить адекватную геологическую модель, правильно распределять фильтрационно-емкостные свойства, давать рекомендации по проектированию добывающих и нагнетательных скважин, их расположению и методам интенсификации притока.

В пределах Южного месторождения были проведены такие литолого-фациальные исследования. Оказалось, что источник сноса обломочного материала при этом находился на северо-западе Башкортостана, и снос происходил на юго-восток, в область открытого морского бассейна. Следующим этапом после определения форм, распространенности и характера геологических тел было определение их фациальной характеристики. Для этого применялась методика, разработанная В.С. Муромцевым, основанная на изучении кривых ГК и ПС, а также сейсмофациальный анализ, базирующийся на изучении атрибутов волновых полей 3D сейсморазведки. По форме кривых ПС и ГК было установлено, что песчаное тело ТТНК сложено тремя фациальными типами отложений, соответствующими устьевым барам с характерной регрессивной формой кривых, распределительным дельтовым каналам с сундучной формой кривых.

Данные 3D сейсморазведки подтвердили вышеперечисленные особенности геологического строения рассматриваемых отложений. В результате построения карты экстремальных значений мгновенных частот в интервале отражений Уп-Ук тульский рукав получил отчетливое отображение с уверенными границами, подтверждающимися данными бурения. После определения границ геологических тел появилась возможность рассматривать их отдельно друг от друга как в латеральном, так и в вертикальном направлении. При этом промысловые характеристики могут интерполироваться в каждой зоне отдельно (дельтовая протока и устьевой бар). При сравнении пористости для различных фациальных зон было установлено, что для дельтовой протоки характерно ее изменение от 18 до 28,3 %, а для устьевого бара – от 12 до 26,6 % при средних значениях соответственно 21,8 и 16 %.

Для каждой фациальной зоны были также найдены свои математические зависимости проницаемости от пористости по керну.

В результате выполненной работы можно сделать следующие выводы.

1. Песчаники распределительных дельтовых каналов отличаются лучшими промысловыми характеристиками, а следовательно, обладают лучшими по качеству запасами по сравнению с песчано-алевролитовыми отложениями устьевых баров.

2. Установленная корреляция между фациальными типами отложений и промысловыми характеристиками должна учитываться при разработке месторождения и при планировании мероприятий по интенсификации добычи. Поскольку в баровых песчаниках слоистая структура резервуара более масштабна и устойчиво выдержана по простиранию, приток нефти из них может охватывать и удаленные зоны коллектора. В отложениях дельтовых протоков с разнонаправленным типом слоистости приток нефти, по-видимому, будет в основном из призабойной зоны скважины.

3. Получена геологическая модель, которая на основании имеющихся данных наиболее полно отражает геологическое строение и распределение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, следовательно, в наиболее полной мере будет подходить для дальнейшего использования при гидродинамическом моделировании, анализе и проектировании разработки.

Прогнозирование коллекторских свойств терригенных юрских отложений с помощью геостатистической инверсии

*М.Л. Евдокимова, С.Л. Федотов, Т.В. Некрасова,
Л.А. Дистанова, А.Ю. Сапрыкина (ООО «Фугро Геосайенс ГмБХ»)*

Прогнозирование эффективных и нефтенасыщенных толщин, а также пористости коллектора васюганской свиты на Файнской площади Западной Сибири выполнялось с помощью геостатистической инверсии StatMod. Основная залежь на месторождении приурочена к пласту ЮС₁. Стохастическая геостатистическая инверсия выполнена в пределах сейсмического куба 3D.

На начальном этапе работ выполнены стандартная интерпретация результирующего сейсмического куба 3 D, геологическая интерпретация, моделирование физических свойств горных пород, уточнение структурной (каркасной) модели по результатам детерминистической инверсии. Литология реализована в качестве литотипов, выделение которых выполнено в несколько этапов для оценки возможности разделения разнотипных пород в поле акустического импеданса. Наиболее приемлемым оказалось деление пород на четыре литотипа: коллектор, коллектор с улучшенной пористостью (более 16 %), плотные породы, глинистые породы.

Для каждого литотипа вся имеющаяся информация была преобразована в функции распределения плотности вероятности и установлено их соответствие созданной трехмерной стратиграфической модели. Эта информация включает пространственную выдержанность свойств, диапазон изменения параметров, степень их изменения относительно других свойств с использованием многомерных функций распределения вероятностей, а также кривые ГИС, контакты флюидов и данные сейсморазведки. Эти различные типы исходной информации, как точно определенные, так и оцененные в некотором диапазоне, впоследствии комбинируются с применением Байесовского подхода. Расчет набора реализаций кубов распределений свойств происходит на основе алгоритма Markov Chain – Monte-Carlo. В процессе выполнения инверсии используются данные геостатистики для определения моделей, которые согласуются с результатами ГИС и сейсморазведки. В результате получены модели, которые соответствуют исходным данным и равновероятны между собой. Одна из особенностей инверсии StatMod заключается в том, что непрерывные параметры (плотность, пористость) и дискретный параметр (литотипы) моделируются одновременно.

По сравнению с геологическим моделированием геостатистическая инверсия имеет следующие преимущества: более достоверная и с меньшим числом неопределенностей за счет использования данных сейсморазведки в дополнение к скважинной и геологической информации; связь с данными сейсморазведки устанавливается непосредственно через сейсмический сигнал и конволюцию его с моделью, и она сохраняется в течение всего процесса; реализована возможность более реалистичной оценки неопределенностей благодаря получению кубов вероятности для каждого литотипа. Финальная трехмерная модель литотипов была проконтролирована «слепыми скважинами», что является наилучшей качественной и количественной оценкой результата.

Выполненная геостатистическая инверсия на площади позволила построить карты распределения эффективных и нефтенасыщенных толщин, также определить местоположение скважин для разведочного бурения. С помощью косимуляции получен куб распределения пористости. На основе имеющихся результатов кубы распределения вероятности для каждого полученного параметра можно использовать для оценки рисков при планировании бурения.

Адаптация модели к результатам гидродинамического исследования скважин на примере Игольско-Талового месторождения

А.Б. Егорова
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Даная работа посвящена проблеме адаптации существующей гидродинамической модели к результатам исследования скважин. Основная задача – разработка алгоритма, который поможет применять данные гидродинамических исследований и сравнивать поведение пласта и численной модели. Интерпретация результатов гидродинамического исследования скважин не может считаться однозначной из-за большого числа неопределенностей. Таким образом, невозможно непосредственное сравнение результатов анализа и свойств заданных в модели. Гораздо важнее на стадии изменения распределения свойств смоделировать остановку работающих скважин в модели при соблюдении всех условий реального исследования и получить отклик пластового давления, идентичный поведению реального пласта.

Выполненная работа включает две части: теоретическую и практическую. Теоретическая часть описывает эксперименты с учебной моделью и общие выводы о возможности моделирования и интерпретации результатов исследования скважин. На этом этапе подтверждается надежность данных интерпретации при условии выбора правильной модели анализа. Чтобы выявить зависимость между свойствами, заданными в модели, и результатами анализа, была построена простая модель с активной законтурной областью и добывающей скважиной в центре. Для приближенного моделирования исследования восстановления давления в момент закрытия скважины в модели временные шаги были разделены на очень маленькие отрезки, и в это время происходила запись забойного давления. После экспериментов с различными вариантами учебной модели были сделаны выводы о возможности использования результатов интерпретации численного исследования.

В следующей части работы полученная теоретическая информация была применена для адаптации блока в гидродинамической модели Игольско-Талового месторождения. Прежде всего были выбраны скважины для сравнения исхода из условий достоверности реальных исследования, достаточного времени исследования и времени отработки перед закрытием скважин. Среди анализируемых выбраны как добывающие, так и нагнетательные скважины. В численной модели исследования выбранных скважин были смоделированы с учетом всех ограничений реально проведенных тестов. Кривые производной давления были построены как для случаев реального исследования, так и для модели. В первую очередь выводы о сходимости полученных результатов были сделаны на основании формы кривых на диагностическом графике. Сравнивая диагностические признаки и характерные признаки диагностических кривых и объясняя их появление или отсутствие для случаев реальных исследований, можно делать заключения о возможных параметрах для адаптации модели. Кроме того, важно добиться появления одних и тех же характерных признаков поведения давления в одно и то же время и на одном и том же радиусе исследования. Далее интерпретация реальных и смоделированных кривых проводилась с учетом предположений, сделанных на основе возможных особенностей пласта. Полученные параметры также сравнивались и выявлялись по степени надежности параметры, которые могут использоваться как критерий для адаптации модели, и параметры, которые могут быть инструментом адаптации. Рекомендации по изменению определенных свойств были приведены индивидуально по результатам сравнения каждой скважины в зависимости от возникших в конкретном случае проблем.

Создание интегрированной экономической модели разработки Северо-Комсомольского месторождения

*Д.В. Ефимов, К.В. Литвиненко, В.И. Савичев,
А.Н. Винокуров (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Северо-Комсомольское месторождение является одним из крупнейших месторождений высоковязкой нефти в Западной Сибири. Уникальность физико-химических свойств месторождения нефти приводит к большим неопределенностям и рискам при выборе системы разработки. Создание интегрированной модели разработки такого крупного месторождения в сложных геолого-физических условиях требует решения целого класса оптимизационных задач с разным уровнем детализации. В работе представлен опыт создания Интегрированной экономической модели для выбора системы разработки Северо-Комсомольского месторождения.

Основными элементами модели являются:

- модель образования конусов воды и газа;
- модель притока нефти к горизонтальной скважине;
- модель капитальных вложений в бурение горизонтальной скважины;
- капитальные вложения и операционные затраты на обустройство месторождения, обслуживаемые объектами инфраструктуры;
- операционные затраты на добычу жидкости и нефти;
- модель макроэкономических показателей (сценарные экономические условия).

Модель обладает следующими особенностями:

- низкие временные и технические затраты при выборе системы разработки;
- возможность быстрого изменения условий расчета при изменении входных данных;
- возможность расчета большого числа различных систем разработки при различных сценарных условиях;
- возможность подбора оптимальной системы разработки с точки зрения как максимизации нефтеизвлечения, так и экономической эффективности (по накопленному потоку наличности);
- модульность, что позволяет модифицировать любой из ее элементов при неизменности общей системы, а также добавлять или удалять элементы при изменении системы разработки.

Созданная Интегрированная экономическая модель позволила подобрать оптимальную с экономической и технологической точек зрения систему разработки месторождения на истощении горизонтальными скважинами по таким параметрам, как длина горизонтального ствола, расстояние между скважинами, депрессия в скважинах, оптимальные параметры кустования. При дальнейшем изучении месторождения и увеличении степени изученности модель позволит оперативно уточнить оптимальные параметры системы разработки.

К проблеме выявления малоразмерных и малоамплитудных поднятий

*В.А. Завьялов, Г. А. Шишкина
(ОАО «Хантымансийскгеофизика»)*

Для выявления малоразмерных и малоамплитудных поднятий по сейсмическим данным необходимо выполнить в первую очередь корректный учет влияния поверхностных неоднородностей (ЗМС, ВЧР). В практике их изучения сейсморазведочными работами МОВ ОГТ применяются различные методические и технологические подходы.

Проблемы получения данных о параметрах ЗМС, ВЧР при проведении специальных полевых исследований по изучению зоны поверхностных неоднородностей не дают повода для оптимизма даже в относительно простых условиях Западной Сибири.

Учет поверхностных неоднородностей на стадии обработки и интерпретации с использованием полученных скоростей и откорректированных сейсмограмм ОГТ не позволяет повысить точность структурных до необходимых значений. В результате площади пропущенных структурных объектов, перспективных на нефть и газ, в пределах площади, отработанной одной сейсмической партией, могут составлять десятки квадратных километров.

В то же время целенаправленная специализированная обработка промышленных исследований МОВ ОГТ дает результаты, которые свидетельствуют о высокой эффективности данного подхода в различных сейсмогеологических условиях. В результате обработки получают: карты граничных скоростей по подошве зоны малых скоростей, карты изохрон зоны малых скоростей, карты средних скоростей по зоне малых скоростей. Как показывает опыт работы, даже качество полевого материала двадцатилетней давности с пониженной кратностью (12-24) позволяет сделать это однозначно и корректно как с взрывным, так и невзрывными источниками (типа «Енисей» или «Вибросейс»).

Другая часть проблемы связана с изучением ВЧР (поверхности несогласия, подошвы мерзлоты и др.). Здесь используется аналогичный подход с определенными изменениями с учетом особенностей обрабатываемых систем и различных сейсмогеологических условий. Для решения задачи выявления малоразмерных перспективных объектов целесообразны обработка и интерпретация полученных данных полевой сейсморазведки 2D и 3D различными геофизическими предприятиями. Такое направление работ следует только приветствовать, так как при этом повышаются глубина проработки сейсмической информации и полнота извлечения геолого-геофизической информации. Получаемые результаты в некоторых случаях весьма убедительно свидетельствуют о необходимости проведения и увеличения объемов данных работ. На примере одной из типичных перспективных площадей представлены некоторые результаты, полученные при обработке и интерпретации выполненной в двух независимых геофизических компаниях. Мы предполагаем, что получаемые конечные результаты и их сопоставление, возможно, заставят задуматься геофизиков и геологов, работающих в крупных нефтегазовых компаниях, и позволят им сделать определенные шаги по повышению экономической и геологической эффективности сейсморазведочных исследований.

Оптимизация технологических режимов регенеративных кристаллизаторов установки депарафинизации

*Д.Б. Кадыров, С.В. Тюлкин (ОАО «Средневолжский научно-исследовательский институт по нефтепереработке»),
М.Ю. Лившиц (НИЧ ГОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»)*

Кинетика кристаллизации парафинов, характеризующаяся средним размером получаемых кристаллов, определяет ряд важных технико-экономических показателей процесса сольвентной депарафинизации. При этом основная часть (до 95 %) кристаллов образуется в регенеративных кристаллизаторах, повышение качества управления которыми способствует увеличению отбора депарафинированного масла.

С целью усовершенствования управления процессом кристаллизации решены следующие задачи: разработаны функционально-ориентированная на использование в системах управления математическая модель и алгоритмы оптимального управления регенеративными кристаллизаторами. Такая функционально-ориентированная математическая модель, включающая кинетический, теплообменный, реологический блоки и блок растворимости, позволяет оценить влияние технологических режимов и свойств сырья и растворителя на технико-экономические показатели депарафинизации.

Рассмотрена задача оптимизации процесса кристаллизации по критерию максимального отбора депарафинированного масла при условии сохранения технологической подвижности сырьевого потока на всех стадиях обработки его в регенеративных кристаллизаторах, гидродинамических ограничениях и ограничениях на производительность холодильного отделения установки депарафинизации. В качестве управляющих параметров использованы расходы и температуры подаваемых на разбавление сырьевого потока порций растворителя.

Задача оптимизации отбора депарафинированного масла может быть подразделена на две связанные подзадачи:

- 1) расчета оптимальных расходов растворителя при условии сохранения технологической подвижности сырьевого потока на выходе из кристаллизаторов;
- 2) оптимизации при заданных значениях расходов растворителя и температуре первой порции разбавления.

Разработаны алгоритмы решения этих подзадач, на основе которых синтезирован алгоритм максимизации отбора депарафинированного масла в заданных областях изменения управляющих параметров. Расчетные оптимальные значения управляющих параметров максимизируют общее время кристаллизации раствора, улучшают кинетику кристаллизации, обеспечивают рациональный профиль скоростей охлаждения. При этом гарантированы сохранение технологической подвижности сырьевого потока на выходе из кристаллизаторов, сохранение гидродинамических ограничений и ограничений на нагрузку на холодильное отделение установки депарафинизации. Оптимальные режимы обеспечивают увеличение среднего расчетного отбора депарафинированного масла на 2,5 %.

Создание и адаптация термогидродинамических моделей пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

*Н.С. Казаков, А.А. Хруленко, И.С. Ледович
(ОАО «ВНИИнефть»)*

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения является крайне сложным объектом разработки. Аномально высоковязкая нефть залегает на глубине 1000-1400 м в массивной толще карбонатов, образующих структурную ловушку сводового типа. Продуктивные отложения представлены крайне неоднородными коллекторами различных типов (поровые, трещиноватые, кавернозные и их сочетания). С начала 80-х годов месторождение эксплуатировалось на естественном водоупругом режиме, в ходе которого произошло значительное обводнение добывающего фонда при КИН, значительно меньшем проектного (порядка 6-7 %). В начале – середине 90-х годов началось массированное применение тепловых методов повышения нефтеотдачи, таких как циклические паровые обработки добывающих скважин и площадная закачка пара.

Рассмотрены основные принципы, проблемы и результаты создания и адаптации термогидродинамических моделей двойной пористости участков центральной зоны пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Несмотря на большое число проведенных научно-исследовательских работ, посвященных проблемам разработки данного месторождения, подобный подход к фильтрационному моделированию применяется впервые.

Совместно со специалистами РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина была проведена переинтерпретация данных геофизических исследований скважин. При этом выполнены типизация литотипов пород-коллекторов и построение ряда новых параметров, таких как пористость и проницаемость трещин, каверн, матрицы, которые отсутствовали в предыдущих моделях. После комплексного анализа исходных данных, в том числе истории разработки, в модели были выделены зоны так называемых линеаментов, которые представляют собой зоны высокопроницаемых трещиноватых горных пород, через которые осуществляется гидродинамическая связь по всему этажу залежи. На основании имеющихся данных была построена модель двойной пористости/проницаемости, в которой свойства трещин и каверн были отнесены к трещинной части (Fracture), а свойства поровой части коллектора – к матричной (Matrix).

Адаптация термогидродинамической модели проводилась в два этапа. На первом этапе рассматривался период разработки залежи на естественном режиме. Затем по окончании естественного режима массивы динамических данных (давлений, температуры и насыщенностей) были положены в основу модели для расчета показателей разработки для периода применения тепловых методов. После получения удовлетворительных результатов были проанализированы полученные результаты и проблемы, возникшие в процессе адаптации термогидродинамических моделей.

Комплексное моделирование месторождения с целью повышения качества управленческих решений и оптимизации производственных операций добычи в реальном времени

*В.А. Казанцев (ООО «Инвенсис Проуссес Системс»),
Дж. Гилмор (Invensys Operation Management)*

Основные проблемы: недостаток оперативной и полной информации о состоянии месторождения и работе основного оборудования; продление срока службы технологического оборудования; получение данных в режиме реального времени для мониторинга эффективности эксплуатации месторождения и решения задачи максимизации его производительности.

