

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

VII научно-практической конференции

Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Москва

2014

СОДЕРЖАНИЕ

Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Иващенко Д.С. Использование модели нелинейной фильтрации при интерпретации кривых изменения давления/добычи на неустановившихся режимах в сверхнизкопроницаемых коллекторах.....	4
Байков В.А., Колонских А.В., Пшеничнюк И.А. Влияние осмотических сил на фильтрационные процессы в низкопроницаемых пластах.....	5
Вольпин С.Г., Кац Р.М., Афанаскин И.В. Численное моделирование метода направленной закачки воздуха при разработке месторождений высоковязкой нефти	6
Гайдуков Л.А., Клийменко Д.В., Посвянский Д.В. Применение метода функций Грина и алгоритма Эвальда для расчета притока жидкости к скважинам.....	7
Галеев Н.Р., Бондаренко К.А., Топольников А.С., Юдин А.А. Автоматизация бизнес-процессов в механизированной добыче нефти с помощью современных компьютерных средств.....	8
Громов М.А., Санников И.Н., Сваровская М.Г., Трегубова Л.В. О моделировании литологического и параметрического разнообразия пород	9
Зиннатуллин Д.Ф. Система комплексного управления данными научно-проектного комплекса компании	10
Иванов А.Ю. Уточнение геологического строения и запасов нефти с помощью модели на основе исходных каротажных данных	11
Ильясов А.М., Исмагилов Т.А., Ганиев И.М. Математическая модель течения трассерной жидкости в магистральной трещине, соединяющей забой нагнетательной и добывающей скважин	12
Ихсанов М.А., Перфилов Г.Ю., Гурдин А.В. Реализация метода анализа добычи для определения фильтрационных свойств низкопроницаемых коллекторов	13
Ихсанов М.А., Перфилов Г.Ю., Фаюстов Н.А. Опыт численного моделирования в программном модуле Saphir при планировании и уточнении результатов гидропрослушивания по данным термоманометрических систем	14
Кузеванов М.А., Глумов Д.Н., Бучинский С.В., Рейтблат Е.А. Построение единой гидродинамической модели многопластового нефтегазоконденсатного месторождения	15
Кузьмичев О.Б. Геолого-геофизический мониторинг – основа рациональной разработки месторождений Западной Сибири (итоги и перспективы)	16

Лиходед И.А., Политова С.Н., Меркулов В.П. Оценка влияния зон трещиноватости терригенного коллектора на эффективность разработки месторождения Х.....	17
Мизгулин В.В., Косульников В.В., Студенок С.И., Кадушников Р.М. Программный комплекс трехмерного многомасштабного моделирования структуры и фильтрационно-емкостных свойств горных пород	18
Мокрев А.А., Шакшин В.П. Разработка интегрированного решения Workflow на примере создания вариантов разработки нефтяного месторождения	19
Мохова О.В. Применение метода гидравлических единиц потока для модифицирования проницаемости	20
Мурзакаев В.М., Дубровский В.С., Брагин А.В., Скирда В.Д., Тагиров М.С., Дорогиницкий М.М., Иванов А. Современные возможности оперативного ЯМР-исследования полноразмерного керна.....	21
Натаров А.Л., Ларионова Г.И. Мониторинг бурения скважин с использованием геолого-гидродинамической модели на примере Патраковского месторождения.....	22
Оленчиков Д.М. Применение обобщенного псевдодавления для учета эффектов в призабойной зоне скважин	23
Поднебесных А.В. Комплексный подход к бурению скважин (на примере Новопортовского месторождения).....	24
Потрясов А.С., Мазитов М.Р., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Комягин А.И. Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования.....	25
Рамазанов Р.Р., Уразаков К.Р., Топольников А.С., Сахнов Р.В., Деменин Д.М., Смольников С.В. Повышение надежности эксплуатации штанговых насосов для добычи нефти из коллекторов, осложненных выносом механических примесей, с помощью фильтра тонкой очистки	26
Сыртланова В.С., Фатихова Ф.З. Об особенностях моделирования трехфазной фильтрации средствами гидродинамических симуляторов.....	27
Топольников А.С., Киселев С.Е. Методика раздельного учета продукции скважин при одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов.....	28
Хасанов М.М., Ушмаев О.С., Самоловов Д.А., Поляков В.О., Варава А.И. Модель притока нефти к горизонтальным скважинам в подгазовых зонах нефтяных оторочек с подстилающей водой	29
Черемисин А.Н., Черемисин Н.А., Костюченко С.В. Решение задач неравновесной фильтрации на коммерческих симуляторах.....	30
Шинкарёв М.Б. Применение метода управляемой редукции данных для оценки неопределенности геологических запасов углеводородов с помощью стохастических 3D моделей на базе объемного метода в распределенных вычислительных средах.....	31

Использование модели нелинейной фильтрации при интерпретации кривых изменения давления/добычи на неустановившихся режимах в сверхнизкопроницаемых коллекторах

***В.А. Байков, А.Я. Давлетбаев, Д.С. Иващенко
(ООО «РН-УфНИПИнефть»)***

В настоящее время наблюдается активный рост масштабов бурения и разработки месторождений со сверхнизкопроницаемыми коллекторами, режимы течения в которых не подчиняются закону Дарси. Предлагаемая методика позволяет по результатам интерпретации кривых изменения давления/добычи на неустановившихся режимах получить основания для принятия решений по выбору системы разработки, уплотнению существующей сетки скважин, бурению новых скважин – с целью повышения технологической эффективности и экономической рентабельности разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов.

Сравнение оценок пластового давления по результатам интерпретации данных гидродинамических исследований скважин в соседних добывающих и нагнетательных скважинах на месторождениях со сверхнизкой проницаемостью свидетельствует о существенной дифференциации пластового давления в ячейках одного элемента системы разработки. Так, пластовые давления в соседних скважинах могут различаться до 25 МПа (при перепаде давления между добывающими и нагнетательными скважинами 40 МПа на расстояниях 300–500 м). Помимо низких коллекторных свойств и высокой расчлененности пласта, это может быть обусловлено значительным снижением эффективной проницаемости пласта на некотором удалении от работающих скважин, что ставит под сомнение эффективность существующей системы заводнения.

Фильтрационные лабораторные эксперименты на образцах керна показали наличие нелинейных эффектов фильтрации и кратное снижение эффективной проницаемости при достижении малых градиентов давления. В частности, при градиентах давления меньше 0,1 МПа/м снижение эффективной проницаемости может быть более, чем на порядок. В ходе анализа результатов лабораторных экспериментов была получена характерная нелинейная зависимость скорости фильтрации от градиента давления, которая в дальнейшем использовалась при обработке данных и численном моделировании. Вычислительные эксперименты показали, что границы области отбора (с высокими градиентами давления) вокруг скважины с трещиной гидроразрыва пласта располагаются на расстояниях менее 100 м, т.е. существует ограниченная дренируемая область вокруг скважины, что аналогично эксплуатации в режиме истощения. Это может, в частности, объяснять существенную дифференциацию пластового давления между добывающими и нагнетательными скважинами.

Влияние осмотических сил на фильтрационные процессы в низкопроницаемых пластах

***В.А. Байков, А.В. Колонских, И.А. Пшеничнюк
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

Переход к новым технологиям нефтедобычи для разработки низкопроницаемых коллекторов предполагает учет и контроль все более тонких эффектов, сопровождающих процесс фильтрации. Наряду с гидравлическими силами на фильтрацию в пластах могут влиять электрические поля, градиенты температуры и химического потенциала (или концентрации растворенных веществ). С последним типом сил связано такое явление как осмос – движение частиц растворителя в направлении большей концентрации растворенного вещества. Соленость пластовых жидкостей и неоднородность минералогического состава коллекторов создают благоприятные условия для проявления осмоса в обводненных резервуарах. Очевидно, что наличие таких сил должно быть учтено при моделировании процессов нефтедобычи, а также на всех последующих этапах.

