



XI научно-практическая конференция
**Математическое моделирование
и компьютерные технологии
в процессах разработки
месторождений**

15–16 мая 2018 г.,
г. Уфа

Организатор



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XI научно-практической конференции

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

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва
2018**

СОДЕРЖАНИЕ

Акчурин И.О., Буханов Д.А., Эльзенбах С.А.

Оценка уверенности запасов на основе вероятностного подхода с целью оптимизации размещения проектного фонда (на примере Восточной залежи пласта ЮВ₁¹ Нонг-Еганского месторождения)5

Асмандияров Р.Н., Зулькарниев Р.З., Наугольников М.В., Растегаева Е.В.

Проект «Успешность геолого-технических мероприятий – факторный анализ причин отклонения фактических параметров работы скважин от плановых показателей»6

Ветлова А.О., Матвеев Л.Н.

Учет данных гидродинамических исследований скважин при стохастическом моделировании проницаемости7

Волков М.Г.

Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин с отложениями солей в условиях высокого газосодержания добываемой жидкости8

Волков М.Г.

Современное состояние прикладной гидродинамики газожидкостных течений с высоким газовым фактором в механизированных нефтедобывающих скважинах9

Горшенин А.С., Добин О.В., Ильясов Р.Р., Потапов А.О., Хабенский Д.А., Захарова О.А.

Решение обратной задачи обоснования наличия минимально рентабельной ловушки в акватории Восточно-Сибирского и Чукотского морей10

Дикалов Д.В.

Комплексный подход к созданию постоянно действующей геолого-технологической модели на примере Западно-Тугровского месторождения11

Ефимов П.А., Бахтий Н.С.

Опыт разработки и внедрения собственного программного обеспечения для геологического моделирования в ОАО «Сургутнефтегаз»12

Закиров Р.Х., Кондратьев В.Г., Муратов Р.Р., Байгильдина Л.Ш.

Оптимизация планирования геолого-технических мероприятий по воздействию на пласт при разработке нефтяных месторождений13

Иванов А.В., Степанов С.В., Левагин С.А.

Численные исследования влияния нестационарности и неравномерности на эффективность работы нефтяных скважин14

Исмагилов Н.С., Якупов Р.Н.

О развитии спектрального подхода к геологическому моделированию: горизонтальные скважины и индикаторное моделирование15

Каневская Р.Д., Новиков А.В.

Математическое моделирование кислотного гидроразрыва пласта16

Кондратьев М.А., Азаров Е.С. Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти	17
Костюченко С.В., Черемисин Н.А., Тополева А.В. Методические основы прямого расчета текущего охвата вытеснением в цифровых геолого-гидродинамических моделях.....	18
Кузнецов С.В. Моделирование фильтрации трехфазной многокомпонентной смеси в пористой среде	19
Кузьмичев О.Б. Определение подсчетных параметров сложнопостроенных, в том числе низкоомных, терригенных коллекторов Западной Сибири по данным исследования керна и переинтерпретации результатов геофизических исследований скважин для оперативной оценки запасов углеводородов.....	20
Лубнин А.А., Юдин Е.В. Оптимизация работы скважин, эксплуатируемых газлифтным способом в условиях шельфа	21
Наугольников М.В., Тепляков Н.Ф. Стоимостная оптимизация разработки на основе емкостно-резистивной модели.....	22
Невmerzицкий Я.В., Семака В.Ю., Панов В.А., Быков А.А., Завьялов И.Н., Завьялова Н.А. Разработка отечественного программного обеспечения для моделирования фильтрации высоковязких нефтей	23
Новиков А.В., Посвянский Д.В. Расчет притока к нефтяной скважине в случайно-неоднородной пористой среде.....	24
Оленчиков Д.М. Метод сглаживания ансамблей: достоинства, недостатки, пути развития	25
Рейтблат Е.А., Глумов Д.Н. Флюидальная модель – основа для моделирования разработки нефтегазоконденсатного месторождения в условиях реализации поддержания пластового давления закачкой сухого газа	26
Рожина Е.В., Тупиченко А.В. Опыт создания гидродинамических моделей рифогенных трещиноватых коллекторов Оренбургской области и их применение для обоснования плотности сетки скважин и оптимальных режимов эксплуатации	27
Самоловов Д.А. Аналитическая модель расформирования нефтяной оторочки при разработке газовой шапки.....	28

Сарапулова В.В.

Прогнозирование роста затрубного давления в добывающих скважинах при проведении гидродинамических исследований.....29

Хисматуллин Р.М., Жилин Е.Н., Скрипникова Н.В., Макаров Т.В.

Особенности построения 3D геологической модели отложений покурской свиты газонефтяного месторождения для целей сопровождения эксплуатационного бурения30

Хисматуллина Ф.С., Хатмуллина А.И., Насыров Н.М., Ковалева Л.А.

Математическое моделирование технологии комбинированного воздействия высокочастотным электромагнитным полем и растворителем на пласт.....31

Черемисин Н.А., Костюченко С.В.

Локализация текущих запасов нефти на гидродинамических моделях неравновесной нелинейной фильтрации32

Юдин Е.В., Лубнин А.А., Лубнина Е.В., Завьялова Н.А., Завьялов И.Н.

Новые инженерные инструменты для оперативной оценки эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи.....33

Яковлев В.Н., Галлямов И.А., Шаимова А.М.

Применение геоинформационных технологий при проектировании зон санитарной охраны подземных водозаборов34

Яубатыров Р.Р., Акмадиева Л.И.

Распределенные расчеты гидродинамического моделирования на грид-кластере для оценки большого количества вариантов разработки месторождения35

Оценка уверенности запасов на основе вероятностного подхода с целью оптимизации размещения проектного фонда

(на примере Восточной залежи пласта ЮВ₁¹ Нонг-Еганского месторождения)

И.О. Акчурин, Д.А. Буханов, С.А. Эльзенбах

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

В условиях снижения добычи на большинстве месторождений Западной Сибири и низкой цены на нефть, актуальным является поиск вариантов оптимизации применяемых технологий добычи нефти с целью снижения экономических затрат. В данных условиях важное значение имеет эффективное управление рисками, их своевременное выявление и минимизация.

Объектом исследования работы является Восточная залежь пласта ЮВ₁¹ Нонг-Еганского месторождения, которая подобно большинству юрских залежей характеризуется высокой степенью неоднородности и низкими коллекторскими свойствами. Залежь активно разбуривается в последние годы (с 2014 г. по настоящее время разбурено около 40 % фонда скважин). Данные бурения последних лет показывают низкую степень подтверждаемости эффективных толщин по сравнению с плановыми показателями. Кроме того, в краевых частях залежи остались неразбуренные участки, потенциал которых требовалось оценить для оптимизации размещения проектного фонда скважин и выработки остаточных запасов.

В представленной работе классический расчет неопределенности дополнен комплексным анализом геостатистических и геологических параметров. Данная методика позволяет выделять и оценивать перспективные зоны, составлять рейтинг бурения скважин и их кустов с целью разработки рекомендаций по размещению и оптимизации проектного фонда скважин.

Важным аспектом данной работы является также создание куба вероятности распространения коллектора, который был применен для оптимизации размещения горизонтального ствола скв. 2015Г.

Преимуществом описанного выше параметра является то, что при совместном анализе его с кубом литологии можно предположить степень уверенности наличия прогнозируемых прослоев в разрезе продуктивного пласта.

В результате были решены следующие задачи.

1. Построение многовариантной геологической модели.
2. Разработка методики построения карты уверенности запасов и 3D параметра распространения коллектора.
3. Выявление наиболее перспективных зон и оптимизация размещения проектного фонда скважин на основе полученных результатов.
4. Анализ степени уверенности распределения коллектора для планирования бурения горизонтальных скважин в наиболее перспективных зонах.
5. Оценка корректности предложенного подхода методом «выколотой» скважины.
6. Экономическая оценка предложенных вариантов оптимизации размещения проектного фонда скважин.

Проект «Успешность геолого-технических мероприятий – факторный анализ причин отклонения фактических параметров работы скважин от плановых показателей»

Р.Н. Асмандияров, Р.З. Зулькарниев, М.В. Наугольников, Е.В. Растегаева
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Мониторинг успешности проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) включает достижения плановых показателей добычи нефти за первый календарный год работы скважины с ГТМ до момента перехода ее в базовый фонд (на первое число последующего года).