Основная задача: внедрить систему реального времени, работающую в режиме совета, для оптимизации процесса добычи нефти и газа с учетом ограничений, накладываемых существующей сетью сбора и технологического оборудования.

Решение: разработка и внедрение централизованной реляционной (SQL) базы данных и операторского интерфейса, интегрированной(ых) модели(ей) (скважины + сеть сбора + поверхностное оборудование) первого порядка, базирующейся на строгих термодинамических расчетах физико-химических процессов.

Модель для скважин и сетей сбора рассчитывает гидродинамику движения многофазных флюидов, давления, расходы (температуры) на истоках и стоках сети сбора.

Модель для описания технологического оборудования:

- автоматически загружает в режиме реального времени результаты измерений параметров, статусы скважин, режимы работы оборудования из базы данных в модель;
- согласовывает данные и автоматически подстраивает модель, проводит обратный расчет дебита каждой скважины;
- оптимизирует как сеть сбора, так и режимы работы технологического оборудования на основании данных реального времени, полученных с месторождения, и другой производственной информации.

Оптимизация осуществляется по экономическому критерию добычи нефти и газа с учетом взаимодействия (взаимовлияния) технологического оборудования добычи (подземная часть) и первичной переработки (наземная часть) и с учетом технологических и технических ограничений сетей сбора и оборудования:

- переменные оптимизации включают внутренние диаметры штуцеров (дроссельных вентилей), скорости подачи газлифта, давления на входе в сепараторы, давления на всасывании компрессоров;
- переменные ограничений включают скорость отвода газа, температуру точки росы газ-вода, предельную скорость вращения валов насосов, компрессора товарного газа, давление сырой нефти на коммерческом узле и давление на узле отгружаемого газа.

Результат работы системы: генерирование отчетов в web-форме (общий объем добычи и товарной нефти и газа, отчет о распределении объемов добычи по скважинам, отчет о работе теплообменников, отчет о работе компрессоров, отчет о работе трубопроводов) и рассчитанные оптимизатором задания (значения переменных оптимизации). Особенность решения – полностью интегрированная модель (от поверхности забоя до коммерческого узла учета), применение программных оптимизаторов в режиме реального времени.

Реализованные проекты: месторождение PETRONAS Baronia field, Мексика (оптимизация); EL-Tripal, Аргентина (две сети закачки воды, два завода подготовки воды, около 1150 скважин, 8 батарей), мониторинг; разработка оптимального плана развития месторождения на 12 лет; Karachaganak Petroleum Operating BV (КПО), Казахстан, более 200 скважин, 3 установки нефтепереработки.

Движение нефти в зонах пониженных скоростей фильтрации с позиции теории квантового транспорта

*В.А. Капитонов, И.Г. Хамитов,
В.И. Попков, В.П. Шакин, П.А. Маньшин
(ООО «СамараНИПИнефть»)*

Целью работы является моделирование гидродинамически устойчивых областей фильтрации (зоны дренирования вертикальных скважин). Между дренируемым и недренируемым объемами постулируется смена качественного характера фильтрации. Для описания эффектов на границе зоны дренирования используется аналогия между поведением флюида в области пониженных скоростей фильтрации и поведением электрона при переходе на новую орбиталь (излучение – поглощение фотона соответствует отрыву – прилипанию минимального объема, участвующего в среднем движении). С помощью данного подхода можно рассчитать объем и получить геометрическое пространство дренируемого пространства в модели нефтяного пласта. В качестве метода исследования используется конечно-разностный подход.

Область дренирования в модели сопоставлена с оценкой влияния скважины, получаемой при интерпретации кривой восстановления давления (КВД). На застойную зону, выделяемую на КВД, и ее динамическое «запирание» (описанное в работах А.Т. Ахметова) при малых капиллярных числах влияют следующие факторы: 1) капиллярные силы; 2) гравитационные силы; 3) структура порового пространства и дисперсность движущихся фаз. Рассматриваемый физический эффект регулируется, с использованием математического аппарата, описывающего феномен «квантовой энергетической ямы».

В рамках данной работы проведено численное исследование модели фильтрации пласт – скважина с введением зависимости относительных фазовых проницаемостей от скорости движения флюида. Проанализировано влияние распределения проницаемости, равновесного давления, плотности фильтруемых флюидов и соотношения их объемов в каждой ячейке модели на формирование области дренирования, и ее чувствительности к фациальной структуре коллектора. Сопоставлена динамика фактических и расчетных параметров (дебиты нефти и жидкости, накопленные показатели добычи и закачки). Результаты расчетов представлены в виде карт текущей и остаточной плотности подвижных запасов в объемах пор.

На созданной численной модели получены решения тестовых радиальных задач для симметричной и антисимметричной областей дренирования одной скважины. Проведена адаптация исторического периода работы пласта C_1 Мухановского месторождения (средняя проницаемость нефтяной части коллектора – $1,7 \text{ мкм}^2$, вязкость нефти в пластовых условиях – $2,7 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). Предлагаемый подход проходит апробацию на модели пласта A_4 Боровского месторождения (средняя проницаемость нефтяной части коллектора – $0,163 \text{ мкм}^2$, вязкость нефти в пластовых условиях – $93,33 \text{ мПа} \cdot \text{с}$).

Потенциальная область применения данного метода: 1) исследование характера фильтрации в районе горизонтальных и многозабойных скважин; 2) уточнение фильтрационных потоков в пластах с высоковязкой нефтью.

Учет вязко-структурных свойств нефти при оценке выработки запасов и планировании ГТМ

*И.И. Киреев, А.А. Поздеев, В.П. Шакин, В.И. Потков
(ООО «СамараНИПИнефть»)*

Практически все нефти содержат компоненты, способные к образованию собственных изолированных структур. Прочность структурных связей обусловлена сочетанием термобарических условий фильтрации, проницаемости пласта и химического состава нефти, которые в процессе разработки залежей существенно изменяются. Нефть как дисперсная система постепенно эволюционирует в направлении увеличения содержания высокомолекулярных соединений, образующих ассоциаты (сложные структурные единицы) и снижающих ее подвижность даже в свободном объеме. Поскольку без проведения специальных мероприятий проницаемость призабойной зоны, температура и средневзвешенное пластовое давление обычно уменьшаются, в совокупности это замедляет скорости фильтрации нефти и сопровождается образованием в пласте зон с малоподвижными, практически не выработываемыми запасами.

Слабо структурированная нефть на ранних, чаще на поздних стадиях разработки проявляет свойства неньютоновской вязко-пластичной жидкости. Характерной особенностью в процессе ее фильтрации является переменная вязкость, зависящая от напряжения сдвига или градиента давления. Если внутренняя структура сформирована асфальтенами и смолами, то в некотором диапазоне градиента давления такая нефть фильтруется при очень медленном возрастании подвижности со скоростями, значительно меньшими, чем при выполнении закона Дарси. Граница прочности структуры безводной вязко-пластичной нефти определяется градиентом динамического давления сдвига.

Целесообразность определения граничных градиентов давления обусловлена возможностью контролировать влияние реологических факторов на процесс извлечения нефти в течение всего периода разработки залежей. Контроль осуществляется путем сравнения фактических градиентов пластового давления с граничными значениями и за счет локализации участков, в пределах которых проявляются вязко-структурные свойства нефти. Области, в которых фильтрация нефти осуществляется с низкими скоростями за счет процессов структурообразования, выделяются на основе анализа карт изоградиентов пластового давления.

Целью работы являются расчет критических градиентов давления сдвига безводной нефти, построение карт изоградиентов пластового давления на основе карт изобар, уточнение границ участков с неблагоприятной реологической характеристикой системы нефть – вмещающая порода, а также определение депрессий, необходимых для преодоления вязко-структурных свойств нефти, и обоснование рекомендаций по увеличению охвата пласта выработкой. Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения эффективности мероприятий, направленных на увеличение охвата пластов выработкой и стимулирование добычи нефти.

Обоснование плотности сетки субгоризонтальных скважин на нефтяных месторождениях

И.В. Коваленко
(ООО «ТННЦ», ТНК-ВР)

На месторождении «К» расположенном в Тюменской области, были выявлены достаточно плохие свойства пласта (низкая проницаемость, небольшие эффективные нефтенасыщенные толщины, значительная расчлененность), что обусловило отрицательные экономические показатели при разработке месторождения по классической схеме вертикальными скважинами (по результатам гидродинамического моделирования), даже при применении ГРП. Это вызвало необходимость рассмотрения применения субгоризонтальных скважин на данном месторождении.

В работе приведен метод гидродинамического моделирования, позволяющий оценивать эффективность разработки большого числа вариантов без полномасштабного моделирования на основе элементарного сектора дренирования.

Дана универсальная экономическая оценка вариантов, позволяющая на предварительном этапе определять экономическую составляющую проекта. В качестве универсальной единицы выбирается доля извлеченных запасов (КИН).

Представленная методика, проиллюстрированная на примере субгоризонтальных скважин, может применяться для любой другой системы разработки и является принципиальной.

Разработка и развитие симулятора гидроразрыва пласта, опирающегося на экспериментальное лабораторное моделирование процессов ГРП

Michael W. Conway
(*Core Laboratories, Stim-Lab Division*)

С того момента, как появились уравнения Картера для прогнозирования площади ГРП в год запуска первого искусственного спутника Земли (1957 г.), и по сей день продолжаются разработки симуляторов для проектирования ГРП. Начиналось все с 2D моделей Перкинса, Керна, Христиановича и Желтова. Одна из первых 3D моделей была разработана в начале 80-х годов, и темой данной работы является ее дальнейшая разработка.

Один из первых кодов созданного репликатора GONFER был разработан во многом по аналогии с другими симуляторами. Физика процесса описана и достоверно подтверждена в имеющейся литературе. Внутри любого симулятора ГРП есть три основных компонента: образование трещины, доставка проппанта и ожидаемая продуктивность. Понимание процесса и разработка подходов к моделированию доставки проппанта были наиболее слабым местом в данном вопросе, поэтому именно на них направлены все новые разработки.

В 1989 г. Stim-Lab начала коллективную отраслевую программу «Исследования реологии и транспортирующей способности наиболее распространенных ГРП жидкостей относительно проппантов». Эта программа продолжалась до 2001 г. при участии в ней в среднем 25-30 компаний. Одним из ключевых лабораторных устройств для исследований был щелевой реометр с прозрачным окном высотой 1,2 м и длиной 4,8 м. Испытания по подаче проппанта записывались на видео для последующего анализа. Стало очевидно, что явления, задействованные в этом эксперименте, слишком сложны для традиционного анализа. Примерно в это же время компания Marathon Oil, владелец марки GONFER, приступила к реализации крупного исследовательского проекта по совершенствованию транспортной модели. В 1992 г. было подписано соглашение о совместном исследовании, после чего симулятор был модифицирован таким образом, чтобы можно было осуществлять его привязку с помощью сетки к таким же физическим размерам, что и лабораторная модель. В данном виде результаты работы симулятора можно было сравнивать непосредственно с видео, и если модель была похожа на видео-эксперимент, то было понятно, какие параметры имели решающее значение для управления транспортом проппанта. Еще одно преимущество такого подхода заключалось в том, что как только была подтверждена достоверность моделирования, можно было использовать симулятор для проектирования реальных работ по ГРП на месторождениях, поскольку не требовались дальнейшие разработки.

Эти усилия в итоге потребовали внесения существенных изменений в методику оценки вязкости жидкости и полного пересмотра методики моделирования транспорта проппантов. В данной работе рассмотрены ключевые этапы совместного развития лабораторного экспериментального моделирования и симулятора ГРП, а также влияние этого процесса на дальнейшее экспериментальное изучение транспорта проппантов. Разработки продолжают и сегодня.

Модель неполных фазовых превращений газовых гидратов

В.И. Кондауров
(Московский физико-технический
институт)

Рассматривается пористая среда, насыщенная газовыми гидратами, способными разлагаться на газ и воду при повышении температуры и/или уменьшении давления. Формулируется модель фазовых превращений нового типа, для которых характерно частичное превращение, глубина которого является функцией текущего термодинамического состояния. В отличие от классической теории фазовых переходов первого рода, для которых фазы материала разделены межфазной поверхностью сильного разрыва, в данном случае происходит постепенный переход от твердого к газо-жидкостному состоянию. Показано, что фазовые превращения рассматриваемого типа обусловлены различием капиллярного давления в поровых каналах разного диаметра. Поэтому условия Гиббса, рассматриваемые на микромасштабе, приводят к тому, что равновесие достигается сначала в узких каналах и только при дальнейшем росте температуры - в широких.

С помощью методов неравновесной термодинамики дано новое описание кинетики превращения, которая связана с конечным временем установления капиллярного равновесия, т.е. с перераспределением флюидов в поровых каналах под воздействием капиллярных сил. В отличие от свободных газовых гидратов, кинетика превращений которых определяется скоростью образования и роста зародышей новой фазы, перераспределение флюидов в поровых каналах под действием капиллярных сил – процесс значительно более медленный.

Показаны способы последовательного термодинамического учета влияния вязкоупругих деформаций скелета на процесс фильтрации газа, образующегося при диссоциации гидрата. Необходимость учета таких деформаций связана с тем, что диссоциация гидрата резко изменяет реологические свойства скелета пористой среды, зерна которого первоначально сцементированы гидратом. Превращение жесткого скелета в вязкоупругий материал сопровождается затеканием поровых каналов и существенным изменением фильтрационных свойств среды. На основе предложенной модели решены задачи фильтрации продуктов разложения газового гидрата. Исследовано влияние начальной пористости, закона изменения проницаемости и других параметров модели на распределение порового давления и глубину превращения. Выявлены эффекты, связанные с уменьшением дебита добывающей скважины вследствие как расширения области диссоциации, так и вязкоупругой консолидации пласта.

Оптимизация анализа разработки и оценка взаимовлияния скважин методом математической статистики на примере месторождений Оренбургской области

*И.Д. Костылева, П.В. Зимин, В.В. Васильев
(ООО «ТННЦ», ТНК-ВР)*

Целью проекта являлось создание программного комплекса «Отчеты» для решения широкого круга задач анализа разработки месторождений, а также для оптимизации процесса составления проектной документации. Основная функциональность разработанного программного комплекса: анализ работы скважин и эффективности ГТМ, обработка результатов расчетов прогнозных вариантов и экономических показателей, обоснование добычи нефтяного газа, построение карт разработки и взаимовлияния скважин и др.

Инструмент разрабатывался в различных программных средах таких, как MS Excel и языки программирования VBA, Borland Delphi, использующие драйверы Microsoft для доступа к базе данных в формате MS Access, и Borland C++ Builder с использованием механизма доступа к базам данных ADO. «Отчеты» интегрированы с программой OilField Manager (OFM), обладающей широким набором опций, гибкостью и открытостью к пожеланиям пользователей.

Основу опции «Взаимовлияние скважин» составляют методы математической статистики (расчет коэффициентов корреляции Спирмена, Кендала либо множественного коэффициента корреляции). Опция позволяет выполнять следующие действия:

- строить карты прироста добычи и закачки за определенный период;
- оценить корреляционную зависимость между добывающими и нагнетательными скважинами;
- строить карты взаимовлияния скважин на определенную дату, их анимацию во времени;
- оценить предполагаемый контур движения закачиваемой жидкости.

Статистический анализ корреляции показателей работы добывающих и нагнетательных скважин может дать информацию о наличии взаимовлияния скважин, которое, как правило, определяется на основе специально проводимого гидропрослушивания либо закачки индикаторов в нагнетательные скважины. Результаты трассерных и иных исследований, выполняемых на месторождениях Оренбургской области, подтвердили применимость разработанного программного комплекса для анализа взаимодействия скважин, направления фильтрационных потоков и эффективности ГТМ с учетом интерференции, эффективности системы ППД.

Созданный программный комплекс позволяет из минимального набора всегда имеющихся показателей извлекать ценные сведения, основанные на физике пласта, и использовать их при анализе ГТМ, планировании бурения боковых стволов в плохо дренируемую зону пласта, организации системы ППД и решении других насущных задач, требующих знания о межскважинном пространстве.

Методические основы полномасштабного геолого-гидродинамического моделирования на основе сопряженных секторных моделей

С.В. Костюченко (ООО «СИАМ - Инжиниринг»)

Известно, что применение детальных секторных моделей эффективно для решения задач оптимизации проводки скважин и боковых стволов, анализа и оптимизации работы скважин и разработки участков залежей нефти. Однако их использование затруднено для построения карт, проектирования систем разработки, анализа эффективности систем заводнения и некоторых других задач, так как при секторном моделировании целостность объекта моделирования может быть нарушена.

В работе рассматриваются методические основы полномасштабного моделирования нефтяных залежей, основанного на сопряжении секторных геолого-гидродинамических моделей по пластовым давлениям, насыщенностям и потокам флюидов. Это позволяет решать два класса задач.

1. Объединять ранее созданные секторные модели в единые полномасштабные модели. При этом восстанавливается целостность моделируемой залежи, не теряются данные, накапливаемые в детальных секторных моделях.

2. Моделировать большие и гигантские месторождения с минимальным закруглением исходных геологических моделей даже при использовании традиционных симуляторов и компьютеров.

Приведены примеры полномасштабного моделирования залежей нефти нескольких месторождений с 10 и более секторными моделями, суммарным числом расчетных ячеек более 20 млн. в каждой из них. Каждая из секторных моделей была создана для симулятора ECLIPSE. Сопряжение выполняется с помощью специальной управляющей компьютерной программы, для которой ECLIPSE – расчетный модуль. Результатами моделирования являются в частности карты изобар и плотности текущих подвижных запасов нефти для залежи в целом, построенные на основе отдельных, но сопряженных секторных моделей.

Эта технология может быть применена:

- 1) для компьютерного моделирования и решения задач мониторинга таких больших месторождений как Самотлорское, Приобское и др.;
- 2) для гидродинамического моделирования без закругления исходных геологических моделей;
- 3) для устранения дублирования детальных секторных моделей упрощенными полными моделями, создаваемыми для проектных технологических документов; для анализа структуры текущих запасов и построения карт, в том числе карт изобар; при воспроизведении в моделях результатов исследований межскважинного пространства и др.