Как было показано, некоторые пористые горные породы могут обладать мембранными свойствами, хорошо пропуская воду и задерживая (по крайней мере, частично), растворенные в ней соли. Такие породы называют геологическими мембранами. Мембранные свойства пород проявляются тем лучше, чем ниже их проницаемость. Способность горных пород задерживать ионы связана с электрическим зарядом стенок пор и существованием так называемого двойного электрического слоя. Известно, что некоторые глины обладают значительным поверхностным зарядом. Как низкая проницаемость, так и наличие глин являются типичными атрибутами низкопроницаемых коллекторов.

Отмечено, что осмотические эффекты неизбежны как при лабораторных исследованиях кернов, так и в полевых условиях. Предложен ряд моделей, демонстрирующих влияние осмоса на фильтрационные процессы. В качестве основных теоретических инструментов для моделирования используются уравнения материального баланса, закон Дарси и теория связанных потоков Онзагера. Показано, как осмотические силы могут приводить к возникновению порогов фильтрации и нелинейным отклонениям от закона Дарси при малых градиентах давления.

Численное моделирование метода направленной закачки воздуха при разработке месторождений высоковязкой нефти

*С.Г. Вольпин, Р.М. Кац, И.В. Афанаскин
(ФГУП НИИСИ РАН)*

Рассматривается трехмерная нестационарная композиционная неизотермическая модель фильтрации с химическими реакциями и фазовыми переходами.

Если в численной модели с стандартными размерами ячеек (25×25 м – 100×100 м) в качестве исходных данных использовать кинетические параметры химических реакций, полученные на экспериментальных установках, без коррекции, то расчетные физические поля и показатели разработки будут искажаться из-за несоответствия масштабов. Поэтому при моделировании химических реакций с использованием размеров ячеек, существенно превышающих размеры фронта горения (которые составляют от нескольких сантиметров до метра), необходимо проводить корректировку параметров моделей.

Предложенный способ ремасштабирования неизотермических моделей с химическими реакциями для вычислений на крупноблочных сетках заключается в следующем:

1. Построение секторной модели типичного участка залежи с учетом применяемой системы разработки и геологического строения объекта. Размеры ячеек этой условно мелкоячейстой модели не должны превышать нескольких метров.

2. Расчет на мелкоячейстой секторной модели планируемых вариантов разработки с предполагаемыми параметрами (один вариант или несколько). Результаты расчетов по этой модели назовем «экспериментом».

3. Ремасштабирование созданной мелкоячейстой секторной модели до размеров блоков, соответствующих размерам, планируемым в полномасштабной модели объекта. Ремасштабированию подвергаются только фильтрационно-емкостные параметры модели. Такую секторную модель назовем крупноблочной.

4. Выбор целевых функций для ремасштабирования, позволяющих оценить степень расхождения расчетов по крупноблочной и мелкоячейстой моделям.

5. Выбор теплофизических, химических и фильтрационно-емкостных параметров, путем изменения которых будут минимизироваться или максимизироваться целевые функции.

6. Расчет вариантов разработки на крупноблочной модели путем многофакторного поиска по параметрам, выбранным в пункте 5, с пересчетом показателей разработки по крупноблочной модели проводится минимизация или максимизация целевых функций, т.е. решается задача оптимизации.

7. Задача оптимизации считается решенной, а ремасштабирование успешно завершённым, когда достигается заранее выбранное пороговое значение целевой функции, которое устраивает специалиста по моделированию.

Приведены результаты исследований метода направленной закачки воздуха применительно к разработке месторождений высоковязкой нефти с помощью численного моделирования. Рассмотрены различные варианты реализации метода. Показано, что при разработке месторождений высоковязких нефтей этим методом потенциальная нефтеотдача может приближаться к 50 %.

Применение метода функций Грина и алгоритма Эвальда для расчета притока жидкости к скважинам

*Л.А. Гайдуков (ОАО «ТНЦ»),
Д.В. Клийменко, Д.В. Посвянский (Rohar)*

Методика расчета притока флюида к скважинам играет важную роль при численном моделировании разработки нефтегазовых месторождений. Как правило, в численных моделях фильтрации используется формула Писмана, которая предполагает, что течение вблизи скважины имеет радиальную геометрию. В ряде случаев такое приближение может приводить к существенным погрешностям, для устранения которых необходимо заметно измельчать сетку вблизи скважин, что приводит к замедлению численных расчетов, а для крупных месторождений – к невозможности корректного прогнозирования технологических показателей без применения кластерных вычислительных систем.

Для расчета притока жидкости к скважинам использован метод функций Грина, в рамках которого можно учесть как геометрию ствола скважины, так и различные условия на границах пласта. Точное аналитическое решение представляется в виде ряда по собственным функциям задачи. Однако скорость сходимости таких рядов очень мала и прямое применение метода функций Грина не только не дает преимуществ, а подчас и уступает по скорости гидродинамическим симуляторам. Эта проблема хорошо известна в квантовой теории твердых тел. Разработан эффективный метод ее решения. Применение этого метода к задачам подземной гидродинамики позволяет значительно ускорить расчеты и обеспечивает возможность корректного прогнозирования технологических показателей разработки без измельчения сетки в районе скважин.

Получены формулы притока к горизонтальным и несовершенным вертикальным скважинам в однородном и анизотропном пласте при различных условиях на границах. Показано, что в ряде случаев при использовании стандартных подходов погрешности при определении депрессии могут составлять около 2 МПа. Корректировка формулы Писмана на основании полученных выражений обеспечивает корректные значения депрессии даже на грубых сетках, что дает возможность сократить расчетное время.

Полученные выражения могут быть использованы для моделирования нестационарного притока к скважинам и интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин.

Автоматизация бизнес-процессов в механизированной добыче нефти с помощью современных компьютерных средств

*Н.Р. Галеев, К.А. Бондаренко, А.С. Топольников, А.А. Юдин
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)*

Современные тенденции в мировой и отечественной нефтяной промышленности постепенно приводят к смещению акцентов от полномасштабного наращивания темпов добычи нефти в сторону сокращения ее себестоимости и снижения операционных издержек. Традиционные схемы взаимодействия и операции, выполняемые в рамках бизнес-процессов по добыче и переработке нефти, подвергаются пересмотру и оптимизации, в том числе с помощью привлечения современных компьютерных средств обработки и управления потоками промысловой информации.

Приведены результаты разработки и опытно-промышленной эксплуатации компьютерной программы автоматизации бизнес-процесса по подбору скважин-кандидатов для увеличения частоты вращения вала УЭЦН. В основу разработки положена формализация бизнес-процесса и реализация его в рамках единой программной среды. Созданный программный продукт в отличие от большинства используемых в настоящее время не только помогает решать частные задачи, но и объединяет множество функций для осуществления бизнес-процесса от начала и до конца в рамках единой информационно-аналитической программной среды. Как показала опытно-промышленная эксплуатация в ООО «РН-Юганскнефтегаз», программный модуль существенно экономит рабочее время специалистов, обеспечивает более качественные результаты и получение оперативной информации.

В перспективе реализованная технология может быть использована для автоматизации других бизнес-процессов в механизированной добыче нефти в добывающих обществах ОАО «НК «Роснефть», она может стать основой аналитической системы для специалистов технологических служб дочерних обществ.