По запусчным параметрам проводится факторный анализ отклонения фактического суточного дебита нефти скважин от планового показателя (по БП и сетевому графику) по причинам:

- технологической (забойное давление);
- разработки (пластовое давление);
- обводненности;
- геологическим (проницаемость, эффективная толщина ($H_{эф}$);
- бурения (длина горизонтальной скважины, $H_{эф}$ проводка);
- гидроразрыва пласта (ГРП) (число стадий, параметры трещины X_f, w_f).

По абсолютной добыче выполняется факторный анализ отклонения фактической абсолютной добычи от плановой до конца календарного года (по фактическим данным от одного месяца осуществляется прогноз дебита нефти до конца года), что обусловлено:

- числом дней работы;
- средним приростом дебита за период;
- изменением дебита нефти от запусчного к текущему за счет жидкости и обводненности;
- изменением дебита нефти относительно запусчных по плановым темпам падения план/превышение/недостижение за отчетный месяц

Сигнализатор успешности ГТМ (светофор успешности ≥ 100 , $100-75$, < 75 %) для мониторинга и разработки профилактических мероприятий:

- по запусчным параметрам;
- по темпам снижения дебита на текущий месяц;
- по абсолютной добыче нефти.

Представлена усовершенствованная методика оценки успешности ГТМ для горизонтальных скважин с многостадийным ГРП. Для проведения анализа рассчитывается дебит горизонтальной скважины по одномерной модели фильтрации Ozkan-Raghavan (E. Ozkan and R. Raghavan, SPE-18616). Особенности данной модели являются прямоугольная форма зоны дренирования с границами неперетока, учет интерференции трещин многостадийного ГРП, однородный пласт.

Учет данных гидродинамических исследований скважин при стохастическом моделировании проницаемости

А.О. Ветлова, Л.Н. Матвеевко
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Объектом исследования является нефтяное месторождение на стадии поиска и оценки запасов, по которому имеется ограниченное количество информации о фильтрационно-емкостных свойствах пластов, полученной при проведении гидродинамических исследований (ГДИ) трех разведочных скважин и изучении керна из одной скважины.

Стандартным подходом моделирования проницаемости является ее распределение по петрофизической зависимости от пористости на основе данных изучения керна и геофизических исследований скважин (ГИС). Однако проницаемость, определенная по керну и каротажу, характеризует неоднородность вокруг ствола скважины, в то время как результаты ГДИ описывают пласт в соответствии с радиусом исследования. Кроме того, измеренная по керну проницаемость является абсолютной, а приток жидкости к скважине определяется эффективной проницаемостью, которую получают по результатам ГДИ. Следовательно, ограничение модели проницаемости данными только одного вида исследования может привести к неудовлетворительным результатам при сопоставлении истории разработки и прогнозировании технологических показателей.

Рассмотрена методика стохастического моделирования проницаемости с применением вариограмного анализа на основе результатов ГДИ и керновых данных как исследуемого месторождения, так и месторождения-аналога. Проведены расчеты процессов фильтрации созданной геолого-технологической модели и ее настройка на результаты ГДИ скважин (КВД). Рассчитанные параметры фильтрационной модели находятся в допустимых пределах области неопределенности данных об истории разработки.

Подтверждается, что применение геостатистики с учетом результатов ГДИ повышает достоверность прогноза технологических показателей разработки месторождения. Концепция, реализованная в работе, позволяет учесть данные различных масштабов и степени достоверности для создания наиболее полной и информативной геолого-технологической модели.

Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин с отложениями солей в условиях высокого газосодержания добываемой жидкости

М.Г. Волков

(ООО «РН-УфаНИПИнефть»,
Уфимский гос. нефтяной технический университет)

В настоящее время вопросы влияния повышенного газосодержания продукции скважин на интенсивность осложнений, в частности, на отложения осадков неорганических солей изучены недостаточно. Существенное влияние на разработку месторождений нефти и газа, эксплуатацию скважин оказывает растворяющая способность попутно добываемых вод по отношению к нефти, газу, их отдельным компонентам. Растворимость газов в водах значительно ниже, чем в нефти и зависит от минерализации вод, температуры. Наибольшей растворимостью в водах обладают сероводород и диоксид углерода. С увеличением минерализации вод растворимость в водах газов существенно уменьшается. В целом газосодержание вод может достигать $(1,5-2,0) \text{ м}^3/\text{м}^3$. Наличие в попутно добываемых водах газов влияет на интенсивность отложения в скважинах осадков неорганических солей.

Например, растворимость кальцита в пресных водах невелика и при стандартных условиях составляет $0,053 \text{ г/л}$. С ростом температуры в условиях забоя скважин вероятность выпадения осадка кальцита возрастает. В скважинах, добывающих обводненную продукцию, по мере подъема жидкости происходит снижение температуры и давления, приводящее одновременно к увеличению (под действием температуры) и уменьшению (под действием давления) растворимости кальцита в воде, что в первую очередь обусловлено наличием в воде карбонат-иона.

Особенность отложения кальцита в скважинах заключается, в частности, в пористо-образовавшихся отложениях, что является следствием кристаллизации солей кальцита в присутствии газовой фазы и механических примесей – зерен пород коллекторов, капель нефти, асфальтосмолопарафиновых веществ, динамических параметров газожидкостного потока. Результаты детальных исследований насосного оборудования аварийных скважин указывают на взаимосвязь этих явлений. Наиболее интенсивные процессы солеотложения отмечаются в газосепараторе и на первых ступенях рабочих органов насосов. По мере увеличения давления по секциям насоса интенсивность солеотложения снижается, при этом свободный газ вторично растворяется в нефти. Комплексное изучение указанных процессов является важной задачей, ее решение позволит определить баланс между выбором оптимального режима эксплуатации как пласта с точки зрения притока добываемой жидкости, так и погружного насосного оборудования с точки зрения максимального коэффициента полезного действия насосной установки и ее наработки на отказ.

Современное состояние прикладной гидродинамики газожидкостных течений с высоким газовым фактором в механизированных нефтяных скважинах

М.Г. Волков

(ООО «РН-УфаНИПИнефть»,
Уфимский гос. нефтяной технический университет)

Современное состояние прикладной гидродинамики газожидкостных течений с высоким газовым фактором в механизированных нефтяных скважинах характеризуется глубоким анализом рабочих процессов в стационарной постановке. В то же время существует ряд задач, связанных с управлением, технической диагностикой и проектированием погружного скважинного оборудования, решение которых требует не только статического, но и динамического анализа рабочих процессов и характеристик. В этих условиях особую актуальность приобретает использование пакетов программ SolidWorks, ANSYS и других., которые достаточно качественно моделируют гидродинамические процессы на локальных участках погружного оборудования. Однако для системного анализа динамики сложных технических систем, таких как «многоступенчатый центробежный насос (УЭЦН) – газосепаратор – входные и выходные трубопроводные системы», имеющих протяженность сотни метров, и в которых, как правило, реализуются различные структуры газожидкостного течения, численный подход, применяемый в указанных выше пакетах, не пригоден, так как требует больших вычислительных затрат времени.

Поэтому актуальна разработка математических моделей для системного анализа эксплуатации погружного оборудования, открывающих новые возможности для создания быстродействующих программ, характеризующихся приемлемой точностью и работающих в режиме реального времени.

Одним из путей реализации таких моделей является использование так называемого «гидравлического подхода», когда трехмерное турбулентное течение в исследуемых проточных каналах заменяется квазиодномерным, усредненным потоком жидкости по их сечению. Математические модели нестационарных процессов в газожидкостной среде представляют собой систему обычных нелинейных дифференциальных уравнений неразрывности, количества движения и необходимой замыкающей аналитики. Несмотря на очевидные выводы о негативном влиянии газа в добываемой продукции на работу погружного оборудования, промышленные наблюдения указывают на значительные неопределенности, существующие при трактовке подобных явлений, например, статистическая зависимость наработки скважин на отказ от газосодержания и давления на приеме насоса по отношению к давлению насыщения нефти газом.

Показана необходимость комплексного многофакторного изучения движения газожидкостной смеси в системе «призабойная зона пласта – насос – ствол скважины» для прогнозирования осложнений и оптимизации режимов работы насосного оборудования.