Основными отличиями данной работы от аналогичных является полномасштабное моделирование на основе системы сопряженных секторных геолого-гидродинамических моделей без ограничений детальности полномасштабной модели и числа расчетных ячеек.

Таким образом, использование этой методологии открывает новые уникальные возможности для обоснования геолого-технических мероприятий, решения задач мониторинга и проектирования систем разработки месторождений даже с использованием традиционных компьютеров и гидродинамических симуляторов, а также позволяет:

- 1) моделировать большие и гигантские месторождения без ограничений на число расчетных ячеек, даже непосредственно на сетках исходных геологических моделей;
- 2) применять несколько разных симуляторов в единой модели: для водогазовых, тепловых и других воздействий; для горизонтальных и многозбойных скважин и др.;
- 3) объединять создаваемые секторные модели в полномасштабные модели.

Оценка связности пласта по динамике дебита новых скважин

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

В работе предложена методика идентификации и количественного описания «тонкой» структуры расчлененного пласта сложного строения. Такой пласт состоит из несвязанных по вертикали песчаных прослоев различной латеральной протяженности. Предполагается, что часть прослоев простирается от добывающей до нагнетательной скважины, соединяя их, а часть – недостаточно протяженная, чтобы обеспечить такое соединение. В прослоях первого типа относительно непродолжительный период неустановившегося режима сменяется стационарным режимом течения. В прослоях второго типа добыча сопровождается постоянным истощением пластовой энергии и снижением давления. Для укрупненного описания пласта такого строения в работе использован статистический подход на основе двухпараметрической функции распределения латеральной протяженности песчаных тел.

Предложена полуаналитическая модель динамики дебита скважины, вскрывающей расчлененный пласт с заданным распределением размеров песчаных тел. Модель основана на решении системы уравнений нестационарной радиальной фильтрации. Каждое из уравнений соответствует одному из прослоев, каждый из которых может иметь различные проницаемость и пористость. На внешней границе у прослоев первого типа использовано условие постоянного давления, у второго типа – отсутствия потока. На внутренней границе, которой является скважина, установлено условие общего для всех прослоев забойного давления.

Быстрота расчетов, которая обеспечивается за счет относительной простоты полуаналитической модели (по сравнению с гидродинамическими симуляторами), делает возможным ее использование для решения обратных задач идентификации параметров пласта по данным работы скважины и априорной геологической информации. Это позволяет эффективно применять ее для уточнения фильтрационных параметров прослоев и функции распределения их по размерам. Разработанная методика используется для уточнения параметров пласта по данным динамики дебитов новых скважин, а также для анализа сверхлимитных снижений дебитов и планировании геолого-технических мероприятий на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Предложенная модель может использоваться для планирования дизайна гидродинамических исследований скважины (ГДИС), вскрывающей расчлененный коллектор.

Преимущество предлагаемого подхода заключается в интегрированном описании работы скважины как с геологической, так и с промысловой точки зрения (динамика дебита скважин) и учитывает наиболее существенные факторы, влияющие на динамику дебита скважины: фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта, пластовое давление, скин-фактор, степень связности коллектора с системой поддержания пластового давления.

Путь от прогнозирования коллекторских свойств по геостатистической высокоразрешенной инверсии 3D сейсмических данных к моделированию разработки месторождения

*М.В. Крылова, М.Л. Евдокимова, С.Л. Федотов
(Филиал ООО «Фугро Геосайенс ГмБХ»)*

Традиционный подход трехмерного геологического моделирования основывается на трех основных направлениях. Из сейсмических данных берутся поверхности горизонтов и разломов для структурного каркаса. С использованием геологического представления о строении залежи определяются типовые параметры расположения ячеек и слоев в геологической сетке. На основе петрофизических и литологических данных по скважинам моделируются свойства в межскважинном пространстве по ячейкам. Готовя эту трехмерную геологическую модель к гидродинамическому моделированию, ее укрупняют и адаптируют к основным параметрам истории разработки. Как правило, существуют большие невязки между этими моделями.

Часто перед специалистами встает вопрос о привлечении в большем объеме полезной информации для распределения свойств в межскважинном пространстве. Источником такой информации могут быть 3D сейсмические данные. Например, в моделировании активно применяются сейсмические атрибуты, которые используются как тренды или как объектное моделирование. Однако это не позволяет существенно улучшить качество модели по количественному прогнозу свойств.

Одной из современных технологий для таких построений является геостатистическое моделирование распределения свойств уже на этапе комплексной интерпретации данных сейсморазведки. Отметим, что распределение свойств с помощью геостатистической инверсии в межскважинном пространстве в крупных и средних деталях контролируется этими данными, а в мелких – скважинной статистикой. Решение в геостатистической инверсии ищется на стратиграфической сетке каркасной модели, основанной на горизонтах и разломах, что позволяет учитывать геологические особенности строения пластов. Использование высокоточной геостатистической инверсии StatMod и RockMod дает в результате не только куб традиционного акустического импеданса, но и кубы литотипов и непрерывных свойств, например проницаемости. Данный подход до адаптации к истории разработки месторождения был применен на проекте по прогнозированию свойств коллектора васюганской свиты и в интервале клиноформного залегания неокомских отложений Западной Сибири.

В итоге получаем модель, пространственно согласованную со всеми входными геолого-геофизическими данными. Так как эта технология основывается на статистическо-вероятностном подходе, результатом ее является множество реализаций в виде набора кубов. В дальнейшем они используются для выбора одного по прогнозному параметру, который наиболее согласовывается с историей разработки и далее будет основой для гидродинамического моделирования и прогноза добычных характеристик.

Особенности подхода к расчетному моделированию систем электроснабжения объектов нефтегазовой отрасли при проектировании

*А.А. Ладыгин
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

На данный момент не существует нормативных документов, регламентирующих требования к устойчивости и надежности автономных энергосистем. Из-за этого организация, выполняющая моделирование системы электроснабжения месторождения с электростанцией собственных нужд (ЭСН), основывается исключительно на собственном опыте.

Для оценки применимости традиционных упрощенных моделей нагрузки, используемых многими институтами, в таких энергосистемах, проанализированы результаты моделирования переходных процессов по сравнению с уточненными моделями конкретного устанавливаемого оборудования и выявлены представляющие практический интерес отличия. Моделирование осуществлялось в программном комплексе «Мустанг» для автономной системы электроснабжения месторождения общей мощностью нагрузки 100 МВт.

Сравнение проводилось по следующим критериям:

- адекватность моделирования изменений частоты и напряжения;
- эффективность работы противоаварийной автоматики и штатных защит оборудования;
- достоверность моделирования поведения мощных электродвигателей.

Полученные результаты моделирования позволяют сделать следующие заключения:

- учет влияния асинхронных двигателей и статических характеристик нагрузки существенно замедляет процессы изменения частоты;
- моделирование штатных защит двигателей оказывает заметное влияние на переходный процесс за счет отключения части нагрузки;
- эффективность автоматической частотной разгрузки (АЧР), разработанной по классической схеме, часто оказывается низкой.
- Использование редко применяемых при центральном электроснабжении систем автоматического отключения нагрузки (АОН) вместо или совместно с АЧР и быстродействующего автоматического включения резерва (БАВР) существенно снижает последствия при повреждениях в автономной энергосистеме.

Таким образом, результаты расчетного моделирования системы электроснабжения месторождения сильно зависят от точности моделей оборудования, устанавливаемого на объекте, его защиты. Обобщенный учет нагрузок существенно искажает результаты моделирования, что ведет к формированию ошибочных рекомендаций по выбору силового оборудования ЭСН, объему и настройке противоаварийной автоматики. Практическая реализация таких противоаварийных воздействий может привести к излишним отключениям механизированного фонда скважин и, как следствие, ощутимым финансовым потерям.

Представляется целесообразной разработка единого регламента проведения расчетного моделирования и определения состава и установок противоаварийной автоматики, при котором учитывается реальное поведение нагрузки, введение в задание на проектирование соответствующих пунктов.

Математическое моделирование и проектирование нефтепереработки и нефтехимии с помощью точных кинетических моделей процессов

*И.А. Левин (KBC Process Technology),
В.В. Лякуткин (Hyperion Systems Engineering Ltd)*

Приведены результаты моделирования НПЗ и НХК с помощью программы Petrosim. Использование точных кинетических моделей процессов позволяет:

- значительно повысить точность моделирования процессов, с помощью одной простой настройки модели процесса разработать его точную модель, работоспособную для любого вида сырья и катализатора;

- использовать одну и ту же сконфигурированную точную модель предприятия на всех стадиях его проектирования, начиная от ТЭО и базового проектирования и кончая детальным проектированием, что даст генеральному проектировщику возможность моделировать и контролировать работу лицензиаров процессов, усовершенствованное знание лицензионных технологий, сокращение сроков и повышение точности проектирования;

- технологам НПЗ и НХК просчитать количественную оценку изменения сырья и ведения режимов установок на выходы, качество продуктов и прибыльность предприятия в целом;

- дирекции службы развития НПЗ и НХК точно оценить предлагаемые инвестиционные проекты с помощью имитационного моделирования их реализации и расчета экономики в результате замены или модификации оборудования;

- начальникам таких сложных объектов, как установки АВТ, каткрекинг, риформинг, висбрекинг, гидрокрекинг, коксование, пиролиз, оптимизировать режимные переменные, получить оптимальные выходные продукты, спрогнозировать срок жизни катализатора;

- руководителям отдела планирования точно настроить модели технологических процессов в программах планирования НПЗ/НХК (PIMS, др.) и в результате резко повысить точность планирования предприятия;

- руководству производственного отдела НПЗ/НХК осуществить реальный мониторинг работы предприятия, установить значения показателей эффективности работы установок и цехов (KPI);

- инженерам и операторам установок и цехов получить неоченимую имитационную модель их установок для тренинга по пониманию химической кинетики процессов, взаимосвязи технологических режимов и выходов продуктов;

- руководству товарного цеха НПЗ получить оптимальные рецепты смешения бензина, дизельного топлива, мазута и масел на основе точных моделей смешения нефтепродуктов для расчета неаддитивных показателей качества смесей (октановое число, фракционный состав, упругость паров, вязкость, температуры помутнения, застывания, цетановое число, др.)

Представлены результаты использования Petrosim для проектирования и оптимизации работы зарубежных и отечественных НПЗ и НХК, в том числе и для разработки ТЭО НПЗ «Роснефти».

Системы безопасности на базе радиоканального оборудования

Т.А. Лисс
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Традиционные системы безопасности строятся на основе технических средств, связанных между собой проводными линиями связи. При проектировании объектов нефтяной и газовой промышленности площадь территории исчисляется в сотни квадратных метров, поэтому применение проводного соединения между защищаемыми объектами и ПЦН системы безопасности вызывает ряд сложностей. В частности, возникает необходимость проектирования эстакад, использования кабельных линий, что сопровождается дополнительными ценовыми и временными затратами на их монтаж и обслуживание.

В настоящее время при разработке современных систем безопасности все большее распространение получают радиоканальные (беспроводные) системы, в которых взаимосвязь между техническими средствами обеспечивается по радиоканалу. Для оценки возможностей использования радиоканальных систем и их сравнения с «проводными» рассмотрены основные факторы, влияющие на эффективность их работы, а также требования и критерии выбора.

Для беспроводных линий связи помехозащищенность и помехоустойчивость, как правило, являются основными факторами выбора, влияющими на надежность системы. Особое внимание следует обратить на дальность связи. Известно, что плотность мощности радиоволны уменьшается по мере удаления от антенны вследствие расхождения пучка, рассеяния и поглощения волн препятствиями на пути их распространения. Плотность мощности $P(d)$ волны на расстоянии d от источника приблизительно описывается следующей зависимостью:

$$P(d) \approx P_f(d_0/d)^\gamma,$$

где d_0 – некоторая константа, определяемая экспериментально; параметр $\gamma = 2...3$ (для промышленного предприятия) зависит от конструкции антенны, диапазона частот, наличия препятствий.

Главным недостатком проводных систем является необходимость прокладки проводных линий связи. В первую очередь данная процедура ведет к усложнению, а следовательно, и удорожанию монтажных работ.

В отличие от проводных аналогов радиоканальные системы имеют целый ряд преимуществ, делающих их приоритетными, а в некоторых случаях и единственно возможными для организации системы безопасности:

- сокращается объем монтажных работ;
- снижаются затраты на расходные материалы;
- сокращаются сроки выполнения работ;
- появляется независимость от сбоев телефонной сети и повреждения проводов и, как следствие, обеспечивается более надежная работа системы.

При реализации радиоканальных систем на объектах следует уделять внимание двум моментам: отсутствию электромагнитного поля, создаваемого сторонними техническими средствами, и отсутствию влияния сигналов компонентов системы на иные технические средства, а также погодным условиям.

Решение о применении передачи данных по радиоканалу должны приниматься по каждому объекту в отдельности.

Математическое моделирование как способ построения дизайна водоизоляционных работ

*И.Ю. Ломакина, А.М. Ильясов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
К.М. Федоров (Тюменский государственный университет)*

Использование математического моделирования при проектировании высокочрезвычайных геолого-технических мероприятий, таких как гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов, наклонных скважин и скважин с горизонтальным окончанием, получило широкое распространение в России и за рубежом. Для проектирования ремонтно-изоляционных работ (РИР) в настоящее время применяются эмпирические формулы, позволяющие рассчитать необходимый объем реагента. Однако они не пригодны для последовательной закачки комбинаций составов и не позволяют оценить технологический эффект. Программные продукты для подбора дизайна РИР разработаны сервисными компаниями и ориентированы на применение составов и средств, находящихся в их собственности. Трехмерные модели, как правило, сложны и требуют значительных затрат машинного времени.

Поэтому ранее решение тактических вопросов и задач при составлении дизайна РИР виделось в направлении повышения квалификации и опыта производственного персонала. Однако данный путь не позволяет в должной мере повысить эффективность выполняемых работ. Таким образом, актуальной является задача разработки математической модели РИР, сочетающей учет физических особенностей процесса, быстроту расчета, возможность комбинирования тампонажных составов и достаточную точность результатов.

В работе представлена математическая модель водоизоляционных работ в вертикальных нефтяных добывающих скважинах с терригенными коллекторами методом тампонирующего обводнения прослоев под давлением. Рассмотрены такие виды работ, как селективная изоляция, устранение нарушений герметичности эксплуатационной колонны и ликвидация заколонной циркуляции жидкости. Для описания процесса РИР используется квазистационарная модель закачки однофазной несжимаемой жидкости, основанная на схеме последовательной смены стационарных состояний. Анализ прочности водоизолирующих экранов проводится на основании сравнения перепадов давления на них с предельными, характерными для данных изоляционных материалов.

Численный эксперимент на базе предложенной модели позволяет получить объемы закачиваемых реагентов в систему пластов, провести анализ устойчивости полученных экранов, спрогнозировать дебиты нефти и жидкости после обработок и оценить технологическую эффективность мероприятий.

Анализ водоизоляционных работ, проведенных в ООО «РН-Пурнефтегаз» в 2008 г., показал хорошее соответствие результатов расчетов в рамках предлагаемой модели промышленным данным по дебиту нефти после РИР. Предлагаемая методика дизайна РИР рекомендуется к внедрению при реализации проектов СНТ в 2010 г. в ООО «РН-Пурнефтегаз», ОАО «Самаранефтегаз» и ОАО «Томскнефть».

Математическое моделирование – инструмент повышения эффективности производства нефтепереработки. Опыт и перспективы использования

Д.А. Луканов, В.Г. Кузнецов (ОАО «Средневолжский научно-исследовательский институт по нефтепереработке»)

Ректификация – наиболее распространенный и наиболее энергоемкий процесс в нефтепереработке. Установки АВТ, на которые приходится до 30-40 % общего энергопотребления на НПЗ, являются головным узлом распределения потоков по всей дальнейшей схеме переработки. Ошибка АВТ в распределении потоков на 1 % изменяет загрузки установок риформинга и гидроочистки от 3 до 10 %, что может полностью исключить эффект от применения новых катализаторов и технологий. При этом число измеряемых параметров на АВТ доходит до 3000 и более. Следовательно, только точная математическая модель ректификации может служить инструментом корректной интерпретации всего массива информации о процессе.

В ОАО «СвНИИ НП» для математического моделирования ректификации с целью оптимизации с 2002 г. используется система Hysys.Plant. Затраты на приобретение программы окупались менее чем за год. Инструментарий программы позволяет использовать построенные с ее помощью модели статистики и динамики процесса в качестве инструмента системного анализа эффективности работы установок.

Коренным отличием математической модели установки, построенной для оптимизации процесса, от модели проектных расчетов является требование ее «максимальной адекватности» фактическим условиям работы оборудования. Выход на адекватность статической модели требует проведения достаточно сложного комплекса мероприятий по точному сведению балансов потоков с учетом качества продуктов и сырья. Достичь адекватности динамики на порядок сложнее.

Адекватные модели процесса ректификации применялись при решении задач оптимизации, сравнительного анализа эффективности работы установок, например, при:

- разработке рекомендаций по стабилизации режима работы атмосферной колонны и опытно-промышленных испытаниях смесовой беспаровой схемы получения керосина;
- разработке рекомендаций и проведении промышленного пробега по оптимизации режима блоков АТ с целью увеличения отбора светлых фракций;
- разработке и опытно-промышленном испытании системы управления качеством продукции пропановой колонны установки ГФУ;
- составлении матриц достижимых отборов продуктов заданного ассортимента и соответствующих технологических режимов (упрощенная модель АВТ для LP-планирования PIMS).

Оценки эффекта: потенциальная экономия при замене реконструкции оптимизацией на крупной АВТ от 600 тыс. до 1500 тыс. долл. США и более. Оптимизация режима ГФУ может за счет снижения флегмовых чисел в 1,3-1,8 раза обеспечить экономию энергозатрат на 20-30 %. Матрицы отборов для PIMS максимизирует отборы от потенциала при любом ассортименте, что эквивалентно дополнительному выходу до 1-1,5 % светлых.

Выводы. Модели процессов – эффективный инструмент для анализа и оптимизации процессов. Однако эпизодическое использование их без встраивания в интегрированную систему моделирования переработки от установки (Hysys) до НПЗ (PIMS) не дает постоянного эффекта снижения затрат.

Предложение. Необходима разработка концептпроекта эффективной интеграции моделей на всех иерархических уровнях корпоративной переработки нефти в соответствии с моделью ISO/CIM по примеру конкурентных ВНК.