О моделировании литологического и параметрического разнообразия пород

*М.А. Громов, И.Н. Санников, М.Г. Сваровская, Л.В. Трегубова
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)*

Разнообразие фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, фиксируемое при исследовании керна, является следствием неоднородностей различного масштаба. Микронеоднородность сантиметрового масштаба сглаживается при усреднении результатов керновых исследований и переходе к масштабу ячеек фильтрационной модели. Связанная с ней параметрическая неопределенность должна рассматриваться либо как погрешность модели, либо как ограничение сверху на погрешность керновых исследований. Неоднородность масштаба десятков метров по простиранию и первых метров по разрезу может проявляться в нестабильности промысловых характеристик, а в модели может имитироваться псевдослучайным шумом (опция Дикстры – Парсонса). Параметрические и литологические неоднородности масштаба сотен метров различаются средствами моделирования. Избыточное параметрическое разнообразие делает невозможным оценку потенциальных ошибок расчетов. Литологическое разнообразие имеет естественное ограничение – параметры литотипов должны различаться.

По результатам обобщения опыта адаптации гидродинамических моделей проведен анализ неоднородности пластов. Разнообразие перфораций по разрезу после модификаций указывает на литологические особенности прискважинной области пласта. Коэффициенты вариации и границы диапазона значений проницаемости после модификаций характеризуются избыточной параметрической неопределенностью.

Классификация керна по методике FZI позволяет качественно оценить соотношение между литологической и параметрической неопределенностями. Кластеризация данных выполнена с привлечением дополнительной информации (глинистость). Показано, что выделение литологических классов формально дает возможность значительно увеличивать разнообразие ФЕС. Оценено изменение вариации проницаемости при увеличении числа классов. Существенным недостатком такого подхода является невозможность выделения литотипов по данным геофизических исследований скважин в большинстве случаев, так как влияющими факторами является не только глинистость, но и рассеянная карбонатность, трещиноватость, разнообразные включения, выщелачивание. Классификация керна проведена на основе предположения о том, что зависимость остаточной водонасыщенности от пористости характеризует процессы осадконакопления и диагенетические преобразования. Для проведения кластеризации также необходима дополнительная информация (например, гранулометрия). Полученные классы позволяют разделить литологическую и параметрическую неоднородности проницаемости и согласовать аппроксимации для остаточных нефте- и водонасыщенности. В результате все моделируемые ФЕС оказываются взаимосогласованными.

Система комплексного управления данными научно-проектного комплекса компании

Д.Ф. Зиннатуллин
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Информационная поддержка деятельности бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» (БС «ГиД») нефтяной компании одинаково важна и востребована, как для процессов линейного управления развитием нефтегазовых активов, так и для функционального управления. Очевидно, что в обоих случаях главным условием успешного решения задач информационной поддержки является создание комплексной системы управления данными (СКУД), в частности, геолого-геофизическими и промысловыми данными. Отдельным фактором, повышающим значимость и востребованность такой системы, а также требующим принципиально другого функционала, является деятельность научно-проектного комплекса компании. Как показал опыт ОАО «ЛУКОЙЛ», только одновременная добровольная деятельность НГДО, КЦ и РНИПИ в одном информационном пространстве, применение ими единых инструментария и баз данных – позволяет постоянно улучшать полноту и качество информационного обеспечения специалистов БС «ГиД». Обратная ситуация, напротив, вносит инвариантность в данные, распыляет человеческие и технические ресурсы, усложняет управление.

В СКУД, которая в настоящее время реформируется в ОАО «ЛУКОЙЛ», существенное внимание уделяется организационно-методическому обеспечению деятельности в области сбора, обработки и сохранения данных. На этом ключевом этапе важно, разрабатывая организационные и технические мероприятия, организовать максимально полный информационный поток, удовлетворяющий современным научным и управленческим требованиям к глубине исследований и ширине интерпретации этих данных. Следующий важный этап работы – сохранение многовариантных расчетов (интерпретаций) и организация одинаково легкого доступа ко всем имеющимся вариантам расчетов для заинтересованных пользователей. Это позволяет переходить от управления данными к управлению знаниями, которые синтезированы в интерпретационных материалах.

Следует отметить, что каждый шаг в продвижении данных в СКУД должен либо улучшать состояние данных по показателям полноты и качества, либо ускорять процесс концентрации данных. Это возможно, только если в компании созданы понятные и прозрачные правила движения фактических данных с четкой фиксацией ответственности среди всех вовлеченных специалистов, а сама работа в области подготовки и сбора данных признана стратегически важной для компании и стабильно финансируется.

Даже при незначительной прямой финансовой отдаче от инвестиций в систему управления данными (по традиционным формулам расчета) каждый проект в этой области ориентирован на достижение не только прямых информационно-технологических эффектов, но и масштабных стратегических целей нефтяной компании.

Уточнение геологического строения и запасов нефти с помощью модели на основе исходных каротажных данных

А.Ю. Иванов
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

Предложен способ локализации и переоценки запасов с помощью секторной геологической модели на основании исходных геофизических данных. Данный метод рассмотрен на примере построения модели участка одного из месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз», на котором запланированырезы боковых горизонтальных стволов. Плохая выдержанность прослоев и неопределенность степени их нефтенасыщенности не позволяли снизить риски некачественной проводки скважин и недостижения экономически рентабельных дебитов нефти на основании стандартной геологической модели. В качестве исходных данных для построения нестандартной модели использована кривая нормированного каротажа ПС, предварительно скорректированная с учетом всех имеющихся данных. Данные интерпретированы на межскважинное пространство. На основе полученного непрерывного куба свойств рассчитаны кубы литологии, пористости и проницаемости согласно зависимостям, представленным в проектом документе. Нефтенасыщенность, рассчитанная при первичной интерпретации материалов геофизических исследований скважин, также скорректирована и приведена к проектным граничным значениям с помощью нормировки на данные сопротивления в заведомо водонасыщенных интервалах и учета коэффициентов глинистости и пористости. Рассчитан куб нефтенасыщенности. На основании полученной модели уточнено геологическое строение залежи, выделены гидродинамически связанные песчаные тела, проведен корректный подсчет запасов и заложено бурение двух горизонтальных стволов с проводкой в наиболее перспективном с точки зрения выдержанности, проницаемости и нефтенасыщенности, прослое. Данная методика построения модели планируется к применению на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз», находящихся на третьей и четвертой стадиях разработки, для локализации остаточных запасов нефти.

Математическая модель течения трассерной жидкости в магистральной трещине, соединяющей забой нагнетательной и добывающей скважин

*А.М. Ильясов, Т.А. Исмагилов, И.М. Ганиев
(ООО «РН-Уфанипинефть»)*

В процессах фильтрации закачиваемой воды важную роль играют трещины (суперколлекторы), проницаемость которых на несколько порядков выше начальной проницаемости пород. В выявлении трещин также все большее значение приобретает трассерный метод, поскольку скорость фильтрации воды в условиях суперколлекторов значительно выше, чем в матрице продуктивного пласта. Движение трассера по трещинам, вследствие интенсивного отбора жидкости часто происходит в условиях пониженного пластового давления, что приводит к интенсивной утечке жидкости из трещины в породу и не позволяет выполнить верную оценку объема суперколлектора. Разработка математических моделей фильтрации закачиваемой воды в условиях магистральных трещин с учетом указанных особенностей является актуальной задачей. Кроме того, необходима математическая модель для оперативной интерпретации результатов трассерных исследований.

Разработана одномерная нестационарная математическая модель (математическая модель в гидравлическом приближении) течения ньютоновской жидкости в магистральной трещине, распространенной на всю высоту продуктивного пласта, с учетом оттока (притока) жидкости в пласт, а также с учетом реактивной силы Мещерского, ускоряющей или замедляющей поток жидкости в трещине. На основе метода контрольного объема построен модифицированный для течений с проницаемыми границами алгоритм SIMPLE. Выполнены тестовые расчеты и построены зависимости от проницаемости массива и ширины трещины, времени появления индикаторной жидкости в продукции реагирующих скважин, коэффициента утечки, изменения скорости течения, давления и числа Рейнольдса по длине трещины. Показана сходимости численного решения к точному решению в предельном случае непроницаемых стенок магистральной трещины.