Решение обратной задачи обоснования наличия минимально рентабельной ловушки в акватории Восточно-Сибирского и Чукотского морей

А.С. Горшенин, О.В. Добин, Р.Р. Ильясов, А.О. Потапов, Д.А. Хабенский
(ООО «Газпромнефть-Сахалин»),
О.А. Захарова
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Рассматриваемый лицензионный участок находится на расстоянии более 100 км от берега восточной части Восточно-Сибирского моря. Глубина моря здесь варьируется от 35 до более 200 м, при этом участок характеризуется очень сложным ледовым режимом. Нефтегазовая инфраструктура отсутствует.

Восточно-Арктический регион находится на региональной стадии изучения. На шельфе бурение скважин не проводилось. Представления о геологическом строении региона базируются в основном на информации по островам и интерпретации геофизических полей с привлечением материалов по более изученному Чукотскому морю. Прогноз нефтегазоносности основывается на аналогии со сходным по строению бассейном Северного склона Аляски.

Выполнены камеральные работы: обработка данных сейсморазведки 2D, построение сейсмогеологической модели, моделирование углеводородных систем, вероятностная оценка ресурсов, анализ геологических рисков. Проведенный анализ в пределах участка свидетельствует о его высоком углеводородном потенциале и позволят определить наиболее перспективные площади и интервалы разреза осадочного чехла для выполнения дальнейших геолого-разведочных работ (ГРП).

Для определения технической и экономической целесообразности освоения лицензионного участка рассмотрены различные концепции обустройства. Сценарии обустройства предусматривают строительство одной технологической платформы для эксплуатационного бурения с жилым модулем, опирающейся на бетонное основание гравитационного типа. Отгрузка сырой нефти выполняется непосредственно с платформы или альтернативно. Доказана техническая осуществимость освоения потенциальных месторождений в пределах лицензионного участка существующими технологиями.

На основе концептуальной модели обустройства и прокси-модели разработки месторождений нефти, учитывающих ограничения инфраструктуры, темпы бурения, тип заканчивания скважин, тип залежи, динамику обводнения и газового фактора по характеристикам вытеснения, подготовлена вероятностная финансово-экономическая модель. Таким образом, определено пространство параметров потенциальных месторождений, обеспечивающих рентабельность добычи углеводородов в Восточно-Арктическом регионе технологиями, доступными сегодня. При этом динамическая модель позволяет корректировать пространство в зависимости от изменения макропараметров экономики или иных входных параметров. На основе сопоставления результатов технико-экономического моделирования и геологического изучения недр определена ненулевая вероятность существования ожидаемого месторождения в пределах лицензионного участка и сформированы рекомендации по дальнейшим целевым ГРП.

Комплексный подход к созданию постоянно действующей геолого-технологической модели на примере Западно-Тугровского месторождения

Д.В. Дикалов

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

Целью данной работы является описание процесса создания постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) для повышения эффективности разработки месторождения в результате принятия более точных проектных и оперативных решений.

Рассмотрен комплексный подход к построению ПДГТМ для решения задач создания проектно-технической документации, а также мониторинга процесса разработки – расчета технологических показателей эксплуатации новых скважин и прогнозирования результатов выполнения геолого-технических мероприятий.

Для минимизации рисков при бурении новых скважин, расчета формирования системы поддержания пластового давления и мониторинга прогнозирования результатов проведения геолого-технических мероприятий в 2014 г. было принято решение по созданию ПДГТМ Западно-Тугровского месторождения.

Работа по созданию и сопровождению ПДГТМ Западно-Тугровского месторождения включала следующие этапы.

1. Создание базы данных.
2. Выбор и обоснование геологической основы.
3. Оценка геологической неопределенности.
4. Создание 3D геологической модели.
5. Ремасштабирование модели.
6. Обоснование параметров для оценки неопределенности модели.
7. Адаптация модели.
8. Прогноз показателей разработки.

По результатам моделирования были проанализированы основные неопределенности модели, влияющие на адаптацию ПДГТМ, предложен перечень мероприятий по их снижению.

ПДГТМ Западно-Тугровского месторождения применяется для сопровождения бурения новых скважин, на ней проводятся расчеты с целью формирования системы поддержания пластового давления и мониторинга процесса разработки.

Опыт разработки и внедрения собственного программного обеспечения для геологического моделирования в ОАО «Сургутнефтегаз»

П.А. Ефимов, Н.С. Бахтий
(ОАО «Сургутнефтегаз»)

В течение многих лет в ОАО «Сургутнефтегаз» ведется разработка собственного программного обеспечения (ПО) для гидродинамического моделирования. В 2016 г. также инициировано создание собственного ПО для геологического моделирования.

Для обеспечения полной независимости от иностранных производителей ПО важно не только самостоятельно разрабатывать ПО, но и использовать открытые и свободные средства его разработки. В связи с этим в качестве основного средства разработки выбран Qt – кроссплатформенный набор библиотек для разработки ПО на языке программирования C++, позволяющий создавать программы как для Windows, так и для Linux без изменения их исходного кода. Данный выбор предоставляет полную независимость от коммерческих операционных систем и средств разработки. Кроме того, открытое ПО бесплатно, что позволяет снизить финансовые вложения.

За два года работы были разработаны программные модули, которые вошли в ПО для геологического моделирования «Геосхема». Модуль построения корреляционных схем, позволяющий создавать произвольные корреляционные схемы скважин с отображением загруженной геолого-геофизической информации. Модуль 2D карты, предназначенный для отображения и редактирования скважин, поверхностей, контуров, кубов трехмерных геологических моделей и т.д. Модуль геологического разреза, реализующий возможность построения произвольных сечений по загруженным в проект геологическим моделям с одновременным отображением траекторий скважин, геофизических кривых и т.д. Модуль 3D карта для просмотра и редактирования загруженных в проект данных в трехмерном виде. Модуль подсчета запасов, позволяющий создавать двумерные геологические модели и выполнять по ним подсчет запасов. Модуль «Макет» для оформления карт, схем корреляции, геологических разрезов для печати и использования в отчетах.

Текущая версия «Геосхемы» активно используется в ОАО «Сургутнефтегаз». Уже на данном этапе она реализует большой объем функциональных возможностей, необходимый геологам, что значительно снижает нагрузку на лицензии коммерческого ПО, ускоряет и повышает эффективность работы с текущими проектами. Работа по развитию «Геосхемы» продолжается, учитываются пожелания пользователей, добавляется новый функционал.

Оптимизация планирования геолого-технических мероприятий по воздействию на пласт при разработке нефтяных месторождений

Р.Х. Закиров, В.Г. Кондратьев, Р.Р. Муратов, А.Ш. Байгильдина
(ООО «ТатАСУ»)

Планирование проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на основе анализа геолого-промыслового материала, знаний о методах воздействия на пласты и опыта специалистов неизбежно содержит существенную долю субъективности, что снижает эффективность технологий воздействия на пласт. Для повышения обоснованности принятия решений при планировании ГТМ и повышения их эффективности предлагается использование экспертной системы и нечеткой логики, эмпирических и вычислительных моделей эффективности технологий. Выбор экспертной системы как разновидности искусственного интеллекта вместо нейросетевых технологий обусловлен преимуществами при решении трудно формализуемых задач управления и принятия решений в условиях, позволяющих построить неформальные модели решения.

Применение лингвистических переменных для описания характеристик объектов и метода, основанного на многокритериальной нечеткой модели принятия решений, позволяет использовать всю информацию, обычно фрагментарную и неполную, а также информацию, которая не может быть обработана традиционными методами. Методы, основанные на теории нечетких множеств, показали большую эффективность при решении задач, требующих обработки нечетких понятий, умозаключений на таких понятиях, принятия решений в условиях неполноты, неточности исходных данных, нечеткости достигаемых целей.

Экспертно-информационная система «ГТМ.Эксперт», основанная на указанных принципах, осуществляет диагностику состояния пласта и адресный подбор технологий для скважин с использованием интегрированной геолого-промысловой, технологической, технической и экономической информации. Базы знаний адаптируются к условиям конкретных месторождений и различным системам разработки.

Результатом применения экспертно-информационной системы является количественное и качественное обоснование применения технологий для принятия решения при планировании ГТМ. При этом лицо, принимающее решение, опирается на накопленный опыт и знания большого числа специалистов, результаты применения технологий в широком диапазоне объектов разработки, анализ интегрированных данных работы и исследованиях скважин.