Построение геолого-гидродинамической модели пласта БС₁₁ Майского месторождения на основе петрофизических зависимостей от эффективной пористости

Т.М. Мамедов, К.С. Савичев, Д.Н. Левин (ОАО «НК «Роснефть»)

В данной работе реализован подход к трехмерному геолого-гидродинамическому моделированию пласта БС₁₁ Майского месторождения Западно-Сибирской НГП, основанный на использовании петрофизических зависимостей остаточной водонасыщенности и проницаемости от эффективной пористости, а также на представлении плотных песчаных разностей как коллекторов.

Для установления уравнений связи петрофизических параметров применяются зависимости остаточной водонасыщенности и проницаемости по воздуху от открытой и эффективной пористости. Использование параметра эффективной пористости позволило установить более тесную корреляционную связь для расчета петрофизических параметров: проницаемости и остаточной водонасыщенности. Коэффициент корреляции между остаточной водонасыщенностью и коэффициентом эффективной пористости равен 0,98. В то же время зависимость остаточной водонасыщенности от открытой пористости характеризуется коэффициентом корреляции 0,7. Аналогичные результаты получены при определении зависимостей для коэффициента проницаемости по воздуху, где использование параметра эффективной пористости позволило установить регрессионную связь с коэффициентом корреляции 0,89. Отмеченное объясняется тем, что при использовании параметра эффективной пористости учитывается только та часть порового пространства пород, которая содержит подвижный флюид.

Полученные петрофизические зависимости остаточной водонасыщенности и коэффициента проницаемости от эффективной пористости использовались для построения соответствующих кубов при трехмерном геологическом моделировании. Это предопределило физическую обоснованность и взаимосвязь кубов петрофизических параметров для последующего гидродинамического моделирования.

При адаптации гидродинамической модели рассматривались два варианта моделей литологии:

- 1) модель с плотными песчаниками – неколлекторам;
- 2) модель с плотными песчаниками – коллекторами.

Проницаемость коллекторов по модели с плотными песчаниками – неколлекторами составляет 0,5 мкм². В модели 2 проницаемость песчаников изменяется в том же диапазоне, что и проницаемость коллекторов по модели 1. В модели 2 также определены пористость и проницаемость плотных песчаников. В общем случае необходимо рассматривать фильтрационные характеристики всех пород в объеме залежи, что обосновывается рядом лабораторных экспериментов, которые показывают отсутствие в реальных условиях непроницаемых пород.

В результате адаптации первой модели была получена слабая сходимость по расчетным и фактическим дебитам нефти даже при физически необоснованных ОФП (с изменением ОФП для воды при остаточной нефтенасыщенности). Хорошая сходимость по расчетным и фактическим дебитам достигнута при использовании модели с проводящими плотными песчаниками, что объясняется более детальным учетом фильтрационно-емкостных свойств плотных песчаных разностей. Этот результат получился при физически обоснованных ОФП, т.е. без изменения значений краевых точек функций ОФП, определенных по данным лабораторных исследований ядра. Следовательно, применение зависимостей параметров от эффективной пористости позволило построить реалистичную модель исследуемого купола и выполнить более обоснованные прогнозные расчеты.

Создание и внедрение MES-системы в ОАО «АНХК»

В.Ю. Мантуров, Е.И. Чистова (ОАО «АНХК»)

MES-система (Manufacturing Execution System) – информационная и управляющая система производственной среды предприятия. Цель: оперативное управление производством, создание моста между АСУ ТП и ERP-системой.

Для формирования единого информационного пространства, охватывающего всю производственную деятельность, в ОАО «АНХК» поэтапно создается и внедряется MES-система, которая включает следующие модули: систему технологического мониторинга (сбор данных с АСУТП); оперативное диспетчерское управление; лабораторную информационную менеджмент систему (ЛИМС); МАТБАЛАНС; анализ план-факт; учет энергоресурсов.

Актуальность задачи непосредственно связана с необходимостью обеспечения «прозрачности» современного нефтеперерабатывающего производства – предоставления всем заинтересованным специалистам компании достоверной и оперативной информации о производстве, требуемой для принятия эффективных и своевременных управленческих решений.

I. Система технологического мониторинга (СТМ)

Информационный базис для MES – система технологического мониторинга, построенная с использованием базы данных реального времени, уникальные технологии которой позволяют создавать единый архив производственной информации.

СТМ получает информацию от распределенных систем управления (PCY) и контроллеров на установках.

II. Оперативное диспетчерское управление

Обеспечиваются регистрация операций перекачки нефти и нефтепродуктов; расчет масс и нефтепродуктов по утвержденным алгоритмам; ручной ввод данных о состоянии технологических процессов на объектах (по установкам и резервуарным паркам); формирование электронной отчетности; надежное хранение исторических и текущих производственных данных; информационный обмен данными (интеграция) со смежными системами.

III. ЛИМС

Объект автоматизации – ИЦ-УКК ОАО «АНХК».

С внедрением ЛИМС будут решены следующие задачи: контроль качества продукции на различных стадиях производственного процесса; ускорение процесса передачи данных лабораторного контроля пользователям различного уровня (технологический персонал установок и цехов завода, производственно-диспетчерские службы); создание автоматизированной базы данных по качеству нефти и нефтепродуктов; обеспечение дальнейшего развития процессов менеджмента качества и лабораторного контроля, предусмотренных ISO 9000-2000, ISO/IEC 17025-2000, ISO 5725-2002;

IV. Модуль МАТБАЛАНС

Модуль МАТБАЛАНС обеспечит автоматизацию расчета суточного и месячного материального баланса как отдельных подразделений ОАО «АНХК» (ТСП, НПЗ, Завода масел и Химического завода), так и ОАО «АНХК» в целом.

Перспективные планы развития: внедрение модулей «ПЛАН-ФАКТ» и «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Внедрение автоматизированной технологии проектирования разработки месторождений ОАО «Роснефть»

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

Цель работы: повышение производительности труда при принятии проектных решений в разработке, выпуске ПТД, оперативной локализации остаточных запасов.

Назначение работы:

- 1) внедрение в промышленную эксплуатацию автоматизированной технологии принятия проектных решений, выпуска ПТД;
- 2) внедрение в промышленную эксплуатацию автоматизированной технологии оперативной локализации остаточных запасов с использованием промысловых геофизических исследований.

Содержание работы:

- 1) внедрение автоматизированной (автоматической) технологии анализа первичной информации: интерпретации результатов геофизических исследований открытого ствола скважины; восстановления петрофизических зависимостей на основе анализа результатов исследований керна и ГИС; анализа фильтрационных исследований керна; поиска месторождений-аналогов;
- 2) внедрение автоматизированной технологии принятия проектных решений: внедрение сквозной технологии интерпретации-моделирования с применением лицензионного программного обеспечения; расчет таблиц «Методических рекомендаций по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти»; расчет таблиц «Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений»; автоматизация инженерных расчетов для анализа разработки и планирования ГТМ; оптимизация схемы размещения скважин, проведения ГТМ на основе ГДМ;
- 3) разработка автоматизированной технологии выпуска итогового проектного документа;
- 4) разработка автоматизированной технологии оперативной локализации остаточных запасов по комплексному анализу промысловых ГИС;
- 5) повышение МПР скважин (оптимизация технологического режима для минимизации ЗКЦ, негерметичностей);
- 6) создание базы данных ГИС и ГДИС (всех видов), ФХИ (пробы, эксперименты), керна, месторождений-аналогов.

Актуальность обусловлена:

- 1) снижением стоимости проектных работ;
- 2) повышением КИН.

Новизна:

- 1) содержит полное связанное описание геологического строения регионов;
- 2) включает достаточный набор данных для автоматизации принятия проектных решений и выпуска ПТД;
- 3) обеспечивает сохранность и воспроизводимость всех результатов при обосновании проектных решений;
- 4) не имеет прямых аналогов в Российской Федерации и за рубежом.

Объектами внедрения технологии являются дочерние общества ОАО «Роснефть» в блоке апстрим, ЦАУК, НИПИ, исполнители исследований в скважинах.

Метод трехмерного статистического анализа микроструктуры и порового пространства керн по тeneвым изображениям с рентгеновского микротомографа

*В.В. Мизгулин, Н.А. Штуркин, Е.Ю. Нурканов, Р.М. Кадушиников (ООО «СИАМС»),
С.С. Сафонов (Технологическая компания «Шлюмберже»)*

Целью работы является разработка метода трехмерного статистического анализа микроструктуры и порового пространства керн. Задача статистического анализа наиболее эффективно решается с помощью вычислительных машин. Для такого решения необходимо представить микроструктуру и поровое пространство керн в цифровом виде. Наиболее известными способами этого представления являются получение стека тeneвых изображений при помощи рентгеновского микротомографа, трехмерная цифровая реконструкция микроструктуры и порового пространства керн по изображениям шлифов и результатам лазерного дисперсионного анализа. Оба способа имеют свои преимущества и ограничения. Использование рентгеновского микротомографа дает, безусловно, более достоверную картину, однако при сканировании полноразмерного пласта микропоры на получаемых тeneвых изображениях неразличимы. Трехмерная цифровая реконструкция является типичной задачей моделирования, которое используется преимущественно для обучения или прогнозирования. Несмотря на широкие возможности компьютерных моделей, для их эффективного применения в исследовательских задачах требуется решение сопутствующих задач по системному анализу, доработке, тестированию и периодической калибровке моделей под различные типы пород. С системной точки зрения прежде чем прибегать к моделированию, необходимо получить максимальное количество исходной информации, в том числе с помощью микротомографии. В работе предлагается метод трехмерного статистического анализа микроструктуры и порового пространства керн по тeneвым изображениям с рентгеновского микротомографа.

Первым шагом является сшивка стека тeneвых изображений с микротомографа в трехмерное воксельное изображение (при реализации использовался модифицированный алгоритм Фельдкампа). Далее проводится предобработка трехмерного изображения: контрастирование, шарпенинг, морфологическая фильтрация. Затем путем уровневой бинаризации сегментируется пустотное пространство. Порог сегментации может варьировать, поэтому следует проводить калибровку алгоритма обработки для различных типов пород, например по коэффициенту пористости. Когда поровое пространство сегментировано, можно приступить к ключевому шагу метода, построению карты толщин.

Анализ карты толщин позволяет построить перколяционные кластеры, получить распределение размеров и удельных поверхностей пор, гранулометрический состав, исследовать анизотропию пор и зерен, фактор формы, разделить поровое пространство на открытое и изолированное, а также рассчитать изменение поперечной пористости в различных направлениях.

Кроме карты толщин, интерес представляет построение карты рентгеновских плотностей. С помощью этой карты без дополнительной калибровки можно выделять рудные включения и особенно плотные минералы. Исследования по классификации минералов с помощью рентгеновских плотностей ведутся давно. При наличии достоверной таблицы классификации можно с известной вероятностью прогнозировать наличие того или иного минерала в определенной фазе.

Опыт использования программного обеспечения для моделирования процессов нефтепереработки и нефтехимии в ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

*В.А. Микишев, В.А. Кабышев, Д.Н. Новичихин
(ОАО «АНХК»)*

В 2002-2009 гг. в Испытательном центре – Управлении контроля качества ОАО «АНХК» для моделирования процессов нефтепереработки и нефтехимии, проведения технологических и некоторых проектных расчетов, подготовки исходных данных к проектированию активно использовалось программное обеспечение HYSYS фирмы AspenTech (последняя версия 2006 г.). Программное обеспечение HYSYS является результатом развития более раннего пакета программ HYSIM, который также применяли в ОАО «АНХК» для аналогичных целей в 90-х годах двадцатого столетия. Как и пакет программ HYSIM, программное обеспечение HYSYS использует модульное построение технологической схемы процесса.

Наиболее значимой частью применения данного программного обеспечения является проведение предварительных расчетов по программе развития ОАО «АНХК», формирование исходных данных для проектирования, оперативная проверка предлагаемых решений, подбор и обоснование решений по оптимизации вариантов переработки новых нефтей и нефтепродуктов. Это обычно связано с тем, что реконструкции или модернизации подвергаются отдельные узлы или аппараты действующих установок и часто требуется получить компонентный и фазовый составы, физические свойства потоков в пределах установки, где отбор представительного анализа либо затруднен, либо невозможен. Данная задача решается с использованием программного обеспечения для химико-технологических расчетов путем построения компьютерной модели всей установки или ее части, когда выходные данные могут полностью охарактеризовать свойства технологических потоков исходя из данных лабораторного контроля (анализа) и параметров технологического режима.

В 2002 – в 2009 гг. программное обеспечение HYSYS в ОАО «АНХК» использовалось:

- для получения исходных для реконструкции колонн блоков МЭА-очистки на установке 21-10/3М (реконструкция выполнена в 2005 г.) и установке Л-24/6 (реконструкция выполнена в 2008 г.);

- для расчета и подбора (оптимизации) технологического режима газофракционирующей части блока КК уст. ГК-3; в результате на имеющемся оборудовании при максимально возможной нагрузке блока каталитического крекинга по сырью были достигнуты улучшенные показатели выделенных продуктов, охарактеризованы потоки для устройства установки алкилирования;

- для построения адекватных компьютерных моделей многих установок НПЗ; практически реализованы расчетные (оптимизированные) технологические режимы.

Постоянно и оперативно проводились технологические расчеты отдельных единиц оборудования и частей схем действующих установок для целей реконструкции или изменения технических характеристик.

Низкопроницаемые газonosные песчаники. Оптимизация гидроразрыва пласта

Randall S. Miller
(Core Laboratories, Integrated Reservoir Solutions Division)

Компания Core Lab осуществляет совместный промышленный проект для 34 североамериканских нефтегазовых компаний и 12 международных компаний, целью которого являются повышение качества описания коллектора и оптимизация гидроразрыва низкопроницаемых газonosных песчаников. В рамках проекта рассматриваются такие аспекты нефтегазового промысла, как геология нефтяных коллекторов, анализ низкопроницаемых кернов, изучение петрофизических характеристик для интеграции с данными каротажа и выявления продуктивных пластов, моделирование геомеханических напряжений, совместимость пород и технологических жидкостей, проводимость трещины, методика ГРП, прогнозирование дебита, изучение и анализ коллектора после ГРП. Этот большой интегрированный массив данных позволяет проводить сравнительную оценку и прогнозирование продуктивности низкопроницаемых газonosных песчаников.

Представлены программы оптимизации ГРП наряду с наглядными примерами, иллюстрирующими различные проблемы, стоящие перед владельцами и недропользователями таких месторождений.

Техническая презентация будет одинаково полезна геологам, петрофизикам, а также специалистам по заканчиванию и оптимизации добычи нефти.

Сравнительный анализ различных модификаций метода экспериментального дизайна на примере Колотушного месторождения

А.А. Налётова
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Оценка неопределенностей при разработке месторождений с помощью метода экспериментального дизайна получила широкое распространение в начале 90-х годов. Экспериментальный дизайн – это альтернативный метод традиционному анализу чувствительности. Основная идея методологии – варьировать различные параметры с целью получения наилучшего результата за минимальное время. Когда подходящие выборки составлены и соответствующие эксперименты (гидродинамическое моделирование) выполнены, результаты должны быть приведены к так называемой поверхности отклика. Обычно поверхность отклика представляет собой аналитическую или численную функцию, удобную в применении. Таким образом, она может использоваться в качестве замены гидродинамическому моделированию при оценке неопределенностей, адаптации гидродинамической модели к истории разработки. Благодаря применению экспериментального дизайна значительно уменьшается число запусков гидродинамической модели, а следовательно, обеспечивается значительная экономия времени.

Целью работы является сравнение различных методов составления выборок и поверхностей отклика на примере Колотушного месторождения. Для ее достижения были решены следующие задачи:

- выбраны параметры, значение которых известно с определенной погрешностью; эти параметры также должны значительно влиять на результат гидродинамического моделирования (в данной работе в качестве выходного параметра используется накопленная добыча нефти), их не должно быть слишком много, так как каждый дополнительный параметр существенно увеличивает необходимое для исследования время;
- построены выборки из выявленных параметров с помощью различных методов (метод Plackett-Burman, частичный факторный, полный факторный, центральный композиционный, метод равномерного заполнения пространства);
- проведено гидродинамическое моделирование для каждой выборки и получены значения выходного параметра;
- построены поверхности отклика для всех выборок с помощью различных методов (метод наименьших квадратов, генерирующий линейный и квадратичный полином, метод нейронных сетей);
- выполнено сравнение и выбраны оптимальные методы для построения выборки и поверхности отклика.

В результате была получена функция накопленной вероятности для накопленной добычи нефти на основе выявленных оптимальных методов. Затем наиболее вероятное значение с кривой накопленной вероятности будет сравнено с реальным значением, полученным в результате гидродинамического моделирования Колотушного месторождения.

Разработка финансово-математической модели для поддержки принятия управленческих решений руководителями компаний нефтегазового сектора РФ

*С.С. Негодяев
(Московский физико-технический институт)*

Разработана и реализована на платформе Microsoft Excel с использованием VBA-скриптов многофакторная математическая модель для финансово-экономической оценки и анализа инвестиционных проектов по разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в пределах РФ. Основными ее пользователями должны стать малые и средние частные нефтегазовые компании, а также их руководство.

В качестве базы для разработки модели использовано газоконденсатное месторождение в Краснодарском крае. Основным отличием разрабатываемой модели от существующих и наиболее часто применяемых моделей является отход от концепции чистого финансового моделирования (где используются исключительно финансово-экономические величины) к таким проектно-ориентированным качественным и количественным параметрам, как реальные геофизические параметры месторождения (прогнозные запасы, число скважин к бурению, прогнозные дебиты и др.), что позволяет существенно повысить точность прогнозирования.

Модель прогнозных дебитов разработана исходя из экспертного и сравнительного анализа геофизических параметров близлежащих газовых и газоконденсатных месторождений, их исторической динамики и фактических резервов. Дебиты и другие вводные данные поступают в модель на входе, на выходе осуществляется аналитический и графический анализ развития проекта (этапность, доходность и др.) с несколькими ключевыми показателями финансовой эффективности проекта (NPV, IRR).

При подготовке модели используются такие аналитические механизмы, как сравнительная инвестиционная оценка (на базе международной базы данных Bloomberg), метод дисконтированных денежных потоков, геофизическое моделирование дебитов и др.