Разработанная модель позволит более объективно оценить параметры трещиноватых коллекторов по результатам трассерных исследований, что необходимо для адресного дизайна полимерногелевых систем при водоизоляции суперколлекторов.

Реализация метода анализа добычи для определения фильтрационных свойств низкопроницаемых коллекторов

*М.А. Ихсанов, Г.Ю. Перфилов, А.В. Гурдин
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

В связи с широким внедрением термоманометрических систем (ТМС) в последние годы появилась возможность наряду с традиционными гидродинамическими исследованиями скважин (ГДИС) применять альтернативные методы исследований.

В настоящее время для качественного анализа промысловых данных существует достаточно много средств, которые дополняют друг друга и позволяют дать комплексную оценку состояния разработки того или иного участка залежи. Одним из таких средств является анализ данных по добыче, основанный на интерпретации длительных кривых изменения забойного давления, зарегистрированных с помощью ТМС, в совокупности с замерами дебита скважин. Динамика добычи аппроксимируется одной из стандартных зависимостей. Интерпретация данных зависимостей проводится в специализированных программных продуктах, таких как Toraz, который является модулем программного комплекса Egin. Преимущество данной информации состоит в том, что ее получение не требует дополнительных расходов, а также отсрочек добычи, вызванных остановкой скважины.

Цель работы заключалась в определении возможности использования замеров ТМС для получения данных о фильтрационных свойствах продуктивных пластов без остановки скважин.

Специалисты СургутНИПИнефти выполнили сравнительный анализ результатов исследований с применением ТМС и традиционных методов. На начальном этапе проведен подбор скважин, в которых ранее регистрировалась стандартная кривая восстановления давления (КВД) для анализа добычи. При сравнении параметров (скин-фактор, проницаемость), полученных при интерпретации данных стандартных ГДИС и интерпретации кривых снижения добычи программного продукта Toraz, выявлена их достаточно хорошая сходимость.

В условиях максимизации добычи нефти необходимы новые подходы к получению информации о пласте. Анализ добычи позволяет получить параметры пласта, однако данный метод менее точен, чем традиционные ГДИС. Направление подобных исследований является перспективным.

Опыт численного моделирования в программном модуле Saphir при планировании и уточнении результатов гидропрослушивания по данным термоманометрических систем

*М.А. Ихсанов, Г.Ю. Перфилов, Н.А. Фаюстов
(СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»)*

Классический подход к планированию, проведению и уточнению результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) неразрывно связан с численным гидродинамическим моделированием, которое позволяет не только сформулировать и решить исходную задачу, но и затем внести как можно больше уточняющих поправок для получения дальнейших прогнозных решений.

Моделирование ГДИС методом гидропрослушивания на стадии планирования и уточнения результатов в программном модуле (ПМ) Saphir входит в комплекс методов изучения геолого-географических характеристик нефтегазовых месторождений

ОАО «Сургутнефтегаз». Именно комплексный подход позволяет оценить гидродинамическую связь между скважинами по пласту до проведения промысловых исследований, выявить и уточнить положение непроницаемых границ, высокопроводящих разломов, определить средние значения гидропроводности и преепроводности пласта между исследуемыми скважинами и полностью адаптировать модель после выполненных исследований.

В 2013 г. специалистами СургутНИПИнефти проведены исследования на основе численного моделирования, результаты которых послужили основой представляемой работы. В работе рассмотрен прогнозный подход к планированию и уточнению результатов ГДИС на примере двух участков месторождений с низкопроницаемыми коллекторами ОАО «Сургутнефтегаз». Результаты выполненных промысловых исследований подтвердили результат моделирования. Однако импульс, зарегистрированный в наблюдательной скважине одного из участков по данным фактических исследований, не отмечался в модельном решении при заданной ориентации разломов и трещины гидроразрыва пласта (ГРП) в скважине. Следовательно, следующим шагом становятся корректировка фильтрационной модели путем выбора параметров адаптации (в рассматриваемом случае ориентация направлений разломов и трещин ГРП и анализ чувствительности модели к изменению этих параметров. При правильной настройке модели происходит совмещение фактических кривых и кривых модельного решения. Заключительным этапом является проведение анализа устойчивости полученного решения и подтверждение выбранного варианта ориентации направлений высокопроводящих разломов.

Следует отметить, что регистрация импульсов в наблюдательных скважинах при исследовании и дальнейшая адаптация модели осуществляются на основании данных термоманометрических систем (ТМС) с высокими точностью и разрешающей способностью.

Результаты промысловых исследований доказали, что планирование и уточнение данных ГДИС методом гидропрослушивания на основе математического моделирования является актуальной и первоочередной задачей комплексного подхода к исследованиям. В настоящее время специалистами СургутНИПИнефти в полной мере реализуется данный подход, определены условия проведения исследований по данным ТМС, при которых возможна наиболее достоверная интерпретация результатов, разработаны методики оценки не только гидродинамической связи между скважинами по пласту, среднего значения гидропроводности, но и ориентации высокопроводящих разломов и трещин ГРП.

Построение единой гидродинамической модели многопластового нефтегазоконденсатного месторождения

***М.А. Кузеванов, Д.Н. Глумов, С.В. Бучинский, Е.А. Рейтблат
(ООО «ТНЦ»)***

Представлен механизм построения единой гидродинамической модели ачимовских и валанжинских горизонтов, характеризующихся сложным геологическим строением, низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокими конденсатогазовыми факторами, в случае ачимовских пластов – аномально высоким пластовым давлением. Создание единой модели позволило решить указанные проблемы и упростить расчет различных вариантов разработки объектов, различающихся порядком и темпом ввода в эксплуатацию.

При построении единой гидродинамической модели за эталон принимались обособленные композиционные модели, созданные для каждого объекта разработки. Однако объединение этих моделей требовало больших объемов для хранения и времени расчетов. Поэтому для расчета профилей добычи углеводородов был осуществлен переход от композиционного моделирования к модели Black oil. Однако при интеграции в систему сбора и подготовки необходим детальный покомпонентный анализ состава газа.

В результате построения единой гидродинамической модели получен гибкий инструмент обоснования и эффективного управления процессами разработки, позволяющий выполнять совместные расчеты по основным объектам с учетом инфраструктуры, оценивать возможности совместной эксплуатации второстепенных объектов и учитывать влияния системы сбора на уровни добычи углеводородов. При переходе от композиционных моделей к модели Black oil, без потери качества расчетов по некоторым пластам было достигнуто ускорение расчета в 20 раз.

Геолого-геофизический мониторинг – основа рациональной разработки месторождений Западной Сибири (итоги и перспективы)

О.Б. Кузьмичев
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)

Динамика изменения запасов по результатам эксплуатационного бурения носит разнонаправленный характер: уменьшение запасов часто связано с малоамплитудными залежами (структурный фактор); увеличение запасов – с сокращением площадей глинизации в ачимовских, неокомских и юрских отложениях.

Основными причинами неподтверждения геологических моделей при поисково-разведочном и эксплуатационном разбуривании залежей являются:

- 1) неподтверждение сейсмической основы (вскрытие скважинами кровли продуктивного пласта значительно ниже или выше прогнозных отметок);
- 2) неподтверждение распространения площадей нефтеносности залежи;
- 3) неподтверждение нефтенасыщенных толщин из-за низкой песчаности и глинизации пласта, а также низких отметок вскрытой кровли коллектора;
- 4) неподтверждение подсчетных параметров (пористости и нефтенасыщенности) вследствие обводнения участков в процессе разработки залежи, а также ухудшения прогнозных коллекторских свойств;
- 5) неточные и искаженные данные опробования поисково-разведочных скважин.