Численные исследования влияния нестационарности и неравновесности на эффективность работы нефтяных скважин

А.В. Иванов, С.В. Степанов, С.А. Левагин
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Целью работы являлось численное исследование влияния динамики дебита жидкости на эффективность добычи нефти с учетом и без учета влияния неравновесности на относительные фазовые проницаемости (ОФП).

Рассматриваются результаты применения разработанной компьютерной программы для численного исследования показателей эксплуатации нефтяной скважины. Компьютерная программа создана на основе физико-математической модели, описывающей фильтрацию нефти и воды в пласте, в том числе и с учетом неравновесных ОФП по модели Г.И. Баренблатта.

Численные исследования проведены по следующей методике: выбор типовых скважин, определение времени релаксации, выполнение серии расчетов из четырех вариантов технологического режима (постоянный, растущий, снижающийся, фактический дебит скважины) при трех вариантах строения пласта (однородный, слоисто-неоднородный и случайно-неоднородный).

При однородном строении пласта возникновение осцилляций происходит при сравнительно больших значениях обводненности и только при увеличении скорости фильтрации. По динамике накопленной добычи нефти для этого и других случаев характерно, что режим снижающейся добычи жидкости позволяет добыть больше нефти. В случае слоисто- и случайно-неоднородного пласта пульсирующий характер обводнения отмечен для всех режимов эксплуатации скважины. Если сравнивать динамику накопленной добычи нефти для разных пластов, то в краткосрочном (относительно) периоде эксплуатации скважины максимальная добыча нефти соответствует снижающемуся дебиту жидкости.

О развитии спектрального подхода к геологическому моделированию: горизонтальные скважины и индикаторное моделирование

Н.С. Исмагилов (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
Р.Н. Якупов (ООО «ИТСК»)

Работа направлена на дальнейшее развитие спектрального подхода к геологическому моделированию. Спектральное моделирование является относительно новым подходом к трехмерному вероятностному моделированию свойств нефтяных пластов и заключается в разложении в ряд Фурье данных геофизических исследований скважин с последующим моделированием коэффициентов разложения. К преимуществам спектрального подхода относятся послабление требования стационарности к моделируемым данным, применение объективного периодограммного анализа вместо вариограммного субъективизма, независимость алгоритма от сетки моделирования и его параллелизуемость.

Недостатками подхода являются моделирование только непрерывного свойства пласта и отсутствие возможности моделирования дискретных свойств непосредственно по данным петрофизической интерпретации, т.е. проведение индикаторного моделирования. Такая задача является актуальной, поскольку не всегда можно построить геологическую модель по данным поточечной интерпретации путем моделирования кубов непрерывных свойств. В работе предложен метод расширения функционала спектрального моделирования, который позволяет осуществлять индикаторное спектральное моделирование.

Ограничением применения спектрального метода являлось также то, что вследствие алгоритма в процессе моделирования использовались только данные о субвертикальных скважинах. В работе представлен новый метод, позволяющий при спектральном моделировании использовать данные о горизонтальных скважинах. Это особенно актуально при увеличении числа месторождений, разрабатываемых с применением горизонтальных скважин.

Представленные в работе аналитические алгоритмы и методы реализованы в программном коде и протестированы на данных реальных месторождений. Полученные результаты позволяют сделать вывод об эффективности разработанных решений и существенном расширении области применения спектрального подхода к геологическому моделированию.

Математическое моделирование кислотного гидроразрыва пласта

Р.Д. Каневская, А.В. Новиков
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) применяется для интенсификации добычи скважин, вскрывающих карбонатные залежи. Два главных процесса определяют характеристики стимулированной области при КГРП: транспорт кислоты вдоль трещины определяет ее длину после смыкания; распространение кислоты в пласт, сопровождающееся растворением породы, определяет ее проводимость. Определение проводимости трещины представляет наибольшую сложность при моделировании КГРП. В настоящее время, ее расчет основан на различных эмпирических корреляциях, полученных с помощью лабораторных экспериментов с кернами, которые позволяют учесть сжимающие напряжения пласта, неровность стенок трещины, определяемую временем контакта кислоты с породой и темпом ее нагнетания, минералогическую и петрофизическую неоднородности пласта. Однако данные корреляции установлены в лабораторных условиях для определенных пород и размеров зерна, условно могут применяться для других случаев. Кроме того, в них входят параметры, которые могут быть определены с высокой долей погрешности, а иногда их установление не возможно на практике.

В данной работе предложена модель КГРП, которая позволяет рассчитать форму, размер и проводимость стимулированной области. Модель предполагает решение уравнений баланса массы и конвекции-диффузии для раствора кислоты в трехмерной трещине. Скорость движения раствора в ней определяется на основе аналитического решения задачи о ламинарном течении в плоском канале с проницаемыми стенками (задача Бермана). В пласте рассчитывается двухфазная многокомпонентная фильтрация водного раствора кислоты и нефти с учетом кинетики растворения карбонатной породы. Считается, что образующиеся в результате реакции углекислый газ и соль полностью растворяются в воде и переносятся с кислотой в водной фазе. На основе полученного распределения пористости по формуле Козени – Кармана рассчитывается проницаемость. Предполагается, что течение вблизи трещины направлено по нормали к ее стенкам.

Проведен ряд расчетов синтетических примеров КГРП. Получены распределения проницаемости стимулированной области, рассчитана ее проводимость. Выполнено сравнение полученных результатов с известными корреляциями.

Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти

М.А. Кондратьев, Е.С. Азаров

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

На территории деятельности ТПП «Урайнефтегаз» проблема совершенствования разработки является одной из основных, поскольку месторождения характеризуются высокой степенью выработки запасов.

Решение данной проблемы может заключаться в поиске и разработке новых (альтернативных) методик для выявления зон остаточных запасов.

Целью работы является разработка метода построения карт вероятностей для прогнозирования расположения зон остаточных запасов нефти на примере Ловинского месторождения.

Сущность метода заключается в следующем.

1. Определение факторов, теоретически взаимосвязанных с вероятностью наличия зон остаточных запасов нефти.
2. Выделение наиболее значимых факторов.
3. Учет степени выработки запасов нефти.
4. Построение карт вероятностей наличия зон остаточных запасов нефти по результатам исследования.
5. Применение на практике построенных карт вероятностей.

В работе рассмотрено большее число геологических и технологических факторов, теоретически взаимосвязанных с вероятностью наличия зон остаточных запасов нефти. Использование статистических методов позволило выделить главные факторы. Учет технологических показателей разработки – фактора степени выработки запасов позволил повысить качество карт вероятностей.

Построенные карты вероятности наличия запасов имеют высокую взаимосвязь с картой текущих подвижных запасов, полученную на основе результатов адаптации геолого-гидродинамической модели к истории разработки.

Научная новизна метода заключается в его универсальности, уменьшении трудозатрат, отсутствии необходимости использования дорогостоящего программного обеспечения и возможности выделить первоочередные скважины для проведения в них геолого-технических мероприятий.

Метод позволил в короткие сроки оценить степень выработки запасов на месторождении и определить зоны остаточных запасов нефти. Дальнейшее опробование метода планируется на других месторождениях ТПП «Урайнефтегаз».

Методические основы прямого расчета текущего охвата вытеснением в цифровых геолого-гидродинамических моделях

С.В. Костюченко , Н.А. Черемисин , А.В. Тополева
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением необходим для эффективной разработки нефтяных залежей. Эти расчеты необходимо выполнять на цифровых геолого-гидродинамических моделях. Отсутствие методики прямого расчета охвата вытеснением – проблема для повышения эффективности проектируемых и реализуемых систем разработки нефтяных месторождений. Особого внимания требует задача определения дренируемых и недренируемых ячеек таких моделей и степени охвата вытеснением каждой ячейки является непростой задачей. Это актуально как для традиционных коллекторов, так и для коллекторов – низкой проницаемости.

В работе авторы развивают понятия текущего коэффициента охвата вытеснением для цифровых моделей. Предложен новый алгоритм прямого расчета текущего охвата вытеснением. Он основан на моделировании процессов нелинейной фильтрации и расчетах относительных фазовых проницаемостей. Разработаны алгоритмы и программное обеспечение, использующее традиционные гидродинамические симуляторы типа Eclipse в качестве расчетных модулей.