Предлагаемая модель позволит максимально точно и с использованием нескольких программируемых сценариев подготовить базу для внутренней аналитики малых и средних компаний нефтегазового сектора, а также может стать частью системы поддержки принятия решений для руководства, поскольку представляет собой многофакторный вариативный анализ возможных ситуаций, включающий базовый, пессимистический и оптимистический сценарии развития проекта.

Об оценке результатов воздействия на нефтяные залежи потокоотклоняющими технологиями

***А.И. Никифоров
(ИММ КазНЦ РАН)***

Методология метода контрольных объемов на неструктурированных сетках применяется для решения задач двухфазной фильтрации слабосжимаемых жидкостей в нефтяных пластах. Рассмотрена численная модель вытеснения нефти раствором активной примеси малой концентрации. При построении сетки контрольных объемов используются хорошо известные алгоритмы триангуляции Делоне и диаграмма Вороного.

Оценка результатов промышленного эксперимента по воздействию полимердисперсной системы на нефтяные пласты проводилась на примерах Акташского участка Ново-Елховского месторождения в Татарстане и участка Северо-Даниловского месторождения в Северном районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области. На Ново-Елховском месторождении был выбран район скв. 1667 (нагнетательная), 1706, 2357, 1666, 2436, 2383 (добывающие). Цель расчетов – оценить эффект от применения полимердисперсной системы на этом участке. Временной интервал оценки результатов воздействия закачки ПДС составил 7 лет (1995-2002 г.). Объекты разработки: пласты пашийского горизонта: Д1а, Д161, Д162-3. На Северо-Даниловском месторождении Сибири был выбран участок с девятью скважинами: 2053, 2054, 2055, 2068, 2069, 2070, 2084, 2085, 2086. Четыре из них: 2053, 2055, 2084, 2086 – нагнетательные, пять – добывающие. Основная цель вычислительного эксперимента для этого участка – оценить, что было бы, если бы на нем применялась технология ПДС, и каковы при этом энергозатраты.

Показано, что воздействие на нефтяные пласты полимердисперсной системой обеспечивает более равномерный и полный отбор подвижных запасов по сравнению с вариантом без воздействия. Применение полимердисперсной системы в качестве способа выравнивания профиля приемистости увеличивает охват пластов заводнением наряду с объемами отбираемой нефти, снижает темпы обводнения продукции и повышает период эксплуатации скважин.

Выявлено, что положительное влияние воздействия полимердисперсной системы проявляется не только на слабопроницаемых участках пласта, но и на высокопроницаемых прослоях, выработанность которых также повышается за счет увеличения времени разработки.

Обсуждается практика применения характеристик вытеснения для прогнозирования результатов воздействия потокоотклоняющих технологий на нефтяные залежи. Показано, что характеристики вытеснения являются хорошим индикатором для выявления технологического воздействия на пласты, но прогноз результатов воздействия по кривым вытеснения может приводить к неверным результатам.

Моделирование процесса нестационарного воздействия на неоднородные пласты

*Н.Р. Нуртдинов, Д.А. Разживин, А.В. Насыбуллин
(ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)*

Основным способом разработки нефтяных месторождений является заводнение нефтяных пластов. Высокая неоднородность обуславливает неравномерность выработки запасов нефти и продвижение воды при эксплуатации залежи. Неохваченная зона низкопроницаемых коллекторов становится проблемной для выработки. Изменение условий воздействия на неоднородные пласты, например, применение циклической закачки, вызывает переток жидкостей из одних зон в другие. Неоднородность пласта характеризуется пространственной изменчивостью его литолого-физических свойств. Наиболее важное значение имеет неоднородность по фильтрационно-емкостным свойствам, прежде всего по проницаемости, поскольку она определяет соотношение притоков нефти и газа к забоям скважин, а следовательно, влияет на систему разработки залежи.

Рассмотрена залежь, приуроченная к двум зонам пласта различной проницаемости. Залежь представляет собой квадрат, которая разрабатывается двумя скважинами: добывающей и нагнетательной. Рассмотрены различные модификации распределения проницаемости по пласту.

1. Двухслойный пласт. Высокопроницаемый пласт над низкопроницаемым пластом.
2. Двухслойный пласт. Высокопроницаемый пласт под низкопроницаемым пластом.
3. Диагональное распределение проницаемости.
4. Низкопроницаемая область внутри выкопопроницаемой.
5. Решетчатое распределение проницаемости.

Проведено более 100 расчетов гидродинамических моделей (Tempest-More Roxar) со стационарным заводнением и соответственно 100 расчетов с циклической закачкой. В расчетах проницаемость в высокопроницаемой зоне менялась в пределах $(100-2000) \cdot 10^{-3}$ мкм², в низкопроницаемых зонах – в пределах $(0,1-50) \cdot 10^{-3}$ мкм².

По результатам расчетов сделаны следующие выводы:

1. Циклическое заводнение эффективно в пластах с высокой степенью изменчивости фильтрационных свойств в разрезе, в пластах с повышенной трещиноватостью.
2. Циклическое заводнение желательно проводить с начала разработки залежи.
3. Следует вводить в разработку зоны застоя, образующиеся в кровле пласта.
4. Рекомендуется применение новых технологий, которые не дадут уменьшения темпа отбора при циклической закачке.

Опыт переобработки больших массивов архивных сейсмических данных 2D в Западной и Восточной Сибири: плюсы и минусы объединения профилей на стадии формирования геометрии

*М.А. Паздникова, И.В. Булатова, Н.В. Завьялова, А.М. Булатов
(ОАО «Хантымансийскгеофизика»)*

Рассмотрен вопрос оптимизации обработки больших массивов архивных данных 2D сейсмо-разведки. Показано, что, несмотря на разнородность полевого материала (год работ, тип источника возбуждения, регистрирующая аппаратура, полоса частот, формат записи и др.), возможно получение кондиционных временных разрезов по единому графу с восстановленным соотношением амплитуд в максимально широкой полосе зарегистрированных частот.

Использованы результаты обработки одного из объектов, в состав которого входили профили более десяти сеймопартий. На начальной стадии обработки материалов прошлых лет были выполнены сбор и комплексный анализ имеющихся данных сейсморазведки; подготовлены и приведены в единую систему геодезические данные; согласованы материалы по времени регистрации, полярности данных сейсморазведки, приведены к единому уровню амплитудные усиления записи; рассчитаны и введены поправки на применение различных типов сейсмической аппаратуры.

Следующим этапом был учет искажающего влияния ВЧР. Стандартный расчет априорных статических поправок с учетом альтитуд пунктов возбуждения и приема, вертикального времени и глубин скважин не позволил полностью скомпенсировать влияние зоны малых скоростей (ЗМС), так как материал получен частично поверхностными источниками, частично - взрывными источниками с группированием скважин, частично - одиночными скважинами. Для компенсации влияния ЗМС был применен метод замещения слоя способом, разработанным в ГЭОИ (В.А. Завьялов, А.В. Ожогин, 2001 г.).

В результате обработки не только получены временные разрезы удовлетворительного для данной территории качества, пригодные для дальнейшего анализа и картопостроения, но и создана электронная база данных (SPS-файлы, полевой материал в SEG-Y формате с заполненными заголовками, рапорты оператора на магнитном носителе).

При обработке большого объема материалов разной сложности по системе композитных профилей скомпенсированы различия приемной и регистрирующей аппаратуры, минимизированы ошибки, связанные с учетом ВЧР по отдельным площадям, улучшено качество прослеживаемости на стыках профилей. Все согласование данных (априорных, амплитуд, t0 и др.) выполнялось путем увязки по всей площади с использованием картопостроения.

Переобработка старых материалов с применением новых технологий и методов позволяет выявить новые особенности в строении исследуемых площадей без проведения дополнительных полевых работ, исправить или скорректировать ранее допущенные неточности, создать электронную базу архивных полевых материалов.

Специалисты ГЭОИ ОАО «Хантымансийскгеофизика» проводили подобные работы в условиях как Западной, так и Восточной Сибири.

ЛИМС как инструмент в обеспечении потребностей предприятия и подтверждения соответствия

*В.Л. Перепелица, С.А. Успенский
(ФГУП «ВНИЦСМВ»)*

Внедрение лабораторных информационных систем (ЛИМС) в различных областях промышленности в первую очередь объясняется многофункциональностью и гибкостью систем.

Система ЛИМС построена из модулей и неизменным ядром, где каждый модуль выполняет свою функцию. Это делает систему гибкой – конфигурируемой и не требует изменения ее «исходного кода», что существенно облегчает поддержку и модернизацию, значительно снижает сроки реализации проекта и не требует написания системы с «нуля».

Современные информационные технологии и компьютерные телекоммуникации открывают принципиально новые возможности формирования единого информационного пространства для решения практических задач, в частности переработки и контроля качества готовой продукции на всех стадиях технологического процесса. Это в идеале обеспечивает весь технологический цикл обработки данных от ввода и нормализации данных до их аналитической обработки в режиме OnLine и оперативного принятия решения структурными подразделениями предприятия. Особенностью ЛИМС является то, что она призвана повысить эффективность работы лаборатории, точность и оперативность при введении/извлечении данных, увеличить производительность лаборатории.

Контроль за качеством сырья и готовой продукции, технологическим процессом, объектами окружающей среды, проведением научно-исследовательских работ – главная задача аналитической службы. Она может представлять собой одно подразделение или несколько, территориально и административно разобщенных.

Аккредитованная испытательная лаборатория (ИЛ) предприятия, создаваемая на базе соответствующего подразделения аналитической службы, в отличие от центральной химической лаборатории имеет более узкую, но не менее значимую сферу работ, включающую проведение конкретных испытаний в определенной области деятельности. ИЛ, аккредитованная для проведения работ в Системе сертификации ГОСТ Р, проводит в соответствии с утвержденной областью аккредитации испытания продукции, в том числе для целей сертификации. Для решения этой задачи ИЛ должна отвечать установленным в нормативных документах требованиям.

С целью успешного решения задач аккредитации и последующего инспекционного контроля целесообразно использовать возможности ЛИМС, которые свяжут в оперативном режиме аккредитующий орган и аккредитованные ИЛ. Аккредитующий орган благодаря ЛМС будет иметь доступ ко всему, что происходит в ИЛ, сможет провести проверку состояния документов ИЛ (положения об ИЛ, паспорта ИЛ, Руководства по качеству), детального отчета по выполнению внутренних проверок, изменений в штате ИЛ, т.е. всех позиций, подлежащих рассмотрению комиссией при выезде в ИЛ. При наличии в ИЛ информационной системы аккредитующий орган может проверить большой объем информации для подтверждения того, что ИЛ выполняет правила системы ГОСТ Р.

Вытеснение нефти газом высокого давления: исследование процесса, подходы к математическому моделированию

*С.А. Песоцкий (ЗАО «ТИНГ»),
А.В. Татосов, (ТюМГУ)*

Как показывает многолетний мировой опыт, закачка газа в нефтяной пласт в ряде случаев является эффективным методом повышения нефтедобычи, хотя и связана с существенными технологическими и экономическими рисками. В связи с наблюдающейся в отечественной нефтегазовой отрасли тенденцией роста доли трудноизвлекаемых запасов, а также с необходимостью утилизации нефтяного газа изучение газовых методов повышения нефтеотдачи с каждым годом становится все более актуальным. Одним из наиболее эффективных методов исследования процессов многофазной фильтрации традиционно является математическое моделирование.

Закачка углеводородного газа в пласт при достижении его полной или частичной смешиваемости с нефтью является сложным с точки зрения математического описания физическим процессом. Определение эффекта от внедрения газовых методов повышения нефтеотдачи обычно осложнено тем, что использование стандартной модели нелетучей нефти не позволяет учесть ряд важнейших эффектов, которые возникают на контакте углеводородных фаз. При отсутствии фактической истории разработки с применением закачки газа корректировка параметров модели смешиваемости в процессе адаптации невозможна. В таком случае задача еще более усложняется, а выбор и обоснование исходных параметров модели становятся одной из первостепенных проблем.

В предлагаемой работе рассмотрены физические особенности смешивающегося вытеснения нефти газом при микромасштабном рассмотрении. Представлены подходы к описанию данного процесса в масштабах теории фильтрации, приведены преимущества и недостатки композиционного и параметрического подходов к моделированию закачки газа. Сравнение результатов численных расчетов, проведенных с использованием параметрической модели, с результатами физических экспериментов по закачке газа позволило удостовериться в том, что данная математическая модель корректно воспроизводит фильтрационные процессы, происходящие в пористой среде при лабораторных исследованиях закачки газа. В масштабе месторождения на эффективность вытеснения нефти газом будут существенно влиять такие факторы, как неоднородность пласта, гравитация и, что особенно важно, зависимость достижения режима смешивания от давления. Для учета перечисленных факторов на детальной геолого-технологической модели пласта одного из месторождений Западной Сибири были проведены расчеты и проанализированы их результаты. Исследована чувствительность результатов к выбору детальности расчетной сетки, погрешностям определения PVT-свойств, неопределенностям геологического строения.

Таким образом, в настоящей работе исследованы особенности процесса нагнетания газа высокого давления, подробно изучен параметрический метод описания водогазового воздействия, предложен подход к обоснованию параметров модели путем настройки численного эксперимента в масштабах ядра на данные лабораторных исследований, проведен расчет с использованием геолого-технологической модели реального пласта.

Компьютерная технология обработки и интерпретации данных химического состава коллекторов неокома (Западная Сибирь)

Я.Х. Саитгалеев
(ООО «КозалымНИПИнефть»)

В работе предлагается компьютерный способ обработки и интерпретации данных химического состава пород для прогнозирования структуры и коллекторских свойств природных резервуаров нефти и газа. Анализ современного состояния комплексной интерпретации лабораторных данных показывает необходимость развития подобной технологии для получения дополнительной информации об особенностях строения продуктивных толщ.

Специалистов, занимающихся проблемами поисков и разработки месторождений УВ, в первую очередь интересуют тип и степень флюидонасыщенности, качество флюидоупора и другие петрофизические характеристики пород. Эти параметры можно установить при математической интерпретации данных химического состава пород следующим образом: 1) осуществляется группирование параметров химического состава пород в виде суммы породообразующих и второстепенных элементов; 2) определяется величина «литогеохимического индекса»; 3) при отсутствии однозначного решения дополнительно выделяются типоморфные ассоциации химических элементов.

Литогеохимический индекс породы $I = \Sigma_i / \Sigma_{эт} \geq 1$ (Σ_i – сумма второстепенных элементов исследуемого образца; $\Sigma_{эт}$ – сумма второстепенных элементов эталонного образца). Для песчано-глинистых пород Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна литогеохимический индекс изменяется от 1 до 25, для коллекторов – от 1 до 3. Для пород, у которых литогеохимический индекс превышает 3, отмечаются отсутствие насыщения УВ и процесс постепенного превращения коллектора во флюидоупор. При возрастании литогеохимического индекса увеличивается водонасыщенность, уменьшается удельное электрическое сопротивление для 100 % насыщенных образцов, эффективная пористость и проницаемость (соответственно наблюдается уменьшение нефтенасыщенности).

На основе результатов применения рассмотренного способа математической интерпретации лабораторных данных можно утверждать, что предлагаемый параметр «литогеохимический индекс» отражает основные литологические и петрофизические признаки нефтеводосодержащих пород неокома. Таким образом, литогеохимический индекс можно использовать как прогнозный оценочный параметр для изучения и разработки геолого-технических мероприятий по освоению и эксплуатации месторождений нефти и газа Западно-Сибирского НГБ.

Оценка влияния неньютоновских свойств нефти на разработку месторождений Удмуртии

*А.Е. Сапожников, Д.М. Оленчиков, А.Е. Муравьев
(ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»)*

Многие месторождения Удмуртской Республики находятся на поздних стадиях разработки, когда особенно актуальной становится довыработка оставшихся запасов целиков нефти, формирующихся при использовании площадного заводнения. Нефть большинства месторождений характеризуется повышенной вязкостью (типичные значения динамической вязкости нефти в пластовых условиях составляют 10 - 160 мПа·с). Экспериментально установлено, что чем выше вязкость нефти, тем сильнее проявляются ее неньютоновские свойства. Цель данной работы – оценить их влияние на разработку месторождений Удмуртии, в частности, влияние на дебит нефти, динамику обводнения скважин, распределение остаточных запасов нефти.

К сожалению, в настоящее время широко распространенные гидродинамические симуляторы не позволяют при моделировании учитывать неньютоновские свойства нефти. Поэтому для оценочного моделирования был применен следующий подход. Гидродинамический расчет запускался в пошаговом режиме с небольшим шагом по времени (около 1-5 дней). После каждого расчетного шага для всех ячеек вычислялся градиент давления. Для учета неньютоновских свойств жидкости в соответствии с рассчитанным градиентом давления модифицировалась проницаемость ячеек. Затем выполнялся следующий расчетный шаг, и так далее.

По предложенной методике были выполнены расчеты на секторных гидродинамических моделях, соответствующих типовым площадным системам заводнения, а также естественному режиму разработки. Расчеты проводились для нефти вязкостью 16,6 мПа·с, характерной для верейского объекта Мишкинского месторождения. Сделаны следующие выводы.

1. Влияние неньютоновских свойств на расчетный дебит нефти становится существенным (отличие более 20 %) для шага эксплуатационной сетки 600 м и более.
2. Неньютоновские свойства нефти значительно влияют на распределение остаточных запасов нефти для шага эксплуатационной сетки 200 м и более.
3. С помощью предложенного подхода для оценки влияния неньютоновских свойств нефти на разработку месторождений можно использовать пошаговый режим существующих гидродинамических симуляторов. Однако для полноценного гидродинамического моделирования необходимо создание гидродинамических симуляторов, учитывающих неньютоновские свойства нефти.

Аналитическое и полуаналитическое моделирование работы горизонтальных скважин Ванкорского месторождения

*А.А. Семёнов
(ЗАО «Ванкорнефть»)*

В настоящее время использование горизонтальных скважин стало стандартной практикой при разработке месторождений. Существует ряд аналитических зависимостей для моделирования притока к горизонтальному стволу при различных режимах течения, объемах дренирования, граничных условиях и модельных допущениях. Проблема заключается в моделировании притока к горизонтальному участку в условиях неоднородности распределения фильтрационно-емкостных свойств по длине горизонтального ствола, а также изменения притока со временем при прорыве газа или воды в скважину. Модельные допущения, лежащие в основе широко используемых в мире аналитических зависимостей (Джоши, Экономидеса), не позволяют использовать их для решения поставленной задачи.