Полученные при оперативной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) характеристики пластов-коллекторов, которые берутся за основу при обосновании прироста запасов, не всегда согласуются с принятыми геологическими моделями месторождений, положением водо-нефтяных контактов, толщинами и характером насыщения коллекторов, коэффициентами нефтегазонасыщенности. Для объективного обоснования этих параметров необходима площадная (сводная) переинтерпретация данных ГИС с учетом принятых ранее геологических построений, результатов испытания и опробования пластов, керновых данных и другой геолого-технической информации, а также соответствующее графическое представление полученной информации (геофизических планшетов, схем корреляции). Кроме того, новые данные, полученные в ходе выполнения сейсморазведочных работ, а также бурения скважин и испытания перспективных интервалов, требуют уточнения геологического строения залежей углеводородов.

Для мониторинга геолого-геофизических параметров месторождений, находящихся в длительной эксплуатации, предложено использовать технологию электрического каротажа обсаженных скважин. Технология позволяет обнаружить и оценить пропущенные и невыработанные пласты, повторно оценить продуктивность после многолетней эксплуатации, подобрать скважины и объекты для бурения боковых стволов, оценку изменения флюидалных контактов, мониторинг гидродинамической модели для выбора геолого-технических мероприятий, оценить текущий коэффициент насыщения. Спектральный нейтронный гамма-каротаж и литоплотностной каротаж позволяют, в частности выявить железорудные минералы, снижающие удельное электрическое сопротивление в юрских отложениях, содержащих нефть. Применение данных методов повышает достоверность петрофизической модели и оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Геолого-геофизический мониторинг – основа рациональной разработки месторождений Западной Сибири (итоги и перспективы)

*И.А. Лиходед, С.Н. Политова (ООО «ТНЦ»),
В.П. Меркулов (ЦППС-НД,
филиал университета Heriot-Watt в г. Томске)*

Целью данного проекта является определение структурно-тектонических особенностей и свойств низкопроницаемого терригенного коллектора в верхнеюрских отложениях с использованием имеющегося объема новых исследований и результатов интерпретации их результатов. Изучены зоны трещиноватости, обусловленные тектонической активностью. Используются результаты следующих методов анализа: трехмерных сейсмических исследований, геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИС) исследований скважин, трасерных исследований и лабораторного изучения керна, а также: расширенного комплекса ГИС – широкополосный акустический каротаж (DSI – Dipole Sonic Imager) и Formation MicroImager (FMI).

При правильной и рациональной группировке данных результаты интерпретации исследований позволяют наиболее точно отобразить все свойства и особенности рассматриваемого резервуара при геологическом моделировании.

Идея: На стадии геологического моделирования уточнен куб проницаемости, путем введения в модель информации о трещиноватости обусловленной тектонической активностью участка. Это позволило уточнить тип коллектора, облегчить адаптацию гидродинамической модели и обосновать размещение проектных скважин. При подготовке и интерпретации необходимых данных были выделены три основных этапа: микро-, макро- и региональный уровень выявления трещиноватости терригенного коллектора.

Программный комплекс трехмерного многомасштабного моделирования структуры и фильтрационно-емкостных свойств горных пород

***В.В. Мизгулин, В.В. Косильников, С.И. Студенок, Р.М. Кадушников
(ООО «СИАМС»)***

В разработку вовлекается все больше месторождений нефти и газа в породах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Стандартные лабораторные исследования керна, отобранного на таких месторождениях являются длительными и очень трудоемкими. Применение методов численного моделирования процессов, протекающих при движении флюидов в пористой среде, позволяет существенно расширить возможности оценки ФЕС горных пород. Решение этой задачи невозможно без создания адекватной модели пористой среды.

Разработан программный комплекс трехмерного многомасштабного моделирования структуры и ФЕС горных пород, состоящий из следующих модулей: построение геометрических моделей текстур горных пород и форм зерен, построение статистических моделей гранулометрического и минерального составов, имитация процессов седиментации, уплотнения и цементации породы, моделирование микроструктуры цемента, трехмерный анализ пустотного пространства и расчет пористости, имитация процесса однофазной фильтрации и расчет абсолютной проницаемости, виртуальная капилляриметрия. Комплекс позволяет автоматически настроить модели гранулометрического и минерального составов по изображениям петрографических шлифов в поляризованном свете.

Алгоритмы анализа используют в качестве входных данных воксельные модели, поэтому могут быть использованы для обработки микротомограмм. Совместное использование методов компьютерной томографии и многомасштабного моделирования структуры может существенно повысить точность оценки ФЕС породы. В отличие от метода компьютерной томографии, работающего каждый раз с частным случаем, моделирование имеет аддитивный эффект. Создание цифровых атласов горных пород позволит ускорить процесс создания геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа, а также сократить объемы исследований керна.

Разработка интегрированного решения Workflow на примере создания вариантов разработки нефтяного месторождения

***А.А. Мокрев, В.П. Шакин
(ООО «СамараНИПИнефть»)***

В современных условиях для успешного функционирования компании актуальны задачи автоматизации и адаптации основных бизнес-процессов к непрерывно меняющимся требованиям. Рассмотрены вопросы создания программного комплекса «Рабочее Место Пользователя» («UWS»), реализующего интегрированное решение Workflow в ООО «СамараНИПИнефть». Workflow – это полная или частичная автоматизация бизнес-процесса, при которой документы, информация или задания передаются от одного участника бизнес-процесса к другому для выполнения действий согласно набору руководящих правил.

Одним из основных этапов разработки месторождения является создание проекта. В качестве примера реализации интегрированного решения Workflow в программном комплексе «UWS» рассмотрен бизнес-процесс по созданию и согласованию варианта разработки нефтяного месторождения.

Целями реализации интегрированного решения Workflow по созданию вариантов разработки нефтяных месторождений в программном комплексе «UWS» являются:

- повышение эффективности деятельности подразделений общества;
- получение возможности сбора актуальной аналитической информации о протекании бизнес-процессов;
- обеспечение максимальной прозрачности процессов прохождения и обработки документов и заданий;
- сокращение сроков подготовки и согласования работ;
- реализация системы напоминаний исполнителям о работах;
- решение проблем версионности документов.

Для реализации поставленных целей проведен анализ текущего состояния и разработана оптимальная схема бизнес-процесса. Разработаны исполняемые модули в программном комплексе «UWS» и реализовано интегрированное решение Workflow для создания и согласования технико-экономического обоснования варианта разработки месторождения.

Опыт автоматизации бизнес-процессов в дальнейшем будет унифицирован и внедрен в других бизнес-процессах: подсчет запасов, анализ «золотого» фонда и др.

Применение метода гидравлических единиц потока для модифицирования проницаемости

***О.В. Мохова
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)***

Использование корреляционных связей параметра FZI (flow zone indicator – индикатор гидравлического типа коллектора) с показаниями геофизических методов позволяет более точно воспроизвести проницаемость в гидродинамических моделях и обосновать высокопроницаемые разности, которые не могут быть выделены в стандартных петрофизических зависимостях.