Метод, алгоритмы и программные модули апробированы на примерах нескольких месторождений.

Моделирование фильтрации трехфазной многокомпонентной смеси в пористой среде

С.В. Кузнецов
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Сформулирована система уравнений фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине с учетом фазовых переходов (выделения газа, кристаллизации парафина), эффекта Джоуля – Томсона, а также геометрических особенностей системы. За основу принято допущение о локальном термодинамическом равновесии всех фаз в каждой точке пористой среды в каждый момент времени. Разработан алгоритм расчета фазового равновесия трехфазной многокомпонентной смеси, с учетом термодинамических функций фугитивности (летучести) и активности. Обосновано квазиодномерное приближение уравнений, описывающих течение пластового флюида. Учтено снижение проницаемости призабойной зоны пласта в результате кристаллизации парафина. На основе сформулированной системы уравнений разработан пакет программ, позволяющий с хорошей точностью моделировать процесс фильтрации трехфазной многокомпонентной среды в призабойной зоне горизонтальной скважины. Исследован процесс кристаллизации парафина в нефти и показано, что на его скорость значительно влияет разгазирование нефти. Промоделирован процесс вывода скважины на технологический режим и установлено, что изменение забойного давления существенно влияет на конечный коэффициент продуктивности скважины. Показано, что при быстром уменьшении забойного давления может произойти заметное снижение температуры, динамической пористости и проницаемости.

На основании предложенного подхода выявлены закономерности снижения коэффициента продуктивности скважины в зависимости от интенсивности уменьшения забойного давления. Выполнены численные эксперименты, в результате которых определена оптимальная динамика забойного давления в процессе освоения скважины для достижения максимального коэффициента продуктивности.

Определение подсчетных параметров сложнопостроенных, в том числе низкоомных, терригенных коллекторов Западной Сибири по данным исследования керна и переинтерпретации результатов геофизических исследований скважин для оперативной оценки запасов углеводородов

О. Б. Кузьмичев

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

При представлении результатов геологического моделирования и подсчета запасов углеводородов в ГКЗ России приняты два способа оценки коэффициента нефтегазонасыщенности. В первом (основном) способе в качестве петрофизической основы применяются зависимости Дахнова–Арчи между параметром пористости (относительным сопротивлением) и пористостью ($P_n = f(K_p)$), параметром насыщенности (коэффициентом увеличения сопротивления) и водонасыщенностью ($P_n = f(K_v)$), построенные по результатам анализа керна. При втором способе используются связи между удельным электрическим сопротивлением пласта и его объемной влажностью. Оба способа непосредственно учитывают удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенного пласта, которое может быть занижено по различным причинам (из-за присутствия в пласте сульфидов железа, оксидов и железистых пленок на поверхности пор и нефтяных капель). Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности сложнопостроенных, в том числе низкоомных коллекторов, была разработана методика включающая следующие этапы.

1. Выделение в разрезе пластов-коллекторов и определение их толщин.
2. Оценка удельного электрического сопротивления зоны проникновения и пласта.
3. Расчет статического потенциала $E_{ПС}$.
4. Оценка коэффициента пористости K_p .
5. Определение удельного электрического сопротивления (минерализации) пластовых вод по $E_{ПС}$ и оценка коэффициента нефтегазонасыщенности пласта по двум вышеуказанным способам.

Критерием нефтенасыщенности пласта, интерпретируемого по данным геофизических исследований скважин, является:

1. превышение коэффициента нефтенасыщенности, определенного вторым способом, над коэффициентом нефтенасыщенности, рассчитанным первым способом (слабое условие).
2. коэффициент нефтенасыщенности, определенный вторым способом, больше или равен 50 % (сильное условие).

Приведены примеры использования методики для оперативной оценки приростов запасов углеводородов по некоторым месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Оптимизация работы скважин, эксплуатируемых газлифтным способом в условиях шельфа

А.А. Лубнин, Е.В. Юдин
(АО «Зарубежнефть»)

В работе рассмотрены особенности планирования и мониторинга работы скважин, эксплуатируемых газлифтным способом в условиях шельфа. Предложена методика решения задач по оптимизации работы добывающих скважин, приведены примеры ее использования на месторождениях шельфа Вьетнама.

В работе представлена методика гидравлических расчетов характеристик многофазного потока в стволе скважины, эксплуатируемой газлифтным способом. Разработан технологический режим эксплуатации добывающих скважин, который учитывает их конструкцию, особенности нефтепромыслового оборудования (расстановку и параметры пусковых клапанов). На основе технологического режима реализована методика, позволяющая оперативно решать следующие задачи:

- минимизировать потери добычи нефти из-за временных остановок компрессорных станций и снижения подачи газлифтного газа;
- оперативно выявлять скважины-кандидаты для проведения геолого-технических мероприятий по оптимизации внутрискважинного оборудования;
- оценивать потенциал скважин;
- максимизировать добычу нефти за счет более корректного распределения газлифтного газа между платформами и скважинами.

Методика разработана для условий одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов с существенно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами, пластовыми давлениями. Приведены примеры использования предложенной методики на месторождениях шельфа Социалистической Республики Вьетнам, разрабатываемых СП «Вьетсовпетро».

Стоимостная оптимизация разработки на основе емкостно-резистивной модели

М.В. Наугольнов, Н.Ф. Тепляков
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Оптимизация операционных затрат добывающих компаний Западной Сибири является важнейшей задачей мониторинга разработки нефтяных месторождений. Это связано как со снижением цен на нефть, так и с ростом обводненности добываемой продукции. Часто суммарная величина операционных затрат заставляет предприятия отказаться от эксплуатации скважин, что негативно влияет как на доход предприятия, так и на степень выработки запасов.

Развитие инструментов моделирования открывает перед компаниями возможности оптимизации основных технологических и экономических показателей разработки месторождения. Особенно это актуально для месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки, достижение рентабельности, на которой невозможно без проведения постоянных оптимизационных мероприятий. Однако геологические неопределенности и сложность корректной оценки гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами не позволяет получать однозначный ответ на вопрос по эффективности поддержания пластового давления (ППД) и отдельных нагнетательных скважин. К сожалению, сложность создания постоянно действующей гидродинамической модели не позволяет в полной мере отвечать требованиям оптимизации системы заводнения. При этом аналитические методы, несмотря на простоту и гибкость использования, не распространены среди инженеров-разработчиков из-за низкой прогнозной способности.

В связи с этим предложена гибридная гидродинамическая модель исходя из емкостно-резистивной аналогии (CRM). Ее использование основано на обучении на исторических данных, проверке качества обучения на тестовых исторических данных и последующем прогнозе показателей разработки. Основанная на физических процессах упрощенная модель материального баланса с минимальным числом неизвестных позволяет эффективно и с достаточным качеством идентифицировать нагнетательные скважины в зависимости от низкой добычи нефти и прогнозировать эффект от изменения приемистости нагнетательных скважин. В интеграции с экономической моделью данный CR-метод дает возможность осуществлять прогноз и максимизацию NPV в зависимости от условно-переменных затрат предприятия. Использование метода на ряде месторождений Западной Сибири и синтетических кейсах показало хорошую сходимость с результатами расчетов на более сложных численных моделях.

Разработка отечественного программного обеспечения для моделирования фильтрации высоковязких нефтей

Я.В. Невмержицкий, В.Ю. Семака, В.А. Панов,
А.А. Быков, И.Н. Завьялов, Н.А. Завьялова
(Московский физико-технический институт)

В связи с истощением запасов месторождений происходит переход к выработке трудноизвлекаемых запасов, в частности, объектов, содержащих высоковязкую нефть. Широкое применение для разработки таких объектов получили тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Выбор оптимальной с точки зрения добычи и экономики технологии разработки месторождения с использованием тепловых МУН связан с многовариантными расчетами на полномасштабных и секторных моделях. Целью данной работы является разработка симулятора, позволяющего проводить расчеты неизотермической многокомпонентной фильтрации с фазовыми переходами.