На основании замеров потока в горизонтальном стволе, проводившихся в ходе промыслово-геофизических исследований скважин Ванкорского месторождения, были получены распределения притока нефти и газа по длине горизонтального участка. Из сравнения данных профилей с различными аналитическими зависимостями была выбрана наилучшая. Она позволяет прогнозировать распределение профиля притока нефти по длине горизонтального ствола на основании результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин (в том числе в процессе бурения). Такой подход учитывает влияние различной депрессии по длине горизонтального ствола и неоднородности фильтрационно-емкостных свойств на распределение притока к скважине.

Модельное распределение профиля притока для нестационарного случая может быть получено с помощью гидродинамического моделирования месторождения, что требует существенных затрат времени и мало пригодно для оперативной работы. Другой подход заключается в упрощенном полуаналитическом моделировании движения контактов флюидов за счет создания фронта депрессии горизонтальной скважиной. Это дает возможность прогнозировать время прорыва газа, а также притока нефти и газа после его прорыва к горизонтальному стволу.

Введение дополнительного гидравлического сопротивления притоку на горизонтальном участке на границе фильтр – порода в виде устройств контроля притока позволяет увеличить время до прорыва газа и снизить его приток из высокопроницаемого участка в случае прорыва. При этом использование аналитических и полуаналитических зависимостей позволяет оценить эффект от применения технологии контроля притока в ряде скважин и спрогнозировать изменение показателей эксплуатации скважины со временем. На основании полученных данных можно вычислить показатели работы горизонтальной скважины и их изменение со временем, чистый дисконтированный доход при использовании различных технологий заканчивания скважин и выбрать оптимальный дизайн системы заканчивания.

Опыт моделирования залежей нефти на поздней стадии разработки и в сложных горно-геологических условиях в ОАО «Гипрвостокнефть»

*Е.В. Сергеева, Г.А. Ковалева, А.Ф. Скворцов,
И.Н. Поздняков (ОАО «Гипрвостокнефть»)*

Решение проблем разработки коллекторов, залегающих в сложных условиях, в последнее время приобретает все большее значение, поскольку запасы нефти и газа в таких коллекторах составляют от 30 до 50 % разрабатываемых запасов углеводородов.

Основой анализа разработки любого нефтяного месторождения являются оценка степени выработки запасов из различных зон и участков пласта, а также качественная и количественная характеристика распределения остаточных запасов по разрезу и площади залежей. Локализация невыработанных зон и участков является основой для принятия решений о проведении дополнительных мероприятий на месторождении, в том числе бурения. Получение точной и надежной оценки перспективных с точки зрения инвестиций зон пласта особенно актуально на поздней стадии разработки месторождения, когда резко увеличиваются инвестиционные риски.

Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений на водонапорном режиме характеризуется значительным снижением добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции, сокращением фонда добывающих скважин и ухудшением рентабельности инвестиций. Эта стадия является наиболее длительным периодом эксплуатации месторождения. В настоящее время на поздней стадии находится большинство нефтяных месторождений центральной части России.

Одним из важных инструментов по изучению и анализу процесса разработки месторождений, надежности и точности проектных решений является компьютерное моделирование продуктивных пластов, которое успешно внедряется в ОАО «Гипрвостокнефть» с 80-х годов прошлого века. Основным преимуществом трехмерного моделирования является возможность объединения всех данных, характеризующих залежь как единую комплексную систему исследования.

Применение трехмерных математических моделей на базе современной вычислительной техники дает возможность перехода на качественно новый уровень в постановке и решении задач разработки нефтяных месторождений только при непротиворечивости исходных данных. При этом при адаптации математических моделей к данным истории разработки необходимо оценивать достоверность исходной информации, стремиться отразить приближенные к реальным процессы, происходящие в пласте, а не добиваться сходимости модели только лишь по формальным признакам, требуемым регламентом.

Для практического использования наиболее удобной и привычной формой отражения информации о величине и распределении остаточных запасов являются карты остаточных нефтенасыщенных толщин. Дифференциация остаточных нефтенасыщенных толщин предоставляет большие возможности как для анализа существующих систем разработки, так и для принятия надежных проектных решений.

Методические приемы использования геолого-геофизической информации при прогнозе порово-трещинных и каверново-трещинных коллекторов фанерозоя (Западная Сибирь)

*З.Я. Сердюк, Р.М. Антонович, И.Ю. Вильковская, Л.И. Зубарева,
Н.В. Кирилова, С.Н. Смолин (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»),
Г.М. Митрофанов (ИГФ СОРАН)*

При решении проблемы прогноза порово-трещинных и каверново-трещинных коллекторов в отложениях фанерозоя ОАО «ЦГЭ» разработаны методические приемы комплексного использования геолого-геофизической информации, включающие анализ тектоники региона, потенциальных полей, данные сейсморазведки МОГТ-2D, результаты полевого и лабораторного изучения пород по кернам глубоких скважин, ГИС, АК и др.

Формирование зон трещиноватости и связанных с ними порово-трещинных и каверново-трещинных коллекторов в основном обусловлено тектоническими факторами и гидротермальными процессами, постседиментационно преобразующими породы. По результатам анализа потенциальных полей составляется общее представление о тектоническом строении отложений с выделением зон дезинтеграции с улучшенными ФЕС.

По временным разрезам ОГТ проводится уточнение структурных планов основных отражающих горизонтов. Применение высокочастотной фильтрации позволяет выделять в волновом поле разрезов ОГТ зоны с пониженной интенсивностью и регулярностью записи, характеризующие участки разреза с повышенной неоднородностью и представляющие интерес как перспективные для поиска пород-коллекторов и залежей УВ. Для более уверенного выделения зон тектонической трещиноватости и разуплотненности пород используется метод Прони-фильтрации, который основан на разложении исходной суммотрассы на экспоненциально-затухающие гармоники и позволяет выделить зоны поглощения и рассеивания. При этом достигается более высокое разрешение в частотной и пространственной областях.

Порово-трещинные и каверново-трещинные коллекторы приурочены к минералого-петрографическим и петрофизическим аномалиям, которые проявляются под воздействием глубинной CO_2 или углекислых газожидких флюидов, мигрирующих по зонам тектонических нарушений и опережающих их трещин. Эти процессы в породах протекают по известной реакции. Алюмосиликатные составляющие пород частично или полностью замещаются новообразованным хорошо раскристаллизованным гидрофобным каолинитом, который повышает их ФЕС.

В тектонически нарушенных зонах присутствуют также гидрохимические аномалии, которые совпадают с минералого-петрографическими, петрофизическими и сейсмическими аномалиями. Суть их сводится к тому, что в солевом составе подземных вод резко увеличивается содержание гидрокарбонат-иона и уменьшается количество иона кальция. Все компоненты солевого состава подземных вод, подверженные инверсионным изменениям, относятся к карбонатной системе (Ca^{2+} ; HCO_3^- ; CO_2). Сдвиг этой системы происходит в результате дополнительного поступления глубинной углекислоты по зонам разломов и опережающим трещинам.

На многих площадях Западной Сибири выявлены промышленные залежи углеводородов, приуроченные к зонам тектонически брекчированных, разуплотненных, постседиментационно измененных пород. Аналогичные процессы прослеживаются в других нефтегазоносных провинциях мира. Например, нефтяные и газонефтяные месторождения Сципио, Альбион (Мичиганский НГБ, США) приурочены к приразломной трещинной зоне, протяженность которой составляет 37 км при небольшой ширине.

Гидродинамическое моделирование процессов заводнения при изменении направления фильтрационных потоков

*И.А. Серeda (ОАО «НК «Роснефть»),
И.Р. Магзянов, В.П. Захаров (ООО «РН-УфНИИШИНефть»),
Р.Н. Асмандияров (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Заводнение является вторичным методом извлечения нефти и всегда связано с проблемой эффективного управления добычей воды. Продолжительность безводного периода главным образом зависит от неоднородности продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), а также от различия физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента. При обводнении продукции скважин на ранних этапах разработки при низкой выработке подвижных запасов нефти современные технологии нефтеизвлечения (ЗБС, РИР и т.д.) позволяют эффективно решать эти проблемы. В то же время практически единственным мероприятием по увеличению нефтеотдачи в заводненных пластах на поздних стадиях разработки является изменение направлений фильтрационных потоков, главным инструментом которого является размещение водоизолирующих экранов в водопромытых зонах пласта.

Целью настоящей работы являлась разработка методологических подходов к гидродинамическому моделированию процессов заводнения при изменении направления фильтрационных потоков на основе упрощенных трехмерных моделей зон воздействия.

Новизна предлагаемого подхода заключается в создании упрощенной модели, учитывающей основные геолого-технологические показатели опытного участка, и оптимизации технологии воздействия, на основе которой рассчитывается дизайн работ по изменению направления фильтрационных потоков.

На начальном этапе зона воздействия представляется в виде куба, содержащего нагнетательную и добывающую скважины, отражающего фактический геологический разрез с сохранением основных параметров: плотности начальных запасов нефти, толщины прослоев, проницаемостной неоднородности по разрезу, расчлененности и др. Для адаптации преждевременных прорывов закачиваемой воды, определяемых при несогласованности ФЕС зоны воздействия и длительности безводного периода, в модели закладывается прослой повышенной проницаемости. Для описания селективности размещения водоизолирующих экранов в модели создаются регионы, отличающиеся по разрезу и площади физическими параметрами закачиваемых реагентов (адсорбцией, фактором остаточного сопротивления, деструкцией и др.). Проводится дополнительная адаптация технологических показателей к фактическим проведенным работ с корректировкой параметров закачиваемого водоизолирующего состава.

В работе приводятся результаты модельных расчетов с анализом чувствительности технологии воздействия к таким показателям, как проницаемостная неоднородность, расчлененность, вертикальная анизотропия, вязкостная неустойчивость фронта вытеснения, объем закачки рабочих растворов, композиционный состав водоизолирующего экрана и др.

Информационная поддержка создания гидродинамической модели в ПК «Атлас»

П.В. Сивков, А.А. Ангин
(ЗАО «ТИНГ»)

Информационные технологии являются важной составляющей проектирования разработки месторождений углеводородного сырья. В первую очередь это относится к таким трудоемким процессам, как систематизация и преобразование промысловых данных для последующего геолого-гидродинамического моделирования. Результаты моделирования также требуют систематизации и преобразовании к виду, доступному для анализа, в том числе на основе 3D технологии. Перечисленные задачи составляют основу пре- постпроцессора, который является одним из модулей программного комплекса «Атлас». Базовым элементом модуля служит мастер пошагового создания фильтрационной модели месторождения на основе разнородной исходной информации.

Основными задачами, решаемыми программным обеспечением, являются:

- анализ исходной информации (построение графиков по истории разработки месторождения, визуализация исходных кубов модели);
- редактирование относительных фазовых проницаемостей (редактирование функций насыщенности в графическом и табличном видах, визуализация функций Бакли – Леверетта и подвижности, визуализация функции ОФП на трехфазной диаграмме);
- генерация исходных файлов модели, необходимых для гидродинамического моделирования;
- создание проектного фонда скважин (создание номенклатурных и нестандартных схем размещения, использование горизонтальных скважин и скважин с боковыми стволами, проводка траекторий, задание режимов работы скважин, расчет параметров соединений);
- визуализация результатов расчетов симулятора в двумерном виде; реализованы возможности наложения слоев различной информации, в частности, отображение показателей эксплуатации скважин на картах различных параметров;
- визуализация трехмерных данных по результатам расчетов; в постпроцессоре предложены различные технологии многомерного анализа 4D состояния выработки запасов; широкие возможности предоставляют специальные модули трансформации кубов в 2D карты; это относится как к геологическим картам (толщин, нефтенасыщенности, пористости), так и картам, отображающим результаты гидродинамического моделирования (плотности запасов и выработки);
- совмещение технологий управления расчетом на основе анализа и корректировки текущих результатов;
- анализ адаптации модели к истории разработки (анализ проводимости, объемных и энергетических характеристик пласта).

В программном продукте объединены все функциональные возможности, необходимые для полного сопровождения всего цикла создания фильтрационной модели и анализа результатов расчетов. Дальнейшее развитие пакета предполагает расширение функциональности за счет включения в его состав модулей анализа физико-химических свойств пластовых жидкостей и ремасштабирования фазовых проницаемостей.

В настоящее время информационная система успешно апробирована на реальных месторождениях и показала свои преимущества по сравнению с аналогичными модульными решениями.

Результаты пересчета геологических запасов на основе анализа современного состояния изученности объекта подсчета запасов

*Е.А. Силаева, Е.Н. Давыдова
(ОАО «ЦГЭ»)*

За длительный период изучения ряда месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна был выполнен значительный объем геолого-геофизических исследований (сейсморазведка МОГТ-3Д, бурение новых разведочных и добывающих скважин, отбор кернового материала и др.), которые показали сложность геологического строения объектов подсчета запасов, не выявленную на ранних этапах поисково-разведочных работ. В работе представлен анализ результатов пересчета геологических запасов двух нефтяных месторождений Сургутского нефтегазоносного района, находящихся на стадии промышленной эксплуатации.

Сейсмические исследования сыграли определяющую роль в уточнении структурного каркаса модели, что позволило пересмотреть геометрию залежей, особенно в их краевых частях, недостаточно освещенных эксплуатационным бурением. Проведенные комплексные исследования по материалам сейсморазведки МОГТ-3Д и ГИС выявили ряд вопросов по корреляции разрезов скважин, анализу межфлюидных контактов и увязке ранее необоснованно замкнутых залежей на границах лицензионных участков (ЛУ). Подобный подход искусственного ограничения залежей при первичном подсчете запасов снижает достоверность оценки геологических запасов. Кроме того, была учтена информация по пробуренным скважинам соседних месторождений (в том числе по положению ВНК). Было установлено, что залежи ряда продуктивных пластов, ранее разделенные и приуроченные к разным ЛУ, имеют общий ВНК и распространены как на одном, так и на другом ЛУ, и часто являются единым резервуаром. В других случаях выявлено существенное различие в положении ВНК, что потребовало уточнения исходной корреляции разрезов скважин, согласованной с данными МОГТ-3Д, и разделения залежей при помощи различных гидродинамических экранов (зоны глинизации, тектонические нарушения). Причем существование тектонических экранов не всегда можно выделить в волновом поле из-за их малой амплитуды, сравнимой с длиной волны (до 15-20 м).

Таким образом, были выполнены детальные исследования геологического строения каждого из объектов на более высокой стадии геолого-разведочного процесса по отношению к первоначальному. Осуществлен пересчет геологических запасов и проведено согласование границ залежей и категорий со смежными лицензионными участками, что является обязательным условием для недропользователя. Выполненная комплексная геологическая интерпретация позволяет более рационально планировать дальнейшую промышленную разработку месторождения.

Информационное поле предприятия. ЛИМС. Интеграция ЛИМС

*Д.О. Скобелев, В.Л. Перепелица
(ФГУП «ВНИЦСМВ»)*

Совершенствование методов управления является одной из основных задач, от решения которой зависит развитие предприятия. С каждым годом неизбежно растет и усложняется интенсивность обмена информацией на предприятии. Для ее упорядочивания, анализа и исследования разработаны автоматизированные системы информационного обеспечения.

Сложность заключается в том, что на разных уровнях управления к информационным системам предъявляются различные требования. Это обусловлено различием задач, решаемых данным уровнем. Следствием этой ситуации явилось многообразие информационных систем, используемых одновременно на одном предприятии, совокупность которых представляет информационное поле предприятия. В это поле входят системы технологического уровня (SCADA), уровня производства (MES) и системы качества (LIMS), уровня планирования бизнеса (ERP) и уровня стратегии и маркетинга (OLAP).

Взаимодействие между информационными системами является в последнее время одним из важнейших требований в области программного обеспечения. Теперь неприемлемо инвестировать в разные типы программных систем, которые не могут должным образом передавать данные друг другу. На практике ожидания заказчика таковы, что взаимодействие между системами должно быть полностью автоматическим и конечный пользователь не должен передавать информацию вручную от одной системы к другой. Действительность может несколько отличаться, и даже в случае единого, большого программного решения от одного поставщика взаимодействие между модулями может быть несколько хуже идеального. Таким образом, появилось новое обязательное требование, предъявляемое к современным информационным системам – умение обмениваться данными.

Интеграция информационных систем может быть реализована различными способами: на уровне представления (WorkFlow, GUI, консоль терминала), на уровне функциональности (взаимодействие с API), на уровне данных (доступ к одной или нескольким базам данных), комплексная интеграция (использование нескольких уровней).

ЛИМС – информационная система, предназначенная для получения достоверной информации по результатам испытаний и оптимизации управления лабораторной информацией с целью принятия управленческих решений. Являясь частью информационного поля предприятия, она должна обладать возможностью интеграции со смежными системами (SCADA, MES, ERP). К тому же, с учетом специфики задач, решаемых аналитической службой предприятия, система ЛИМС должна иметь возможность интеграции с испытательным оборудованием и средствами измерений.

Использование технологии локального обновления моделей для актуализации постоянно действующей геолого-технологической модели

*И.С. Солодов, Е.С. Дробкова
(ООО «СамараНИПИнефть»)*

В настоящее время эффективная разработка нефтяных месторождений предполагает ее постоянный мониторинг. Под мониторингом процесса разработки нефтяной залежи обычно понимаются осуществление постоянных наблюдений за текущим состоянием разработки, оценка эффективности проводимых геолого-технических мероприятий и корректировка проектных решений. Одним из приоритетных направлений развития мониторинга месторождений является технология мониторинга на основе создания и последующего использования постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДТМ) нефтяной залежи.

Мониторинг месторождений нефти на основе геолого-фильтрационной модели признается в последнее время весьма эффективным инструментом оптимизации разработки месторождения. Применение таких моделей позволяет осуществлять подсчет запасов нефти, прогнозировать показатели разработки, определять положения зон, не вырабатывающихся при заводнении, подбирать объекты и технологии для применения методов увеличения нефтеотдачи пласта. В такой ситуации важнейшим требованием, предъявляемым к ПДТМ, является ее актуальность, т.е. соответствие модели всей имеющейся на данный момент информации о разрабатываемой залежи.