Стандартными методами оценки проницаемости являются геофизические исследования скважин (ГИС) и лабораторное изучение керна, результатом которых является построение корреляционных функций, представляющих собой линейную связь между пористостью и логарифмом проницаемости. Однако иногда либо данную связь установить не удается, либо разброс проницаемости для одного и того же значения пористости может достигать нескольких порядков. Трудность решения этой задачи заключается также в том, что породы-коллекторы большинства месторождений характеризуются высокой неоднородностью, построенная корреляционная связь не учитывает разброс точек около линий регрессии и может создавать ошибку в несколько порядков при обосновании проницаемости. Проницаемость является превалирующим параметром, влияющим на определение динамики добычи жидкости. Следовательно, при определении проницаемости необходим параметр, который бы позволял с учетом структуры порового пространства отдельных исследуемых образцов добиться лучшей корреляции петрофизических зависимостей. Одним из таких методов является метод гидравлических единиц потока (Hydraulic Flow Unit - HFU), суть которого заключается в объединении пород с близкими характеристиками порового пространства и физико-химических свойств в одну единицу, называемую гидравлической единицей потока. Для того, чтобы выделить единицы потока, рассчитывается индикатор FZI, который представляет собой отношение проницаемости к пористости и характеризует средний гидравлический радиус поровых каналов.

В результате выделены гидравлические единицы потока на основе данных лабораторных исследований свойств керна материала на примере одного из объектов, а также высокопроницаемые прослои. Эффективность метода HFU оценена при адаптации гидродинамической модели.

Современные возможности оперативного ЯМР-исследования полноразмерного керна

***В.М. Мурзакаев, В.С. Дубровский, А.В. Брагин (ООО «ТНГ-Групп»),
В.Д. Скурда, М.С. Тагиров, М.М. Дорогиницкий, А. Иванов
(Казанский (Приволжский) Федеральный Университет)***

Ядерно-магнитный резонанс (ЯМР), как метод исследования магнитных свойств горных пород получил широкое развитие в начале 60-х годов XX века. Основные направления его применения в промышленной геофизике – это лабораторные исследования образцов породы, шлама, их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и изучение ядерно-магнитных свойств пластовых флюидов в скважине.

Все большее развитие на российском рынке геофизических услуг получает модификация ЯМК в сильном поле. В 2010–2012 гг. ООО «ТНГ-Групп» совместно с Казанским (Приволжским) Федеральным Университетом участвовало в разработке следующей аппаратуры: скважинного прибора магнитно-резонансного каротажного томографа (МРКТ) – с дипольным магнитом; скважинного прибора ЯМК в сильном поле встречно расположенных магнитов – ЯМК1; скважинного прибора ЯМК в сильном поле с использованием криотехнологий для увеличения глубинности исследования и увеличения чувствительности в исследуемой зоне – ЯМК2; лабораторной установки «ЯМР-Керн» для исследования образцов большеразмерного керна на основе сильных магнитных полей, полученных с помощью криотехнологий для увеличения чувствительности аппаратуры и точности определения интерпретационных параметров; мобильной установки «ЯМР-Керн» на основе сильных магнитных полей для проведения исследований полноразмерных образцов керна большого диаметра непосредственно на буровой.

С помощью мобильной установки было измерено около 70 м керна. Проведено опробование установки непосредственно на скважине: исследован керн, отобранный по изолированной технологии. Интервалы с подвижным флюидом подтверждены комплексом геофизических исследований скважины. В результате исследований керна получены информация о пористости о степени связанности флюида (количество свободного флюида, количество глинисто и капиллярно-связанного флюида), распределение спектра по временам релаксации и выделение вклада различных диапазонов времен релаксации, соответствующих различным размерам пор.

Мониторинг бурения скважин с использованием геолого-гидродинамической модели на примере Патраковского месторождения

***А.Л. Натаров, Г.И. Ларионова
(ОАО «Белкамнефть»)***

ОАО «Белкамнефть» широко применяет геолого-гидродинамические модели (ГГМ) для проведения мониторинга бурения скважин.

Мониторинг включает в себя получение и анализ информации о бурении скважины в режиме реального времени, обновление структурной модели по данным бурящихся скважин, оперативное выполнение расчетов, визуализация и анализ результатов, изучение геологии и разработки участка.

Характерный пример использования ГГМ с целью мониторинга – Патраковское месторождение. Объектом моделирования является визейская залежь, бурение которой осуществлялось с января 2013 г. по январь 2014 г. скв. 63, 64, 65Г, 66, 67, 69Г, 76.

Первичная ГГМ визейской залежи при подсчете запасов в 2010 г. на основании данных разведочного бурения, сейсмических поверхностей.

Модели, построенные для подсчета запасов позволяют своевременно выявлять особенности геологического строения залежи и достоверно оценить параметры, характеризующие объем пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом. Как следствие, ГГМ, построенные по неполным данным, не могут быть использованы для мониторинга разработки, сопровождения бурения, построения (расчетов) прогнозов добычи на перспективу. В сложившейся ситуации недропользователь, имея в распоряжении ГГМ, по каждому из разрабатываемых месторождений вынужден проводить комплекс работ по адаптации ГГМ с учетом поступающей информации при бурении и эксплуатации скважин, проведении дополнительных исследований.

В ОАО «Белкамнефть» был сформулирован подход к адаптации и мониторингу ГГМ с целью приведения последних в состояние, пригодное к решению практических задач.

Примером реализации такого подхода может служить Патраковское месторождение. Адаптация ГГМ Патраковского месторождения включает следующий комплекс работ.

1. Перестроение структуры ГГМ с учетом данных полученных при бурении новой скважины.
2. Уточнение толщины продуктивных пластов.
3. Пересчет запасов нефти.
4. Выбор оптимального расположения траектории новых скважин.
5. Определение (расчет) оптимальных прогнозных показателей разработки по скважинам
6. Прогноз дебитов с целью обустройства месторождения.
7. Мониторинг разработки месторождения.

Таким образом, специалистами ОАО «Белкамнефть» была модернизирована первоначальная ГГМ подсчета запасов для оперативной работы до уровня постоянно действующей геолого-технологической модели.

Применение обобщенного псевдодавления для учета эффектов в призабойной зоне скважин

*Д.М. Оленчиков
(ООО «Роксар Технолоджис»)*

При разработке газоконденсатных месторождений при забойных давлениях ниже точки росы в призабойной зоне скважины (ПЗС) происходит образование конденсата. В результате снижается подвижность газа, что влияет на дебит газовой скважины. При разработке нефтяных месторождений на забойных давлениях ниже давления насыщения в ПЗС выделяется газ. При этом снижается подвижность нефти. Игнорирование этих эффектов может привести к неоправданно оптимистичным прогнозам дебитов скважин. При гидродинамическом моделировании, как правило, размер ячейки значительно превышает размер зоны, в которой происходит выпадение конденсата или разгазирование нефти. Поэтому при выполнении расчетов эти эффекты могут не наблюдаться в модели, однако это не значит, что их не будет в реальном пласте. Таким образом, возникает проблема корректного учета эффектов ПЗС в гидродинамической модели.

Одним из методов, позволяющих достаточно эффективно решить указанную проблему, является обобщенное псевдодавление. Идея этого метода восходит к работам С.А. Христиановича конца 40-х годов XX века. Суть метода заключается в том, что при установившемся многофазном течении вдоль линии тока соотношение компонентов остается постоянным, что позволяет выразить насыщенность как функцию давления. При этом для расчета дебита с учетом эффектов ПЗС достаточно вычислить некоторый интеграл, называемый обобщенным псевдодавлением. Позднее Whitson и Fevang предложили использовать обобщенное псевдодавление для моделирования эффекта образования в ПЗС конденсатной банки. Применительно к газоконденсатным месторождениям этот метод реализован во многих коммерческих гидродинамических симуляторах. Приведены примеры, иллюстрирующие применение обобщенного псевдодавления. Кроме того, на тестовых моделях, а также аналитически показано, что реализованная опция обобщенного псевдодавления может успешно применяться не только для газоконденсатных, но и для нефтяных месторождений, разрабатываемых при забойных давлениях ниже давления насыщения.