Задача решается в двумерной области, причем предусмотрена возможность расчета как площадных моделей (при пароциклической обработке пласта), так и профильных (при применении парогравитационного дренажа). Нефть представлена двумя псевдокомпонентами: легкой и тяжелой фракцией, которые могут переходить в газовую фазу, водная фаза представлена одним компонентом, который также может переходить в газовую фазу. При численном моделировании учитываются вязкопластические свойства нефти, фильтрация воды и газа осуществляется по закону Дарси. Расчет фазового равновесия выполняется путем решения уравнений Рэчфорда – Райса, в которых константы фазового равновесия описываются корреляцией Вильсона. Плотности, вязкости фаз являются функциями температуры и давления, реологические параметры нефти, концевые точки и относительные фазовые проницаемости в них зависят только от температуры. В процессе моделирования учитываются эффекты, связанные с теплопроводностью, в том числе теплотери через кровлю и подошву пласта, прогрев скважины нагревателем.

Кроме расчетов процесса фильтрации, в разрабатываемом симуляторе реализована возможность расчета технологического режима нагнетательной скважины для связи параметров на забое и устье. Моделирование течения пароводяной смеси осуществляется полуаналитическим методом с помощью корреляции Беггса – Брилла.

Разработанная программа верифицирована путем сравнения с известными аналитическими решениями, а также с результатами моделирования на коммерческом симуляторе. Были также проведены тестовые расчеты для исследования эффективности теплового воздействия на пласт с вязкопластической нефтью.

Расчет притока к нефтяной скважине в случайно-неоднородной пористой среде

А.В. Новиков, Д.В.Посвянский
(«Роксар Технолоджис АС»)

В данной работе рассматривается нестационарная фильтрация однофазной жидкости к вертикальной скважине, находящейся в неоднородном пласте, изменение проницаемости которого представлено гауссовому случайным полем. Решение такой задачи позволяет оценивать влияние неопределенности фильтрационных свойств пласта на гидродинамические параметры скважин.

Для решения подобных задач авторами использовался аппарат диаграммной техники Фейнмана, который широко применяется для решения различных задач квантовой механики. В гидродинамике пористой среды подобные задачи решались ранее (М.И. Швидлер, 1985 г.) методами теории возмущений, рассмотрение ограничивалось случаем малых неоднородностей и по этому параметру учитывались лишь первые поправки к усредненному давлению. Диаграммная техника дает возможность получить поправки более высоких порядков, что позволяет выйти за пределы малых неоднородностей.

Получено выражение для пространственного распределения давления в пласте, усредненного по различным реализациям гауссового случайного поля проницаемости. В общем случае давление определяется численно. В предельных случаях крупно- ($\lambda \gg r$) (λ – корреляционная длина, а r – расстояние от скважины до точки наблюдения) и мелкомасштабных ($\lambda \ll r$) неоднородностей получены аналитические выражения для его распределения давления. Приведенные выражения могут использоваться для интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин в неоднородных пластах. Обсуждается вопрос об оценке ранга вариограммы случайного поля проницаемости по данным гидропрослушивания скважин.

Метод сглаживания ансамблей: достоинства, недостатки, пути развития

Д.М. Оленчиков
(«Роксар Технолоджис АС»)

В последнее время все чаще переходят к многовариантному моделированию, позволяющему получать не одно значение показателя, а вероятностные распределения прогнозных показателей. Это важно при принятии решений с учетом возможных рисков. Основная сложность заключается в учете данных об истории разработки, так как каждая построенная модель должна им соответствовать. Одним из перспективных подходов является метод сглаживания ансамблей (Ensemble Smoother). Однако попытки его практического применения часто не позволяют получить требуемый результат. Целью работы является выявление причин, препятствующих эффективному практическому применению метода и предложение решений по повышению его универсальности и эффективности.

Рассматриваются геолого-гидродинамические модели, в которых выделены варьируемые параметры (модификаторы). Первоначально на основе данных о возможных неопределенностях строятся априорные вероятностные распределения модификаторов. Для их аппроксимации используется ансамбль реализаций моделей. Строится априорный ансамбль. При этом важным является учет данных об истории разработки месторождения. Для этого применяется многостадийная процедура перестройки ансамбля, называемая сглаживанием. Метод основан на применении многомерной линейной регрессии и позволяет работать с очень большим числом неопределенных параметров, включая кубы геологических свойств. Результатом является апостериорный ансамбль реализаций модели, согласованный с историей разработки и представительный для построения прогнозных вероятностных распределений.

В работе проанализированы преимущества и недостатки многошагового метода сглаживания ансамблей (ES_MDA), выявлены причины, препятствующие его эффективному практическому применению:

- существенная нелинейность моделируемых процессов разработки;
- некорректное использование допустимой погрешности исходных данных при задании целевых значений наблюдаемых (исторических) параметров;
- неучет возможных корреляций между анализируемыми параметрами;
- построение единой многомерной регрессии, учитывающей одновременно все данные наблюдений, что приводит либо к необходимости работы с очень большим числом реализаций модели, либо к потере статистической значимости построенной регрессии;
- часто реальные исходные данные содержат внутренние противоречия;
- сложность при необходимости расширения апостериорного ансамбля, его приходится полностью перестраивать.

Предложены способы устранения указанных недостатков, позволяющие повысить эффективность применения метода. Приведены примеры использования усовершенствованного метода сглаживания ансамблей.

Флюидальная модель – основа для моделирования разработки нефтегазоконденсатного месторождения в условиях реализации поддержания пластового давления закачкой сухого газа

Е.А. Рейтблат, Д.Н. Глумов
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Для корректного учета физических процессов, происходящих при добыче нефти, газа и конденсата, задачу моделирования нефтегазоконденсатного месторождения при поддержании пластового давления закачкой сухого газа требуется решать в композиционной постановке. Однако время расчета занимает несколько дней из-за большого числа активных ячеек и многокомпонентности флюидальной системы. С целью сокращения времени расчета было предложено провести корректный переход от к моделированию Black Oil. Для этого требовалось решить следующие задачи:

- 1) выполнить настройку единого уравнения состояния для нефтегазоконденсатной залежи для композиционного моделирования;
- 2) осуществить расчеты на композиционной модели для понимания процессов, происходящих при закачке сухого газа в газовую шапку и его прорывах в нефтяную оторочку;
- 3) выбрать коэффициент VAPPARS и подготовить выгрузку для псевдокомпозиционного моделирования с учетом изменения процесса испарения конденсата в зависимости от количества нагнетаемого газа в ячейке.

Настройка единого уравнения состояния проводилась с использованием кондиционных результатов исследований пластовых проб газа и нефти. Флюидальная модель настраивалась в программном комплексе PVTsim.

Расчеты на композиционной секторной модели показали, что при закачке сухого газа в газовую шапку происходит не только повышение пластового давления. Сухой газ взаимодействует с выпавшим в газовой шапке конденсатом и с нефтью, когда прорывается в нефтяную оторочку, обогащаясь и изменяя свойства и состав жидких углеводородов. При этом количество нефти, переходящей в газ, зависит от соотношения газа и нефти при их контакте, а также от зоны, через которую проходит закачиваемый газ.

Детальное изучение изменения состава и свойств пластовых флюидов в связи с массообменными процессами позволило выбрать коэффициенты VAPPARS и сделать выгрузку для псевдокомпозиционного моделирования.

Сравнение результатов расчетов на трех секторных моделях (композиционной и псевдокомпозиционной/VAPPARS) показало высокую сходимость расчетов.

Опыт создания гидродинамических моделей рифогенных трещиноватых коллекторов Оренбургской области и их применение для обоснования плотности сетки скважин и оптимальных режимов эксплуатации

Е.В. Рожина, А.В. Тупиченко

(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Одними из перспективных по наращиванию добычи в ПАО «Оренбургнефть» являются рифогенные пласты франского возраста, представляющие собой литологически ограниченные со всех сторон ловушки с массивным типом залежи, неоднородным строением пустотного пространства.

В условиях малой площади рифовых залежей, больших запасов и сложнопрогнозируемой структуры порового пространства наиболее важным является решение задач по формированию оптимальных подходов к разработке. Особо актуальны задачи планирования объемов бурения, расположения и сочетания числа добывающих и нагнетательных скважин, оценки эффективности системы поддержания пластового давления, обоснование режимов эксплуатации скважин. В первом приближении использовались аналитические методы с учетом опыта разработки месторождений-аналогов и стандартные гидродинамические модели. Однако они не смогли обеспечить приемлемый уровень адаптации к динамике обводненности и давления, что не позволило использовать эти модели для прогнозирования.