В результате разработки месторождения, за счет, например, бурения новых скважин, проведения ГИС и ГДИС, мы получаем новую информацию о залежи, например, которая не была известна на момент построения модели. Для того чтобы иметь возможность в дальнейшем применять модель для решения задач мониторинга, необходимо ее обновление с учетом вновь поступившей информации. Обновление модели при бурении новых скважин предполагает перестроение геологической модели всей залежи и повторную адаптацию фильтрационной модели, т.е. представляет собой достаточно трудоемкий процесс. Специфика задачи заключается в том, что для объектов разработки, содержащих зоны, практически полностью покрываемые информацией по скважинам, данные бурения новых скважин не изменят представление о геологическом строении всей залежи, а лишь уточнят геологию залежи в областях бурения.

Таким образом, для подобного рода объектов появляется возможность оперативного решения рассматриваемой задачи методом локального изменения структурного каркаса и перераспределения фильтрационно-емкостных свойств модели только в районах бурения новых скважин. При этом ожидается, что адаптация соответствующей гидродинамической модели к истории разработки также не претерпит серьезных изменений вне районов бурения.

На примере модели пласта Б₂ Смагинского нефтяного месторождения Самарской области показан процесс применения технологии локального обновления геолого-технологической модели по результатам бурения новой добывающей скважины и актуализации модели исходя из текущих промысловых данных. Преимущество метода заключается в минимальных трудозатратах по актуализации модели, так как, во-первых, корректировка проводится на уже существующей геологической сетке, во-вторых, в результате получаем гидродинамическую модель, адаптированную к истории разработки вне области бурения.

Повышение эффективности технологии обратной миграции во временной области (RTM)

*И.Л. Софронов, Л.Е. Довгилевич
(Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже)*

Глубинная миграция с помощью метода RTM позволяет получать более высокое качество изображения в сложных геологических областях по сравнению с методами разведки на основе как комплексного, так и традиционного (одностороннего) волнового поля. Несмотря на существенно больший объем вычислений, занимающий недели и месяцы, данная технология успешно применена при составлении десятков проектов по всему миру, и интерес к ней постоянно растет. Одним из основных ресурсоемких элементов алгоритма RTM является запись/чтение большого объема данных на жесткий диск при вычислении последовательности прямых и обратных волновых полей. Оптимизация обмена данных и вычислительных затрат достигается применением центрально-разностных схем повышенного порядка точности на сетках с минимально возможным числом узлов. Например, используются схемы, имеющие восьмой порядок и выше. В то же время центрально-разностные схемы, лежащие в основе современных алгоритмов RTM, не являются самыми эффективными. Как показали наши исследования, существует класс схем, – компактные схемы с трехдиагональным оператором в левой части, – которые требуют существенно меньше вычислительных затрат для получения решения с заданной точностью. Применение их позволяет уменьшить время проведения миграции по методу RTM в 1,5-2 раза.

Разработанный нами алгоритм RTM на основе компактных схем имеет несколько уровней параллелизации вычислительных потоков для обеспечения оптимальной производительности кластера. Помимо компактных схем, он содержит традиционные центрально-разностные схемы различных порядков. Это позволяет гибко настраивать вычислительное ядро для получения максимальной эффективности. Тестирование метода проводилось на двумерной скоростной модели BP EAGE 2004. Был выбран фрагмент модели размером 20×10 км, имитирующий сложную геологическую структуру с наличием солевого тела. Поверхностная сейсморазведка моделировалась последовательностью из 121 источника, расположенных с шагом 62,5 м друг от друга, и 1700 приемников с шагом 12,5 м. Целью являлось получение наилучшего изображения за наименьшее время вычислений на кластере (качество изображения оценивалось с точки зрения контрастности геологических границ и отсутствия паразитных численных осцилляций). В результате для одного и того же качества изображений было получено устойчивое сокращение времени процесса в 1,5 раза при использовании компактных схем.

Оперативное обновление геолого-технологических моделей на примере месторождений Юганского региона

*П.В. Ставинский, А.А. Прудников
(ОАО «НК «Роснефть»)*

В последнее время все более актуальным в компании становится непрерывное обновление геолого-технологических моделей в рамках мониторинга разработки месторождений компании. Это связано с возрастающими из года в год объемами бурения. Главным критерием эффективности бурения является тот материал, на который опирается ДО компании при заложении новой скважины, будь она добывающая, разведочная или боковой ствол. При составлении плана по бурению ДРМ опирается на данные, полученные из отчетов ПТД и ПЗ и ТЭО КИН. Часто цифровые модели, выполненные в рамках проектных документов, значительно отличаются от действительности, так как на начальной стадии эксплуатации месторождения были подготовлены на основе существовавших материалов, полномасштабной геолого-технологической модели в компании не остается.

Целью геологических служб КНИПИ должно стать создание постоянно действующих, оперативного обновляющихся моделей всех месторождений компании, где планируются и проводятся ГТМ, в том числе бурение добывающих скважин и боковых стволов. Модели, используемые для оперативного бурения, могут быть как полномасштабные, так и секторные. Различие этих моделей в их назначении. Построение секторных моделей имеет как преимущества, так и недостатки по сравнению с полномасштабным геологическим моделированием.

Преимущества секторного моделирования – это возможность в кратчайшие сроки построить в несколько раз более детальную модель, чем при полномасштабном моделировании, а одним из существенных недостатков является отсутствие влияния на параметры модели отдаленных от сектора скважин.

Описан опыт оперативного обновления секторных геологических моделей с последующей выдачей рекомендаций по бурению на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Работа выполнялась в КНТЦ, приемка материалов осуществлялась в ДРМ. Для оперативного обновления геологических моделей с максимальным использованием имеющегося в компании функционала ЛПО разработана технология анализа неопределенностей и оценки рисков при планировании скважин, которая апробирована на нескольких месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». По результатам эксплуатационного бурения достигнута высокая подтверждаемость данных.

В результате применения технологии удалось дополнительно пробурить три наклонно направленные скважины на кусте 245 (11 скважин) Правдинского месторождения на пласт БС₉ и увеличить фактический средний запускной дебит нефти от 90 до 130 т/сут.

Уточнение выработки запасов многопластовых объектов с учетом перетоков на примере Туймазинского месторождения

*И.А. Ступак, Е.В. Воронова
(ООО «Башнефть-Геопроект»)*

При эксплуатации многопластовых месторождений с длительной историей разработки, с неоднородными, сложнопостроенными коллекторами, приуроченными, например, к терригенной толще девона, к которым относятся многие уникальные месторождения Урало-Поволжья (в частности, Туймазинское, Ромашкинское), часто возникает необходимость уточнения текущего и конечного коэффициентов извлечения нефти в связи с тем, что фактические отборы нефти превышают первоначально утвержденные геологические запасы. Отмеченное может быть связано с тем, что на начальной стадии при подсчете запасов могли быть неверно оценены подсчетные параметры либо в процессе разработки могли возникать условия для перетоков нефти из одного объекта в другой. Этому способствуют геологические условия (зоны слияния пластов), а также условия эксплуатации скважин. Целью работы послужило уточнение текущего КИН Туймазинского месторождения для терригенных отложений девона вследствие его превышения утвержденного значения в более ранних проектных документах.

Нами были рассмотрены некоторые методики оценки перетоков, применявшиеся в БашНИПИнефти в 1960-1975 гг., где предварительно были определены их возможные величины. С учетом современных требований и в соответствии с действующим регламентом по созданию постоянно действующих геолого-математических моделей для основных продуктивных объектов Туймазинского месторождения (пластов ДI и ДII) были созданы геологическая и гидродинамическая модели, учитывающие многопластовый характер и неоднородность разреза по вертикали и латерали (многочисленные зоны выклинивания и зоны слияния). В результате проведенных исследований и анализа показателей разработки авторы уточнили текущий КИН по объектам ДI и ДII и подтвердили, что в условиях их длительной разработки перетоки действительно происходили. Новизна заключается в том, что впервые для уникального месторождения КИН с учетом перетоков можно оценить в динамике по годам, принимая во внимание текущее состояние разработки.

Дальнейшие исследования проводятся в области создания методики уточнения КИН по блокам с учетом геолого-физических особенностей месторождения, неоднородности строения, выбранной системы разработки, технологических факторов и динамики разработки. Актуальность этой проблемы имеет большое значение для месторождений, находящихся на завершающей стадии и имеющих сложнопостроенные многопластовые объекты, поскольку неучет перетоков может привести к неверному представлению о выработке запасов по отдельным пластам, участкам и неоправданным затратам на проведение мероприятий, направленных на увеличение конечного КИН.

Управление лабораторным производственным процессом посредством ЛИМС

*В.П. Томин, В.А. Кабышев
(ОАО «АНХК»)*

Управление современным лабораторным процессом в нефтяной отрасли представляет собой сложную и многообразную задачу. Аналитические лаборатории ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» выполняют функции входного контроля сырья и материалов, качества готовой продукции, контроль технологических параметров процессов, исследовательские работы, а также работы по усовершенствованию аналитического контроля и др.

В результате производственной деятельности лаборатории накапливают огромное количество данных, которые необходимо подвергать метрологическому и техническому анализу. Испытательный центр – Управление контроля качества обрабатывает до 2 млн. анализов в год. В связи с этим особое значение имеют прослеживаемость, сортировка и хранение данных.

В настоящее время на предприятиях отрасли широко внедряются средства автоматизации для аналитических лабораторий. Это позволяет увеличить производительность труда, уменьшить численность персонала, улучшить систему контроля качества. Современные коммерческие лабораторные информационные менеджмент системы (ЛИМС) предлагают высокий уровень функциональности и в то же время гибкости. Однако не существует общих решений, требуется индивидуальный подход к каждой конкретной лаборатории. Для этого в ИЦ-УКК ОАО «АНХК» создан отдел ЛИМС, который занимается внедрением и тиражированием системы. Возрастающие требования к аккредитованным лабораториям делают ЛИМС единственной рентабельной системой, способной эффективно выполнять функции электронного управления документами.

Особенностью внедрения ЛИМС в ОАО «АНХК» является значительное расширение возможностей системы, ранее не реализованных на российских предприятиях. Это в первую очередь создание интерфейса удаленной аккредитации ИЦ-УКК на техническую компетентность и использование этого интерфейса при проведении впервые в российской практике аккредитации без непосредственного приезда экспертов. Модуль аккредитации реализован в виде html-страницы, содержащей гиперссылки на отчеты, формируемые Crystal Reports и представляющие собой формы аккредитации установленного образца и другую документацию. Реализация интеграции ЛИМС с логистической системой АИС ТПС потребовала создания сложной системы сопоставления параметров, однако значительно упростила и ускорила подготовку документов на готовую продукцию. Реализация системы защиты паспортов качества осуществляется посредством штрих-кодирования.

В настоящее время функционал ЛИМС полностью развернут в четырех лабораториях, проводится тиражирование системы на другие лаборатории. Реализуется Web-интерфейс предоставления данных для технологического персонала и руководства.

Оптимизация планирования производства продуктов нефтепереработки с использованием специализированного программного обеспечения в ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

*В.П. Томин, М.В. Замятин, В.А. Микишев, М.Ю. Узлова
(ОАО «АНХК»)*

Оптимизация планирования производства в ОАО НК «РОСНЕФТЬ» и в частности в ОАО «АНХК» осуществляется с использованием программного комплекса по моделированию для перерабатывающих отраслей промышленности Process Industry Modeling System (PIMS) компании AspenTech. Данный программный комплекс основан главным образом на методах и подходах линейного программирования и предназначен для получения данных, показывающих направление организации и использования производств в условиях заданного материального обеспечения и качества получаемой продукции к максимизации прибыльности предприятия.

В программном комплексе PIMS работа предприятия реализуется в виде набора взаимодействующих таблиц с данными в формате Excel. Оптимизация входных и выходных данных с учетом ограничений по качеству продукции осуществляется путем расчета сформированного варианта. Для максимизации прибыли выполняется разработанный фирмой алгоритм оптимизации «последовательного улучшения плана» (симплексный метод).

Данные, закладываемые в таблицы PIMS, требуется постоянно обновлять, так как со временем утрачивают актуальность за счет не только изменения требований к качеству продуктов, но и изменения технологии, качества нефти и др.

В настоящее время в ОАО «АНХК» ведется работа по совершенствованию и детализации планирования производства. Приобретено и интенсивно используется для технологических расчетов (без опоры на экономические составляющие процесса нефтепереработки) программное обеспечение HYSYS компании AspenTech.

Для интеграции данных технологических расчетов HYSYS со средой моделей PIMS ОАО «АНХК» приобретено программное обеспечение упрощенного моделирования схем нефтепереработки с расширенным набором свойств продуктов RefSYS компании AspenTech.

Указанные мероприятия должны заменить устаревшие методические указания по определению потенциала выходов светлых нефтепродуктов при различных режимах работы установок первичной переработки нефти, выпущенных ВНИИ НП в начале 80-х годов XX века, заменить линейные модели основных установок на более эффективные и адекватные, обеспечить поддержание актуальности модели PIMS ОАО «АНХК» на новом уровне, учитывающем нелинейный характер зависимости материальных балансов установок и выходов промежуточных и товарных продуктов от производственного задания, состава производства и качества перерабатываемого нефтяного сырья.

Расчетный метод определения эффективной вязкости эмульсии в полости насосно-компрессорных труб

*К.Р. Уразаков, А.С. Топольников (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
Н.А. Романова (Уфимский государственный нефтяной технический университет)*

Прогноз параметров добычи нефтяных скважин, выбор способа эксплуатации и характеристик насосного оборудования непосредственно связаны со свойствами добываемой жидкости. Одной из наиболее значительно влияющих характеристик пластовой жидкости является вязкость, которая зависит от многих факторов (обводненности, физико-химических свойств нефти и воды, температуры, дисперсности фаз) и изменяется на порядок и более по мере продвижения флюида в стволе НКТ. Неправильный учет сил вязкого трения может приводить к большим погрешностям в определении перепада давления на устье и забое скважины. В настоящее время не существует универсальных методик расчета вязкости для водонефтегазовых эмульсий, а отбор глубинных проб затруднен из-за технических ограничений. Поэтому актуальной является разработка новых методов определения вязкости пластового флюида в стволе скважины.

Для решения поставленной проблемы предлагается полуаналитическая методика расчета эффективной (усредненной по длине НКТ) вязкости водонефтегазового потока применительно к штанговой насосной установке. Методика основывается на изучении баланса сил, действующих на колонну штанг штангового насоса, и данных промысловой динамограммы. Предложенный способ определения эффективной вязкости не требует дополнительных исследований в скважине, и используется уже имеющаяся информация о физико-химических свойствах нефти и параметрах технологического режима работы штанговой установки. Проверка адекватности предлагаемой модели путем сравнения расчетных и экспериментальных данных показала, что в значимом интервале вязкости погрешность расчета не превышает 2 %. С помощью модели построена карта эффективной вязкости эмульсий для группы скважин Тарасовского месторождения.

На основе разработанной методики предлагается способ определения оптимальной длины плунжера штангового насоса с точки зрения минимизации затрат, обусловленных утечками жидкости через зазор между плунжером и цилиндром и преодолением силы гидродинамического трения в плунжерной паре.

Непосредственный экономический эффект от предлагаемой методики определения эффективной вязкости продукции скважин состоит в оптимизации параметров работы УСПН с целью повышения темпов добычи, экономии энергозатрат, а также увеличения МРП за счет существенного снижения числа остановок из-за обрывов и отворотов штанг.

Проблемы интерпретации кривых восстановления давления в горизонтальных скважинах

*К.М. Федоров, В.Л. Терентьев, К.С. Григорьев (ООО «СИАМ-Инжиниринг»),
Р.Р. Бахитов (ЗАО «Ванкорнефт»)*

Многие традиционные мероприятия, проводимые в скважинах с горизонтальным окончанием, становятся трудновыполнимыми. Примером являются гидродинамические исследования таких скважин. Горизонтальные скважины, как правило, бурятся в низкопроницаемых коллекторах. Регистрация КВД на поздних режимах (линейном и позднем радиальном) требует остановки скважины на продолжительное время, что приводит к ощутимым потерям добычи. Более того, за счет геометрических плотных систем разработки, наличия ВНК и ГНК идентифицировать характеристики дальней зоны удается лишь в некоторых случаях. Традиционные исследования в течение 3-5 сут не позволяют получить полную информацию о всех перечисленных ранее режимах течения.

Предлагается метод интерпретации данных КВД в горизонтальных скважинах, когда время исследования недостаточно для получения полной информации, необходимой для определения всех параметров призабойной зоны. Метод основан на интеграции данных ПГИ или геолого-гидродинамических моделей для восстановления всех искомым параметров. Данная методика применялась для обработки результатов полевых работ в 2008 г. на Ванкорском месторождении в скв. 119, 120 и 329 пласта НХ-1.

Интерпретация данных ПГИ, например, для скв. 119 показала, что работающая длина составляет 410 м, или 40 % горизонтального ствола, а латеральная проницаемость равна $(50 \pm 10) \cdot 10^{-3}$ мкм². К сожалению, из-за технологических сложностей, связанных с проталкиванием приборов до конца ствола, большой неточностью измерения дебитов, особенно при малых их значениях, часто эти измерения дают лишь оценку снизу. Отработка на штуцерах различного диаметра в рамках ПГИ позволяет лишь получить оценку сверху величины проницаемости, из-за недостаточного времени исследования.

Для более корректного учета латеральной проницаемости и эффективной работающей длины горизонтального ствола предлагается следующий метод. На подробной секторной модели участка с горизонтальной скважиной моделируется длительная (с выходом на режим позднего радиального течения) «синтетическая» КВД. Интерпретация такой КВД позволяет оценить латеральную проницаемость в зоне исследования и эффективную длину горизонтального ствола. В результате интерпретации «урезанной» реальной КВД с дополнительными данными по латеральной проницаемости позволяют определить новые значения параметров.

Численное моделирование ГДИС состояло из 1080 ч работы скважины с дебитом 500 м³/сут и остановки для снятия КВД на такое же время. В результате интерпретации синтетической КВД с применением программы PanSystem получены следующие данные: эффективная длина горизонтального ствола – 526 м, латеральная проницаемость $31,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², анизотропия проницаемостей – 0,44, механический скин фактор прискважинной зоны равен 1,1, а общий геометрический составил – 6,3.

При большой неопределенности данных интерпретации ГИС и геологической модели развиваемый подход позволяет использовать в качестве опорных значений данные ПГИ. Проведенное исследование показало, что при качественной информации ГИС, ПГИ, ГДИС и современных методах их интерпретации можно достичь согласования этих данных и построения относительно достоверной геолого-гидродинамической модели пласта, интегрирующей разномасштабные данные.