Комплексный подход к бурению скважин (на примере Новопортовского месторождения)

*А.В. Поднебесных
(ООО «Газпромнефть-НТЦ»)*

Для месторождений нефти и газа, находящихся на завершающей стадии разведки и подготовки к вводу в промышленную эксплуатацию, важным показателем является успешность бурения в рамках опытно-промышленных работ (ОПР). Критериями успешности бурения являются отклонение структурных отметок вскрытых пластов в интервале ± 5 м, 80 % проходки по песчаным телам для горизонтальных стволов скважин и 15 % отклонения эффективных нефтенасыщенных толщин.

Создана концептуальная седиментологическая модель продуктивных пластов Ю₂₋₆, в которых сосредоточено около 40 % суммарных запасов нефти и газа месторождения. На первом этапе проанализированы скважинные данные и сейсмические тренды, на основе которых дан прогноз развития геологических тел в объеме продуктивных пластов и изменение коллекторских свойств по разрезу. На втором этапе, после изучения ядерного материала, установлено, что породы пластов Ю₂₋₆ сложены наложенными друг на друга руслами меандрирующих рек, сформировавшимися в условиях аллювиальной равнины. Эти геологические тела наиболее перспективны для бурения. Менее перспективными оказались отложения пойменных частей, сложенные в основном аргиллитами с тонкими прослоями песчаников. На третьем этапе выполнено картирование фациальных групп пластов Ю₂₋₆, выявленных по результатам сейсморазведки и опробования скважин. В результате были локализованы зоны развития наиболее перспективных участков для бурения горизонтальных скважин.

Последним этапом стало построение геологической модели продуктивных отложений пластов Ю₂₋₆, в которой отражены все выявленные геологические тренды. Данная геологическая модель является первой работой с использованием элементов концептуального моделирования для Новопортовского месторождения и индивидуальных распределений коллекторских свойств для каждой из выделенных фаций.

Бурение горизонтальных скважин на пласт Ю₂₋₆ полностью подтвердило прогноз распространения геологических тел, а также коллектора в пределах выделенной русловой системы. Представленный комплексный подход очень важен для месторождений, находящихся на стадии реализации ОПР.

Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования

*А.С. Потрясов (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»),
М.Р. Мазитов (ТПП «Лангепаснефтегаз»),
Л.С. Бриллиант, М.Ф. Печеркин, А.И. Комягин (ЗАО «ТИНГ»)*

Современные тенденции заставляют нефтяные компании по-новому взглянуть на существующие инструменты и принципы организации управления разработкой месторождения. Предложена методика управления заводнением нефтяных месторождений.

Прокси-моделирование является альтернативой 3D моделям в решении задачи оптимизации технологического процесса извлечения нефти. Для построения прокси-модели разработан математический аппарат, основанный на применении искусственных нейронных сетей (ИНС). Принцип функционирования ИНС в задачах управления заводнением заключается в установлении законов взаимодействия параметров сложной системы на основе фактических (исторических) откликов. В частности, для решения оптимизационных задач таким законом является взаимосвязь дебита жидкости, обводненности добывающей скважины и приемистости окружающих нагнетательных.

Коэффициенты реагирования, полученные с ИНС, позволяют изучать характер взаимосвязи добывающих и нагнетательных скважин в пластовой системе, а также выполнять расчет поскважинного баланса закачки. Анализ обеспеченности отборов жидкости закачкой воды по скважинам юрских отложений нефтяных месторождений Западной Сибири позволил сделать вывод о значительной дисперсии компенсации по площади залежи. Это свидетельствует о неравномерности фронта вытеснения, что приводит к снижению эффективности системы заводнения. Причинами указанного явления могут являться зональная неоднородность пласта, несбалансированные отборы жидкости и закачки воды, одновременность ввода скважин в эксплуатацию, гидроразрыв пласта, остановки и продолжительные ремонты и др. Решением вопроса является совершенствование процесса заводнения на основе управления режимами работы скважин. Это решение обеспечивает прокси-моделирование.

Расчеты показывают, что внедрение прокси-моделирования в бизнес-процесс управления заводнением позволит увеличить объемы добычи нефти на 10–15 % и существенно снизить операционные затраты.

Повышение надежности эксплуатации штанговых насосов для добычи нефти из коллекторов, осложненных выносом механических примесей, с помощью фильтра тонкой очистки

***Р.Р. Рамазанов, К.Р. Уразаков, А.С. Топольников
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
Р.В. Сахнов, Д.М. Деменин (ООО «РН-Пурнефтегаз»),
С.В. Смольников (ООО НПФ «ИнжGeo»)***

Основной причиной отказов установок скважинных штанговых насосов (УСШН), является засорение узлов насоса механическими примесями. По результатам анализа причин отказов УСШН на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» установлено, что каждый второй отказ насоса обусловлен засорением его рабочих органов твердыми частицами. Поэтому одним из приоритетных направлений работы с фондом добывающих скважин, оборудованных УСШН, в ООО «РН-Пурнефтегаз» и на других добывающих предприятиях ОАО «НК «Роснефть» является борьба с влиянием механических примесей.

Наиболее распространенными технологиями борьбы с механическими примесями в настоящее время являются установка скважинных фильтров на пакере в эксплуатационной колонне или в составе насоса и применение газопесочных якорей.

Для преодоления недостатков традиционных технологий специалистами ООО «РН-УфаНИПИнефть» и ООО «РН-Пурнефтегаз» разработана и запатентована конструкция фильтра тонкой очистки (ФТО), использующая новую технологию фильтрующего элемента, основанную на сочетании поверхностной и глубинной фильтрации. Основными преимуществами по сравнению с отечественными и зарубежными аналогами является высокая степень очистки пластовой жидкости от механических примесей, ремонтпригодность, низкая стоимость за счет применения полимерного материала при изготовлении фильтрующих волокон.

Промысловые испытания пяти комплектов фильтров тонкой очистки проводились в ООО «РН-Пурнефтегаз» в 2012-2013 гг. на Комсомольском месторождении. Результаты испытаний показали увеличение срока наработки на отказ по трем скважинам на 18, 21 и 113 %, в двух других скважинах был проведен текущий ремонт, не связанный с техническим состоянием фильтров до окончания срока испытаний. При этом количество взвешенных частиц на скважинах, оснащенных ФТО, снизился в среднем на 42 %. Испытания также показали, что применение одинаковых конструкций фильтров на всех скважинах (в испытаниях использовался один размер фильтрующих ячеек – 200 мкм) является неверным. В будущем должен выполняться индивидуальный подбор тонкости фильтрации в зависимости от granulомертрического состава выносимых частиц.

Об особенностях моделирования трехфазной фильтрации средствами гидродинамических симуляторов

***В.С. Сыртланова (ООО «Нефтегазовые технологии»),
Ф.З. Фатихова (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)***

Совместное течение в пласте трех фаз является одним из наиболее сложных вопросов подземной гидродинамики, изучение трехфазной фильтрации сопряжено с целым рядом трудностей методического и технического характера. Сложности в том числе связаны с тем что, как правило, характеристики трехфазной фильтрации (газ – нефть – вода) определяются комбинированием результатов двухфазной (газ – нефть, нефть – вода, вода – газ), а для произвольного содержания фаз при определении относительных проницаемостей имеется неоднозначность, обусловленная выбором специальных моделей, по существу не вполне обоснованных физически.

Описание трехфазной фильтрации необходимо при решении следующих задач:

- в ходе разработки происходит разгазирование нефти в пласте (в частности, в призабойной зоне);
- при осуществлении закачки газа или водогазовом воздействии, как при смешивающейся, так и несмешивающейся фильтрации;
- при разработке подгазовых зон и нефтяных оторочек.