По результатам анализа данных исследования керна, геологической концепции строения рифов, материалов гидродинамических исследований, особенностей динамики обводнения стало очевидно, что для корректного учета указанных факторов необходимо создание гидродинамической модели двойной среды, учитывающей трещиноватую составляющую. Подходы к их созданию можно условно разделить на два типа: непрерывный (модели двойной пористости и двойной проницаемости) и дискретный (модель реальной трещины). Недостаточный объем данных о свойствах трещин не позволил построить дискретную модель, поэтому была выбрана модель двойной пористости. На основе созданных гидродинамических моделей были определены зависимость оптимальной депрессии от высоты ИП над водонефтяным контактом, предотвращающая подтягивание конуса подошвенных вод, оптимальное число и соотношение добывающих и нагнетательных скважин в зависимости от величины запасов и активности пластовой водонапорной системы.

Кроме того, показано, что закачка воды в водонасыщенную часть рифа обеспечивает больший отбор от начально извлекаемых запасов.

Аналитическая модель расформирования нефтяной оторочки при разработке газовой шапки

Д.А. Самолов
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Значительная часть мировых запасов нефти сосредоточена в нефтяных оторочках, открытых во второй половине XX века. Из-за отсутствия технологий, позволяющих рентабельно разрабатывать подобные объекты, таких как бурение длинных стволов горизонтальных скважин, контролируемый малообъемный многостадийный гидравлический разрыв пласта, в большинстве случаев разработка нефтяных оторочек признавалась нерентабельной, и в эксплуатацию вводилась газовая шапка. Снижение пластового давления при добыче свободного газа, во-первых, увеличивает вязкость нефти, снижает фазовую проницаемость, во-вторых, приводит к вторжению нефтяной оторочки в газовую часть и частичному уменьшению доли подвижных запасов нефти. При наличии мощного водоносного горизонта происходит вторжение воды в нефтяную оторочку и существенно снижается доля подвижных запасов нефти. Очевидно, что при оценке эффективности разработки нефтяных оторочек, при эксплуатации газовой шапки необходимо учитывать снижение подвижных запасов нефти, особенно если оценка геологических запасов выполнена на основе информации, полученной до ввода в разработку газовой шапки.

С учетом физически обоснованных допущений задачу о расчете потери подвижных запасов нефти нефтяной оторочки при разработке газовой шапки можно описать аналитической моделью, имеющей простое решение. Определены основные безразмерные факторы, влияющие на величину потерь подвижных запасов нефти: безразмерный отбор газа, безразмерные запасы нефти и безразмерные запасы газа. Данные параметры учитывают также объем водоносного горизонта и физико-химические свойства нефти, газа, воды.

Приведен пример применения модели для расчета величины потерь подвижных запасов нефти одного из месторождений с нефтяной оторочкой, на котором разрабатывается газовая шапка. Показано изменение экономической оценки с учетом расформирования оторочки.

Прогнозирование роста затрубного давления в добывающих скважинах при проведении гидродинамических исследований

В.В. Сарапулова

(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Гидродинамическое исследование методом кривой восстановления давления/уровня (КВД/КВУ) в остановленной добывающей скважине является одним из самых распространенных методов определения пластового давления и фильтрационно-емкостных свойств пласта. В коллекторах низкой проницаемости для успешного проведения исследования требуется остановка скважины на не менее 200 ч. При этом возникают риски превышения давления газа в затрубном пространстве выше предельно допустимого значения, что может привести, например, к пропускам на устье скважины. Для решения указанной проблемы в данной работе предлагается метод прогнозирования максимального значения затрубного давления, которое необходимо для снижения числа «недослеженных» КВД/КВУ из-за досрочного прекращения исследования при достижении предельно допустимого значения давления газа в затрубном пространстве.

Методику оценки верхней величины затрубного давления можно разбить на два этапа. На первом этапе по параметрам работы скважины с ЭЦН перед ее остановкой строится распределение давления по длине скважины и определяются масса газа в стволе скважины, а также динамический уровень. На втором этапе строится распределение давления по длине скважины в предположении, что весь газ в скважине находится выше динамического уровня, и что увеличило затрубное давление. Масса газа в скважине на данном этапе рассчитывается двумя способами: по массе нефти после остановки и величине предельного динамического уровня, которые соответствуют выравниванию давлений в скважине и пласте. Путем варьирования предельного динамического уровня и предельного затрубного давления, пока восстановленное забойное давление станет равным пластовому, может быть получено максимальное значение давления газа в затрубном пространстве.

Экспресс-методика примерно в 71 % случаев позволяет прогнозировать верхнюю величину затрубного давления к моменту полного восстановления забойного давления до пластового при гидродинамических исследованиях методами КВД/КВУ. Методика может быть применена при выборе скважин-кандидатов для проведения гидродинамических исследований методом КВД/КВУ и повышения их успешности.

Особенности построения 3D геологической модели отложений покурской свиты газонефтяного месторождения для целей сопровождения эксплуатационного бурения

**Р.М. Хисматуллин, Е.Н. Жилин,
Н.В. Скрипникова, Т.В. Макаров**
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Работа включает:

- локальную интерпретацию сейсмических данных в районе бурения;
- проведение литофациального анализа на основе исследований керна и материалов геофизических исследований скважин (ГИС);
- создание модели литологии на фациальной основе;
- построение модели пористости с учетом прогнозных параметров по результатам акустической инверсии;
- обоснование газонефтяного контакта по комплексу сейсмических атрибутов и создание куба насыщения.

Выполнено моделирование упругих параметров среды. Методом нейронных сетей восстановлены кривые времени пробега продольной волны. По полученным кривым уточнены стратиграфическая привязка отражающих горизонтов и скоростные законы по скважинам, рассчитана новая глубинно-скоростная модель. В разрезе пластов группы ПК₁₋₇ по данным ГИС выделены и прослежены по площади укрупненные фациальные комплексы, характеризующиеся различными коллекторскими свойствами. Геостатистическая оценка параметров разреза позволила выявить уверенные связи между акустическим импедансом и фациальными комплексами, а также получить трехмерный прогноз параметра пористости. В результате создана 3D геологическая модель отложений покурской свиты, учитывающая особенности генезиса субконтинентальных верхнемеловых отложений.

Новизна работы заключается в следующем.

1. Использование сейсмических данных для построения поверхности газонефтяного контакта позволило уточнить модель насыщения и геометрию залежи.
2. Прогноз укрупненных фациальных групп по результатам акустической инверсии дал возможность построить модель литологии с учетом обстановок осадконакопления.
3. Повышена прогнозная способность модели по сравнению с предыдущей, построенной без учета результатов акустической инверсии.

Математическое моделирование технологии комбинированного воздействия высокочастотным электромагнитным полем и растворителем на пласт

Ф.С. Хисматуллина

(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»),

А.И.Хатмуллина

(РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина),

Н.М.Насыров, Л.А.Ковалева (Башкирский государственный университет)

В работе рассмотрена технология комбинированного воздействия высокочастотным электромагнитным полем и растворителем на пласт, в котором происходит фильтрация высоковязкого углеводородного флюида с твердыми отложениями. Разработана математическая модель расчета этого метода увеличения нефтеотдачи, которая учитывает особенности происходящих процессов: образование границ фазового перехода твердых отложений в жидкое состояние, различные скорости движения границ, начало плавления твердой фазы в пласте.

Модель позволяет проследить этапы процессов при воздействии электромагнитного поля при одновременной закачке растворителя, т.е. построить распределение температур, давлений и концентрации растворителя в пласте в разные моменты времени. Задавая разные входные данные для расчета, можно также решать задачи оптимизации указанного метода и оценивать технологическую эффективность различных вариантов реализации технологии.

Результаты расчетов качественно согласуются с данными ранее проведенных исследований, вместе с тем разработанная модель более полно и подробно рассматривает процессы возникновения и движения границ перехода твердой фазы в жидкую, что определяет различие в результатах вычисления по предложенному подходу и его преимуществу перед имеющимися методиками.

Локализация текущих запасов нефти на гидродинамических моделях неравновесной нелинейной фильтрации

Н.А. Черемисин, С.В. Костюченко

(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

В настоящее время большинство разрабатываемых месторождений компании «Роснефть» находится на поздних стадиях разработки, характеризующихся низкими темпами отбора и недостижением проектной нефтеотдачи. Эффективность технологий доизвлечения остаточных запасов зависит от знания структуры остаточной нефтенасыщенности. Проблема адекватной локализации подвижных запасов не может быть решена в рамках «линейных» моделей, в которых остаточная нефтенасыщенность задается статическим распределением в объеме объекта разработки и не зависит от систем разработки.