Анализ влияния жидкостей глушения на призабойную зону пласта Талаканского месторождения

***В.Н. Федоров, В.А. Лушеев, Э.Ф. Маликова, М.А. Ихсанов
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)***

Разведываемые в настоящее время пласты Талаканского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» имеют сложное геологическое строение, высокую неоднородность. При их первичном вскрытии и глушении скважин до проведения различных технологических операций большое значение имеет максимальное сохранение естественных фильтрационных параметров.

В данной работе проанализировано влияние применяемых жидкостей глушения (нефти, КПС, солевого раствора) на проницаемость кернового материала, а также на состояние призабойной зоны скважины, вскрывающей карбонатный коллектор Талаканского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз».

Влияние жидкостей глушения на проницаемость кернового материала оценивалось с помощью лабораторных исследований, которые проводились с использованием установки для изучения фильтрации на керне FDТES компании Core Lab Instruments, позволяющей моделировать процесс фильтрации любых технологических жидкостей через колонку кернов в условиях, приближенных к пластовым. В качестве модели пласта использовалась колонка естественных кернов с идентичными стратиграфическими и фильтрационно-емкостными свойствами. Результаты экспериментов дают качественные и количественные характеристики влияния жидкостей первичного и вторичного вскрытия, а также позволяют прогнозировать показатели работы скважины после воздействия того или иного раствора.

Состояние призабойной зоны пласта оценивалось по результатам гидродинамических исследований скважин осинского горизонта Талаканского НГКМ на неустановившихся режимах (по значению скин-фактора и фильтрационных параметров). С 2004 по 2008 г. скважины эксплуатировались в весенне-осенний период, зимой – находились в консервации, что позволяет провести анализ эффективности применения жидкостей консервации (глушения). Рассмотрены результаты исследований 11 скважин.

На основе гидродинамических методов исследований можно определить наиболее эффективную жидкость первичного и вторичного вскрытия и сделать следующие выводы:

1) нефть как естественная и натуральная природная среда является самой эффективной жидкостью глушения с точки зрения сохранности коллекторских свойств в призабойной зоне скважин; скин-фактора изменяется от -0,58 до -7,9;

2) КПС не ухудшает характеристики призабойной зоны нагнетательных скважин, пробуренных в карбонатных коллекторах;

3) солевой раствор (жидкость глушения для консервации скважин Талаканского месторождения) снижает фильтрационные параметры карбонатных коллекторов; скин-фактор изменяется от 0 до 12.

Для разработки низкопроницаемых пластов необходим индивидуальный подход ко всем элементам технологических операций процесса нефтеизвлечения: проводке ствола; первичному вскрытию; глушению; освоению. В связи с этим важно на стадии бурения разведочных скважин оценить возможность применения известных технологических жидкостей (бурения, вскрытия, глушения), а также выработать рекомендации по технологии освоения скважин, пробуренных на низкопроницаемые пласты с высокой анизотропией.

Применение геостатистической инверсии StatMod в интервале клиноформного залегания неокомских отложений

*С.Л. Федотов, Д.С. Чулкин
(ООО «Фузро Геосайенс ГлбХ»)*

Рассматриваются аспекты практического применения алгоритма геостатистической инверсии StatMod. Показаны эффективность методики восстановления литотипов в точках тестовых скважин, высокая разрешенность результатов при совместном использовании сейсмических и скважинных данных. Демонстрируются разрезы литотипов, импедансов и общей пористости, а также выделение коллекторов по результатам BodyChecking.

Основной целью количественного описания резервуара является получение представления о распределении его свойств, в частности пористости, проницаемости и насыщенности на основе сейсмических и скважинных данных, согласующихся с геологической концепцией о характере напластования. Геостатистическая инверсия является эффективным методом для решения этой задачи.

В начале процесса создается трехмерная каркасная стратиграфическая модель, внутри которой моделируются определяемые упругие и физические свойства, а также литология. Далее вся возможная информация о резервуаре преобразуется в отдельные для каждого из литотипов функции распределения вероятности и устанавливается их соответствие созданной трехмерной стратиграфической модели. Разделение литотипов по упругим характеристикам является ключевым моментом для прогноза литологии всего разреза.

На завершающем этапе расчета для уменьшения неоднозначности решения использовались дополнительные ограничения в виде модельных кубов пропорций литотипов. Основываясь в первую очередь на скважинных данных и стратослайсе из куба импедансов, полученного в результате детерминистической инверсии, а также на карту толщины между кровлей и подошвой исследуемого пласта, задают области распространения пропорций по каждому из литотипов.

Далее выполняются множественные реализации геостатистической инверсии, в результате которых получаются кубы распределения упругих параметров, а также прогнозные кубы литологии. Каждая из реализаций – равновероятная, поэтому может использоваться как единственный и правильный результат на основании определенных критериев наравне с усреднением по нескольким реализациям. В данной работе результатом усреднения реализаций являются кубы минимальных, средних и максимальных значений упругих свойств, кубы оценки их стандартного отклонения, а также куб наиболее вероятного распределения литотипов в разрезе. По прогнозным кубам литотипов и R-импеданса рассчитывается куб общей пористости и строятся параметрические карты эффективных толщин и пористости.

Результатом работы этого типа инверсии являются множественные реализации, согласующиеся с исходными сейсмическими, скважинными данными и результатами интерпретации. Получаемая вертикальная детальность значительно выше, чем только по сейсмическим данным. Кубы распределения вероятности для каждого из вычисленных параметров используются для оценки рисков при планировании бурения.

Новый подход к инициализации куба проницаемости 3D модели на основе информации о вертикальной неоднородности пласта

*М.М. Хасанов, К.В. Торопов (ОАО «НК «Роснефть»),
А.А. Лубнин (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Наибольшие трудности при создании гидродинамических моделей пластов связаны с определением профиля вертикального распределения проницаемости в скважинах. Известные методы макромасштабного (поинтервального) определения проницаемости (опробование пласта испытателем на кабеле, оценка по данным ГИС, детальная расходометрия) фактически дают скорее относительную, чем абсолютную информацию. Эти методы позволяют определить, какой интервал имеет большую проницаемость, какой – меньшую. Однако количественные оценки, получаемые с их помощью, являются весьма приближенными и, что самое главное, плохо согласуются с мегамасштабными, т.е. средними по разрезу пласта оценками проницаемости, получаемыми с помощью гидродинамических исследований скважин (ГДИС) или по данным нормальной эксплуатации скважины.

Несмотря на отмеченные выше недостатки, существующие методы поинтервальной оценки проницаемости (в частности, методы, основанные на данных ГИС), весьма полезны, поскольку выполняют очень важную функцию компаратора (от англ. слова compare – сравнивать), т.е. инструмента для сравнения и ранжирования различных интервалов по проницаемости. Для построения количественно адекватного профиля вертикального распределения проницаемости необходимо решить задачу интегрирования в единую модель разнородных данных, полученных от различных источников информации (керн, испытания пластов, расходометрия, ГИС) при измерениях на различных (макро- и мега-) масштабах.

В работе предложен новый способ определения вертикального профиля проницаемости в скважинах путем комплексирования результатов ГИС с данными, полученными при проведении ГДИС (в активных или пассивных экспериментах), а также с априорной информацией о степени неоднородности пласта, полученной из анализа выборок керна или динамики обводнения продукции скважин. В математическом смысле поставленная задача сводится к нахождению функциональной связи между истинной проницаемостью и проницаемостью, определенной по данным ГИС, приводящей к функции распределения проницаемости заданного вида. Для решения этой задачи предложено использовать обобщение известного инструмента математической статистики – квантиль-квантильного преобразования. Основное преимущество предлагаемого подхода заключается в ускорении и повышении качества процесса адаптации 3D гидродинамической модели (history matching) за счет того, что уже первое приближение к оценке проницаемости (на этапе инициализации модели) оказывается максимально приближенным к истинному распределению. Практическое применение предложенного метода рассмотрено на примере одного из месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Методики и программы автоматизированного анализа исторической и проектной промысловой информации, применяемые в ЗАО «ИННЦ»

*Д.С. Чебкасов, Л.Р. Кругликова, Д.М. Оленчиков, М.А. Усманов
(ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»)*

В ЗАО «ИННЦ» активно ведется работа по автоматизации подготовки проектно-технологических документов. В настоящее время разрабатывается, внедряется и используется ряд программ для проведения моделирования, анализа разработки месторождения и формирования отчетных документов.

1. FieldRes, WellFond. Обеспечивает построение регламентных таблиц согласно «Методическим рекомендациям по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений»:

- таблица 24 (сравнение проектных и фактических показателей разработки);
- таблица 25 (состояние реализации проектного фонда скважин на дату);
- таблица 26 (характеристика фонда скважин по состоянию на дату).

Позволяют осуществлять визуализацию результатов гидродинамического моделирования, сравнение проектных и фактических показателей разработки, фактическая часть и характеристика фонда скважин, с возможностью загрузки результатов расчетов гидродинамических моделей и промысловой информации. Должна быть обеспечена возможность построения таблиц как по одной, так и по нескольким моделям, а также по отдельным регионам модели. При этом корректно учитываются переводы скважин с объекта на объект (в том числе между разными гидродинамическими моделями), бурение боковых стволов, динамика фонда скважин в связи с их переводами из одной категории в другую. Возможность экспресс-оценки проектных показателей разработки с использованием аналитической модели.

2. PerfAnalysis. Программа позволяет: анализировать охват пластов перфорацией, строить детальную таблицу; представлять в удобном для инженера виде сводную информацию об охвате эксплуатационных объектов и отдельных прослоев перфорацией, включая детальное описание вскрытых и невскрытых прослоев для каждой скважины; строить сводную таблицу по малодебитному и высокообводненному фондам скважин (выбирать скважин-кандидатов на ГТМ с оценкой эффекта).

3. AssistAdapt. Программа дает возможность: анализировать эффективность закачки; рассчитывать объем непроизводительной закачки; выдавать в удобном для инженера виде сводную информацию о распределении закачки по эксплуатационным объектам и отдельным прослоям; анализировать текущую и накопленную компенсацию по отдельным элементам разработки (элементам площадной системы заводнения); выдавать информацию об эффективности распределения закачки по площади, информацию для гидродинамического моделирования о предполагаемых заколонных перетоках и непроизводительной закачке.

Внедрение в ЗАО «ИННЦ» указанных программ позволило значительно ускорить и упростить процесс подготовки проектной документации, минимизировать влияние субъективного фактора, своевременно выявлять ошибки и неточности в исходных данных. Это в итоге значительно снижает трудозатраты и позволяет сосредоточить внимание инженера-разработчика на повышении качества проектно-технологических решений.

Методика построения карт связанности для оценки макронеоднородности пласта

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

Всем природным резервуарам в той или иной степени свойственна неоднородность, выражающаяся в изменчивости формы залегания и физических свойств коллекторов в пределах рассматриваемого пласта. Геологическая неоднородность существенно влияет на выбор систем разработки и эффективность извлечения нефти из недр – на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования. Совершенствование методов изучения геологической неоднородности и учета ее при подсчете запасов и разработке залежей – важнейшая задача промысловой геологии. Существуют различные подходы к оценке неоднородности, предусматривающие разную степень детализации структуры залежи.

Одним из способов оценки макронеоднородности является построение карты связанности коллекторов, методика которой приводится в данной статье. В качестве исходных данных берутся данные интерпретации результатов ГИС (выделение коллектор – неколлектор) по всем пробуренным скважинам. Суть построения карт заключается в следующем. В пределах пласта выбираются все пары соседних скважин, т.е. скважин, лежащих на одних ребрах треугольников триангуляции Делоне. Для каждой пары скважин проводится сравнение разрезов коллектора. Согласно выбранной модели напластования (пропорциональная, параллельная кровле, параллельная подошве) рассчитывается коэффициент связанности коллекторов двух соседних скважин. Если из двух соседних скважин в одной коллектор развит в кровле, а в другой – в подошве, то их связанность может оказаться нулевой в зависимости от толщин прослоев коллектора и общих толщин пласта. В скважине коэффициент связанности определяется как среднее из значений связанности на профилях, примыкающих к данной скважине. Далее из набора рассчитанных коэффициентов связанности соседних скважин строятся сетки, которые показывают распределение связанности коллекторов по площади распространения пласта, зоны высокой и низкой связанности коллекторов.

Данная методика оценки связанности использовалась при анализе ГТМ на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз», по результатам которого была предложена программа ГТМ. Первые результаты выполнения программы показали высокую эффективность ГТМ. Приведено сопоставление конечного КИН по различным объектам месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» в зависимости от коэффициента связанности, которое показало прямую связь этих параметров.

Таким образом, оценка неоднородности с помощью построения карт связанности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;
- подбирать аналогичные по показателям карт связанности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов.

В процессе разработки залежей знание о связанности коллекторов позволяет:

- квалифицированно планировать и проводить контроль разработки;
- оценить фактический охват залежи процессом дренирования;
- обосновать и реализовать ГТМ по регулированию разработки для повышения их эффективности.

Применение современных технологий для исследования керна и пластовых флюидов Ванкорского месторождения

*Е.П. Шестерикова, Р.А. Ошмарин, Р.А. Исламов
(ЗАО «Ванкорнефть»)*

Современный рынок технологий для различных исследований коллекторов предлагает множество передовых разработок, позволяющих в полной мере оценить фильтрационно-емкостные характеристики пластов и свойства пластовых флюидов, изучить и уточнить условия залегания продуктивных горизонтов. Часто такое большое разнообразие мероприятий для исследований может оказаться бесполезным без понимания четкого алгоритма и систематизации всех получаемых в ходе исследования результатов.

В работе представлены техника и технологии, позволяющие оценить фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны горизонтальных и наклонно направленных скважин, а также методики отбора представительных проб для дальнейшего изучения пластовых флюидов в условиях, близких к начальным.

Специалисты ЗАО «Ванкорнефть» готовы поделиться знаниями и практическим опытом, полученными при обработке результатов различных исследований, проводимых в скважинах Ванкорского месторождения. Выполненные обработки и систематизация данных скважинных и лабораторных исследований помогли разработать методику расчетов, позволяющую в полной мере оценить фильтрационно-емкостные свойства пласта и характеристики пластовых флюидов.

Необходимость применения описанных в работе методик и технологий обусловлена проблемами, связанными со сложным и неоднородным строением продуктивных пластов Ванкорского месторождения. Для их решения проведения стандартного комплекса ГИС не достаточно. В связи с этим выполняются дополнительные мероприятия расширенного комплекса ГИС в сочетании с определением профиля давления и подвижности пластовых флюидов по разрезу пласта. Дополнительно определяется характер насыщения продуктивных коллекторов по толщине. Для получения данных на месторождении используется высокотехнологичное оборудование. Например, для получения профиля пластового давления, характера насыщения, пористости пласта и подвижности флюида в режиме реального времени в горизонтальных скважинах используется прибор экспресс-оценки давления, а для исследования в вертикальных и наклонно направленных скважинах применяется модульный динамический пластоиспытатель. Этот прибор также позволяет отбирать кондиционные пробы пластовых флюидов для последующих лабораторных исследований.

В результате применения разработанной методики можно получить обширный спектр данных и конкретное представление об условиях залегания продуктивных горизонтов. Эти аспекты необходимы для того, чтобы вовремя принять корректное решение о эффективной разработке и эксплуатации пластов. Так как в настоящее время Ванкорское месторождение находится на начальной стадии разработки, актуальность данной работы высока.

Интегрированная методика расчета показателей разработки нефтяных месторождений для формирования бизнес-плана

*Д.Р. Юлмухаметов, И.С. Афанасьев (ОАО «НК «Роснефть»),
Р.К. Мухамедишин, Н.В. Вавилов (ООО «РН-УфаниПИНефть»),
Т.К. Моргунова (ООО «РН-Информ»)*

Традиционный подход к планированию объемов добычи нефти предполагает использование эмпирических моделей (функций), основанных на статистике дебитов нефти предыдущего периода (года). Подобный подход может работать только при величине прогнозного интервала времени, сравнимой с величиной опорного интервала для набора статистики. В связи с большими объемами геолого-технических мероприятий, выполняемых на месторождениях ОАО «НК «Роснефть», не удастся использовать опорный интервал времени продолжительнее одного года. Поэтому для формирования долгосрочного прогноза разработки для бизнес-плана необходимо применять более физически содержательные модели.

В 2007-2009 гг. в ОАО «НК «Роснефть» была разработана интегрированная методика расчета показателей разработки нефтяных месторождений, обладающая следующими преимуществами по сравнению с традиционной моделью:

- интегрированный расчет добычи нефти, жидкости и закачки воды;
- использование аналитических моделей – материальный баланс, закон Дарси, кривые вытеснения;
- материальный баланс с учетом аквифера и переменной сжимаемости;
- кривые вытеснения подробные либо упрощенные (зависимость водонефтяного отношения от накопленной добычи нефти);
- использование неявной конечно-разностной схемы – приближенное решение по методу Рунге-Кутты;
- учет остаточных извлекаемых запасов, вовлеченных в разработку, по элементам расчета (базовая добыча + дополнительная добыча);
- многовариантность расчета – возможность выбора из нескольких конкретных методик, в том числе традиционных (статистических);
- обоснование запусковых дебитов по геолого-техническим мероприятиям по закону Дарси;
- расчет действующего фонда скважин и коэффициента эксплуатации;
- подробная модель выбытия и прибытия скважин с учетом неоднородности базового фонда;
- возможность расчета прогнозной или ожидаемой добычи;
- горизонт планирования – пять лет.

Данная методика внедрялась с 2008 г. и в настоящее время в обязательном порядке используется в 12 дочерних обществах ОАО «НК «Роснефть» при составлении пятилетнего бизнес-плана и оценке его ожидаемого выполнения. Методика в настоящее время реализована в Системе Инвестиционного Планирования, а также интегрирована в программном комплексе «Геология и Добыча». Система Инвестиционного Планирования позволяет осуществлять загрузку фактических данных непосредственно из базы данных OIS, автоматизировать процесс ежемесячного мониторинга показателей добычи с построением отчетов по форме «Производство» и факторному анализу и выгружать отчеты в требуемом виде. В ОАО «НК «Роснефть» готовится документ, стандартизирующий терминологию, алгоритмы и методики, связанные с процессом расчета добычи для бизнес-плана.