На тестовых фильтрационных моделях, а также на моделях реальных месторождений проанализированы зависимости основных параметров разработки от способов задания относительных фазовых проницаемостей, наличия гистерезиса, сетки скважин для различных стадий разработки, неоднородности проницаемости.

Методика раздельного учета продукции скважин при одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов

А.С. Топольников, С.Е. Киселев (ООО «РН-Уфанипинефть»)

Согласно постановлению Ростехнадзора при эксплуатации одной скважиной нескольких продуктивных пластов необходимо обеспечить возможность раздельного учета добываемой продукции, данных промысловых исследований и ремонта скважин. Строгое следование этим требованиям возможно только при двухлифтовой схеме подъема продукции скважин с помощью системы концентрических или параллельных НКТ, когда жидкость из разных пластов в скважине не смешивается. Однако внедрение таких схем накладывает ограничения на диаметр обсадных труб (168 мм и более), требует больших затрат на оборудование и ремонт.

Более широкое распространение по сравнению с двухлифтовыми получили однолифтовые компоновки, в которых жидкость из разных пластов поступает к устью по одной колонне НКТ. Такие компоновки характеризуются сравнительно меньшей стоимостью, значительно большей областью применения и меньшими рисками при спуске и ремонте оборудования. Для раздельного замера дебитов, обводненности и давления по пластам применяются различные подходы («косвенные» замеры), в том числе измерения с помощью датчиков, спущенных в интервалы перфорации продуктивных пластов, кратковременная остановка одного из насосов или отсечение одного из продуктивных пластов, использование динамограммы и замеров динамического уровня, химико-аналитический метод и др.

Предложена методика оценки распределения добычи жидкости и нефти по пластам на основе данных устьевых замеров и разовых замеров при кратковременной остановке одного из насосов. На примере анализа технологического режима работы группы скважин на месторождениях Удмуртии при одновременно-раздельной добыче показано, что расчетные дебиты и обводненность скважин по пластам хорошо согласуются с замерными. Предложены критерии, позволяющие по изменению дебита жидкости и обводненности на устье скважин определить необходимость проведения раздельных замеров методом кратковременной остановки верхнего насоса.

Основным преимуществом использования предложенной методики является сокращение числа остановок насосов для замера дебита и обводненности отдельных пластов, которое приведет к увеличению добычи нефти (за счет роста суммарного времени работы насосов) и снижению риска отказа установки (в результате снижения числа запусков/остановок насосов).

Модель притока нефти к горизонтальным скважинам в подгазовых зонах нефтяных оторочек с подстилающей водой

*М.М. Хасанов, О.С. Ушмаев, Д.А. Самоловов,
В.О. Поляков, А.И. Варавва
(ООО «Газпромнефть-НТЦ»)*

Подгазовые зоны являются сложными в разработке объектами, так как уже небольшие депрессии порядка гравитационного перепада фильтрационных потенциалов приводят к прорыву свободного газа из газовой шапки в скважину. Существует ряд работ, посвященных расчету режима работы скважины, не приводящего к прорыву газа – критическому дебиту, для газонефтяных зон без подстилающей воды. Цель настоящей работы – расчет критического дебита горизонтальной скважины в подгазовых зонах нефтяных оторочек с подстилающей водой на протяжении всего периода эксплуатации в безразмерном виде, а также построение технико-экономической модели разработки таких объектов, создание методики решения оптимизационной задачи поиска межрядного расстояния.

Приняты следующие допущения: отсутствие переходной зоны вода – нефть, истинные подвижности нефти и воды равны, малая активность водоносной части по сравнению с газовой шапкой, малое изменение подвижности нефти при снижении давления, пласт однородный. Рассмотрено двумерное сечение рядной системы разработки горизонтальными скважинами. Поле фильтрационных потенциалов рассчитано с применением метода конформных отображений. Выведены формулы для расчета зависимости критического дебита жидкости от времени, времени прорыва воды, коэффициента охвата вытеснением нефти газом до прорыва воды. Для расчета динамики обводненности после прорыва воды рассмотрены аналитическая кинематическая модель движения водонефтяного контакта. Численное интегрирование позволяет получить ряд характеристик вытеснения для различных систем разработки.

Представлена аналитическая технико-экономическая модель разработки подгазовых зон нефтяных оторочек с подстилающей водой. Анализ модели позволяет получить дифференциальное уравнение, описывающее зависимость оптимальной системы разработки от безразмерных технико-экономических параметров: стоимости скважины, нефтенасыщенной толщины пласта.

Полученные результаты могут использоваться при проектировании разработки месторождений с нефтяными оторочками, содержащими обширные подгазовые зоны, а также при экспресс-оценках рентабельности разработки таких объектов.

Решение задач неравновесной фильтрации на коммерческих симуляторах

***А.Н. Черемисин, Н.А. Черемисин, С.В. Костюченко
(ООО «ТННЦ»)***

Прикладные задачи многофазной фильтрации, решаемые с применением большинства коммерческих симуляторов, основаны на предположении о локальном равновесии фильтрующихся фаз: выполнение линейного закона Дарси и зависимость относительных фазовых проницаемостей только от насыщенности фаз. Результаты лабораторных и теоретических исследований позволяют утверждать, что эти следствия равновесной фильтрации часто не выполняются. Так, отклонения от линейного закона Дарси и начальный градиент сдвига необходимо учитывать при расчетах зон интенсивного и неинтенсивного дренирования нефтяных пластов добывающими скважинами, коэффициентов охвата вытеснением и извлечения нефти для разных систем размещения скважин. Другим важным фактором, который необходимо учитывать при моделировании процессов разработки залежей нефти и газа – необратимая деформация порового пространства в процессе эксплуатации залежей нефти и газа.

Разработаны методические приемы, алгоритмы и прикладное программное обеспечение для решения нескольких актуальных задач неравновесной многофазной фильтрации с использованием коммерческих симуляторов типа ECLIPSE. Приведены примеры решения таких задач для моделей реальных месторождений и даны необходимые рекомендации.

Таким образом, разработаны алгоритмы расчета объемного коэффициента охвата вытеснением и зон интенсивного/неинтенсивного дренирования залежей нефти и газа для трехмерных гидродинамических моделей, рассчитываемых с использованием традиционных симуляторов. Разработаны алгоритмы моделирования разработки залежей нефти и газа в условиях необратимой медленно протекающей деформации порового пространства.

Применение метода управляемой редукции данных для оценки неопределенности геологических запасов углеводородов с помощью стохастических 3D моделей на базе объемного метода в распределенных вычислительных средах

М.Б. Шинкарёв (ООО «ТННЦ»)

Оценка неопределенности величины запасов давно и успешно проводится на одномерных моделях, однако на 3D моделях эта процедура не отработана – не до конца обоснована методически и реализована практически. Предлагаемый подход включает необходимые методические обоснования и их практическую реализацию, позволяющую за счет использования распределенных вычислений получать устойчивые результаты в приемлемые сроки. Представлены описание всех методических наработок и результаты расчетного эксперимента. Рассмотрены методы обоснования репрезентативности выборки реализаций подсчетных параметров, заданных в виде 3D кубов, оценочной скаляризации кубов на основе иерархии влияния параметров на результат в рамках формулы объемного метода, управляемой поэтапной редукции дерева вычислений с контролируемой погрешностью, а также ускорения вычислительной процедуры за счет распараллеливания задач на множестве вычислительных ядер, кластеров и/или рабочих станций под управлением Windows/Linux.

Изложенный подход может быть применен в любой проектной организации.

Для заметок