Изучение структуры остаточной нефтенасыщенности и ее влияния на достигнутый градиент давления/скорость фильтрации показало, что в заводняемых пластах она делится на капиллярно-защемленную (условноподвижную) и адсорбированную (прочносвязанную). Величина условноподвижной части остаточной нефтенасыщенности зависит от скорости фильтрации. Уплотнение сетки скважин и повышение темпов отбора приводят к росту среднего градиента давления и снижению остаточной нефтенасыщенности, повышению темпа отбора нефти и конечной нефтеотдачи. Степень влияния градиента давления на величину остаточной нефтенасыщенности зависит от характера смачиваемости коллектора водой и нефтью. Для чисто гидрофильных коллекторов это влияние сравнительно мало в диапазоне капиллярных чисел $0 - 10^{-5}$. Для коллекторов с гетерогенной смачиваемостью (смешанное смачивание) влияние существенно в диапазоне указанных капиллярных чисел. Практически все коллекторы Западной Сибири относятся ко второму типу. Наибольшее влияние скорости фильтрации/градиента давления наблюдается для гидрофобных коллекторов. Таким образом, современные представления о структуре остаточной нефтенасыщенности и влиянии системы разработки на ее величину позволяют объяснить (и использовать на практике) зависимость нефтеотдачи пластов от плотности сетки скважин и темпов отбора.

Авторы разработали алгоритмическое и программное обеспечение и реализовали в нем несколько подходов к определению зависимости относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от капиллярного числа. Апробация алгоритмов на секторных моделях Самотлорского, Северо-Хохряковского и Моргуновского месторождений показала, что характер выработки запасов в моделях нелинейной фильтрации существенно отличается от результатов, полученных на «линейных» моделях. Особенности выработки запасов для нелинейных моделей позволяют выполнить прямой расчет текущего охвата пласта вытеснением.

Отмечено, что это может использоваться как инструмент анализа степени выработки и локализации запасов в проблемных зонах объектов разработки.

Новые инженерные инструменты для оперативной оценки эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи

Е.В. Юдин, А.А. Лубнин, Е.В. Лубнина (АО «Зарубежнефть»)
Н.А. Завьялова, И.Н. Завьялов (МФТИ)

При ранжировании привлекательности проектов разработки месторождений высоковязких нефтей установлена необходимость создания единого подхода к подбору и экспресс-оценке эффективности технологии тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Целью данной работы является создание удобного и быстрого инструмента для решения этой задачи. В работе проводится сравнительный анализ аналитических методов для планирования тепловых МУН (рассмотрено более 70 наиболее цитируемых публикаций по теме). Определены границы применимости наиболее часто используемых моделей. Для случаев, когда параметры пласта не позволяют пользоваться аналитическими подходами к учету всего спектра физических параметров при воздействии теплоносителя, предложен новый инженерный инструмент. Его реализация основана на решении уравнений двухмерной многокомпонентной многофазной неизоэнтальпической фильтрации в анизотропном пласте. Данный инструмент позволяет непосредственно использовать эмпирические зависимости и корреляции, полученные по результатам лабораторных исследований керн и нефти или по пластам-аналогам.

В результате выполненной работы создано программное обеспечение для проведения оперативных инженерных расчетов на упрощенных двумерных термогидродинамических моделях, позволяющее моделировать и оценивать эффективность воздействия на пласт различных тепловых МУН: парогравитационного дренажа, постоянной и циклической закачки пара, спуска скважинного нагревателя. Реализована возможность одновременного учета влияния физических эффектов в процессе теплового воздействия: изменения смачиваемости и относительных фазовых проницаемостей (в том числе остаточной нефтенасыщенности), термического расширения флюида и породы, дистилляции нефти, изменения начального градиента сдвига для нефти, неньютоновского течения высоковязкой нефти.

Предлагаемый инструмент позволяет решать основные инженерные задачи:

- прогнозировать динамику показателей эксплуатации скважин;
- выполнять сравнительный анализ эффективности различных тепловых МУН;
- выбирать оптимальные параметры выбранной технологии МУН;
- определять распределение прогретой зоны и подвижной нефти в пласте;
- оценить динамику распространения паровой камеры.

На основе реализованного инструмента приведены примеры расчетов паротеплового воздействия на залежь с нефтью, обладающую неньютоновской реологией. Показано, что наличие нелинейных эффектов и предельных градиентов сдвига может принципиально повлиять на стратегию разработки месторождения.

Применение геоинформационных технологий при проектировании зон санитарной охраны подземных водозаборов

В.Н. Яковлев, И.А. Галлямов, А.М. Шаимова
(ООО «РН-УфаНИПинефть»)

Разработка нефтяных месторождений сопровождается использованием большого объема пресной воды для хозяйственно-питьевого, производственного и противопожарного водоснабжения. Как правило, при прочих равных условиях, использование пресных подземных вод является предпочтительным. Для всех источников водоснабжения питьевого назначения организуются зоны санитарной охраны (ЗСО), основной целью которых является санитарная охрана от загрязнения как самих источников водоснабжения и водопроводных сооружений, так и территорий, на которых они расположены. Применение геоинформационных систем позволило наглядно представить расположение пространственно распределенных объектов на топографической основе – цифровой карте местности – и выбрать площадку водозабора с учетом требований СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» вне территории промышленных предприятий и жилой застройки.

На основе цифровых карт местности и импортируемого из формата Autocad в формат ArcGis генплана проектируемого объекта – пользователя подземных вод водозабора – составлена геоинформационная система как основа для нанесения границ ЗСО второго и третьего поясов водозабора с учетом требований СанПиН 2.1.4.1110-02. На базе цифровых гидрогеологических карт смоделированы гидродинамические процессы и рассчитаны параметры второго и третьего поясов ЗСО водозабора с учетом напорного градиента водоносного горизонта.

Показано, что применение геоинформационных технологий позволяет разместить объекты обустройства на местности с соблюдением условия, при котором микробное загрязнение водоносного пласта за пределами второго пояса не достигнет водозабора за время продвижения с потоком подземных вод к водозабору (T_m), а время движения химических загрязнителей к водозабору больше расчетного (T_x), которое принимается, как срок эксплуатации водозаборных скважин.

Распределенные расчеты гидродинамического моделирования на грид-кластере для оценки большого количества вариантов разработки месторождения

Р.Р. Яубатыров, Л.И. Акмадиева
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Выбор оптимального сценария разработки месторождения требует расчета большого числа вариантов размещения скважин и/или управления режимом их эксплуатации. Как правило, для этого используется трехмерная гидродинамическая модель пласта, но расчет по ней занимает длительное время. В данной работе представлена система, позволяющая осуществлять параллельный расчет на гидродинамических моделях на нескольких рабочих станциях, объединенных локальной сетью – грид-кластере. В результате, кратно увеличивается число рассмотренных вариантов и повышается качество принимаемых решений.

Разработанный метод включает формирование перечня заданий, их автоматическое распределение по доступным вычислительным узлам и контроль успешности решения каждой задачи. Основной особенностью является возможность выполнения распределенных расчетов на действующей инфраструктуре без использования установки дополнительного программного обеспечения и оборудования. Программа обеспечивает возможность изменения числа активных программных комплексов (ПК) в режиме реального времени, имеет гибкие настройки расписания работы для каждого узла, поэтому вычисления не влияют на оперативную деятельность сотрудников. Система также включает специализированный модуль для подготовки и проведения гидродинамических расчетов, поддерживает основные распространенные коммерческие симуляторы.

В настоящее время система активно используется для выбора размещения скважин на новых активах и поиска оптимального управления текущим фондом скважин на длительно разрабатываемых месторождениях. Обеспечивается линейный прирост дебита с увеличением числа активных узлов. В рамках реинжиниринга одного из активов за одну неделю было рассчитано более 5000 вариантов разработки (эквивалентно 140 дням на одном ПК), что позволило выбрать рентабельный сценарий и значительно повысить экономическую эффективность разработки месторождения.

Данная система может быть использована также для ускорения решения задач, предполагающих проведение независимых многовариантных расчетов.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК
