

СБОРНИК ДОКЛАДОВ



НЕФТЕГАЗОВЫЕ
РОССИЙСКИЕ
КОНФЕРЕНЦИИ

XIII научно-практическая конференция МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЦЕССАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

14–15 АПРЕЛЯ 2021 г.
(ONLINE)

Организатор



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XIII научно-практической конференции

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

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва
2021**

СОДЕРЖАНИЕ

Абрамов Н.В. Моделирование движения подъемного агрегата с помощью уравнений связей с заданными свойствами траекторий	5
Абусалимов Э.М., Лутфуллин А.А., Шарифуллин А.Р., Ситдииков М.Р. Адаптация математических моделей формирования кислотных червоточин по результатам керновых исследований карбонатных коллекторов и оценка их расчетной погрешности	7
Ардисламова Д.Р., Федоров А.И. Моделирование устойчивости ствола скважины в анизотропной среде	8
Аубакиров А.Р. Автоматизированная адаптация ГДМ на историю разработки – шаг на пути к цифровому месторождению	9
Бахмутский М.Л. Сингулярное разложение матриц и уточнение геологической структуры месторождений нефти и газа в процессе разработки	11
Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Ручкин А.А. К вопросу динамического разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRMP	13
Булгакова Г.Т., Абусалимов Э.М., Лутфуллин А.А., Гильфанов Л.Л. Оценка влияния различных факторов на процесс соляно-кислотного выщелачивания карбонатных коллекторов	14
Буркин И.Д., Кудряшов И.Ю. Моделирование течения жидкости с неньютоновской реологией в кольцевом канале	15
Васильев И.А., Дубиня Н.В., Начев В.А., Тихоцкий С.А., Алексеев Д.А. Исследование реакции самоподъемной плавучей буровой установки на сейсмические воздействия	16
Вахитова Г.Р., Шарафутдинов Р.Ф., Хомяков А.С., Копылов С.И. Минералогическая модель горных пород по результатам интерпретации ИНГК-С	17
Вахнин В.С., Денисов М.П., Коверко Д.Г. Интегрированная модель как инструмент повышения качества управления активом	19
Волков М.Г. Моделирование процесса переноса тепла от погружного электродвигателя к обтекающему потоку скважинной жидкости в условиях отложения осадков неорганических солей	20
Громов М.А., Хатмуллина А.И. Моделирование работы скважин в приразломных зонах	22
Джамалбеков М.А., Велиев Н.А., Ибрагимов Х.М. Новая концепция компьютерно-имитационного моделирования динамических систем: теория и применение	23
Егоров А.А., Камилев Э.М., Еловой С.Г. Визуализация течений жидкости со свободной поверхностью методом решетчатых уравнений Больцмана в виртуальной среде	24

Зайнуллин Р.Г. Одномерная пространственная задача для уравнения параболического типа в нецилиндрической области	25
Иванова И.В. Применение палеоструктурного анализа при обосновании водонефтяного контакта	26
Капитонов В.А. Интеграция Access в работу с большими объемами данных в Excel.....	27
Князев С.М., Стрекалов А.В., Лопатин Р.Р., Трушников Д.Н. Использование GasNet-β на примере цифрового двойника Берегового месторождения в системе GasNet Sirius	28
Кобяшев А.В., Громова Е.А., Пятков А.А., Долгов И.А. Экспериментальное и численное моделирование вытеснения нефти газом в тонкой трубке	30
Костюченко С.В., Черемисин Н.А., Емельянов Э.В. Цифровые модели с динамическими фазовыми проницаемостями для локализации и доизвлечения запасов нефти длительно разрабатываемых месторождений	32
Ладейщикова Т.С. Косвенные методы оценки текущего пластового давления в скважине при построении интегрированных моделей месторождений	34
Лубнин А.А. Экспресс-оценка оптимальных параметров разработки и обустройства шельфовых нефтяных месторождений	35
Малюшко Д.С., Мартынов А.В. Повышение эффективности сопровождения моделей с применением системы «МАРС» на примере модулей администрирования и контроля использования расчетных мощностей и лицензий программного обеспечения	36
Овчаров В.В., Акимов А.Г., Мигманов Р.Р., Картавцева И.А. Влияние численной диффузии на результаты гидродинамического моделирования эффективности геолого-технических мероприятий	38
Овчинников К.Р., Силаенков О.А., Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Как и зачем моделировать волновые поля в сейсморазведке	39
Павлов А.А., Васекин Б.В., Меретин А.С., Рошкетаяев А.П. Секторный подход к автоматизированной адаптации гидродинамических моделей	40
Пашали А.А., Михайлов В.Г. Механистическая методика прогнозирования течения водонефтяной смеси в наземной трубопроводной инфраструктуре	41
Пашали А.А. Моделирование процесса рассеивания и генерирования жидкостных пробок для пространственно-ориентированного течения в трубе.....	43
Питюк Ю.А., Махота Н.А., Акмурзина Г.Р., Мухутдинов Р.Р., Закирьянов И.Ш., Сердюк А.Н., Сафин И.Р., Пестриков А.В. Цифровизация бизнес-процесса проведения гидроразрыва пласта	44
Рябов А.Д., Максимова Ю.А. Особенности математического моделирования при прогнозировании образования газовых гидратов в процессе эксплуатации скважин	45
Сазонов Е.О., Хабибуллин И.Л. Типовые кривые забойного давления для скважины с вертикальной трещиной гидроразрыва с учетом скин-эффекта	46

Сарапулова В.В., Латыпова Р.Р., Набиуллин Р.М., Гизатуллин Д.Р. Результаты апробации методов оценки среднего пластового давления	47
Токмакова П.Г. Характеристики дисперсности в объяснении поведения водонефтяных зон при заводнении месторождений Восточной Сибири	48
Трухин И.С., Суховерхов С.В., Задорожный П.А. Применение кластерного анализа для идентификации прорыва закачиваемых вод в нефтедобывающих скважинах	49
Хабибуллин Т.Д., Ступак И.А. Оценка геологических рисков при бурении скважин с применением секторных геолого-гидродинамических моделей	50
Хисматуллина Ф.С., Санников И.Н., Демид М.С. Подходы к реализации стратегии управления двуствольными скважинами при гидродинамическом моделировании месторождений	51
Чиглинцева А.С., Чумаков А.А. Результаты апробации методик моделирования многофазного потока для расчетазабойного давления	52
Шевелёв А.П., Фёдоров К.М., Гильманов А.Я. Оптимизация парциклического воздействия на нефтяной пласт	53
Шевко Н.А. Ускорение численных расчетов моделирования разработки месторождений с использованием графических процессоров	55
Шилькова Ю.Е. Выделение и стохастическая оценка факторов геологического риска, связанных с неопределенностью структурных построений на примере площади Западной Сибири	56
Шляпкин А.С. Математическое моделирование закрепленной проппантом трещины гидроразрыва пласта с использование программного комплекса TSH FRAC	57
Юдаков В.А., Макашев В.Д., Абрамов В.С. Программное обеспечение для расчета аппаратов подготовки нефти и воды TANGO	58

Моделирование движения подъемного агрегата с помощью уравнений связей с заданными свойствами траекторий

Н.В. Абрамов¹

¹ООО «СамараНИПИнефть»

Адрес для связи: abramoff@mail.ru

Ключевые слова: движение, робот-манипулятор, динамика, уравнения динамики, дифференциально-алгебраические уравнения, уравнения связей, программные связи, устойчивость

В последнее время нефтегазовые компании переосмысливают свое отношение к автоматизации процессов в отрасли. Работы, которые повторяются, как правило, уже автоматизированы, но существует ряд, на первый взгляд, простых работ, которые кроме повторения, содержат ряд дополнительных функций, усложняющих процесс роботизации нефтяного комплекса (высокая степень точности, обход сложных препятствий, постоянные изменения в постановке задачи и др.).

Процесс управления роботом-манипулятором предполагает решение совокупности разнообразных задач, связанных с осуществлением необходимых движений исполнительного органа и отдельных звеньев манипулятора. Постановка данных задач всегда следует из анализа требований, предъявляемых к работе манипулятора, и возможностей, обусловленных его техническим оснащением. Анализ динамики робота-манипулятора с учетом приводов как сложной управляемой механической системы с большим числом степеней свободы и определение управляющих воздействий, осуществляющих программное движение манипулятора, представляют самостоятельную задачу.

Как известно, простейшим способом программирования движений робота-манипулятора является задание законов изменения положения его основных частей. Однако, как правило, даже определение законов движения отдельных звеньев в соответствии с внешними условиями, накладывающими ограничения на кинематические показатели движения, не обходится без решения системы конечных уравнений. В то же время динамика манипулятора описывается посредством обобщенных координат, и для определения управляющих воздействий, обеспечивающих движение по заданному закону, программу движений желательно выражать также через обобщенные координаты. Рассматривая манипуляционные роботы как механические системы, составленные из связанных твердых тел, программу движений этой системы задают как уравнения голономных и неголономных связей, наложенных на обобщенные координаты и скорости. Взаимосвязь уравнений динамики манипулятора и соответствующих уравнений связей составляет систему дифференциально-алгебраических уравнений, которые в последнее время являются объектом интенсивных исследований во всех отраслях производства,

включая нефтегазовый комплекс. Главная проблема таких исследований заключается в обеспечении асимптотической устойчивости интегрального многообразия, соответствующего уравнениям связей. Для обеспечения устойчивости движения по интегральному многообразию предложено использовать уравнения программных связей и их возмущений с заданными свойствами траекторий.

В работе рассмотрен метод построения и моделирования уравнений динамики манипуляционных систем с программными связями. Предложен алгоритм решения задачи управления с помощью уравнений связей с заданными свойствами траекторий. Решение данной задачи позволит создать алгоритм и роботизировать технологические процессы в нефтегазовом комплексе, например, работу подъемного агрегата для освоения и капитального ремонта скважин.

Адаптация математических моделей формирования кислотных червоточин по результатам керновых исследований карбонатных коллекторов и оценка их расчетной погрешности

Э.М. Абусалимов¹, А.А. Лутфуллин¹, А.Р. Шарифуллин², М.Р. Ситдиков²

¹ПАО «Татнефть»

²ООО «Тетacom»

Адреса для связи: abusalimovem@tatneft.ru, lutfullinaa@tatneft.ru, cto@tetacom.pro, ceo@tetacom.pro

Ключевые слова: кислотная обработка, керновые исследования, физическое моделирование, кислотные червоточины, обработка призабойной зоны

Комплексное решение задачи повышения эффективности кислотного воздействия заключается в совместном использовании результатов физико-химических исследований, физического и гидродинамического моделирования процесса кислотного воздействия на карбонатные породы.

По результатам аналитического обзора методов физико-математического моделирования процесса кислотного воздействия на карбонатные коллекторы предложена методика проведения физического моделирования, основанная на результатах многолетнего изучения физических основ кислотной интенсификации добычи нефти и лучших мировых практиках. С целью апробации методики проведены исследования по физическому моделированию процесса кислотного воздействия на натуральных образцах карбонатных пород месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Исследованы кислотные составы с различными исходными концентрациями соляной кислоты.

Анализ результатов исследований выявил ключевые параметры эффективности кислотных составов для рассматриваемых условий, позволил определить границы применимости составов, а также разработать рейтинг кислотных составов. Рейтинг дает возможность выбрать состав, обеспечивающий максимально эффективное образование червоточин в карбонатной породе. Показано, что данные, полученные в результате исследований, необходимы для формирования базы данных о физико-химических свойствах породы и повышения точности расчетов в применяемых гидродинамических симуляторах кислотного воздействия.

Предложенная методика физико-химического моделирования позволяет определить минимальный набор параметров эффективности кислотных составов с учетом ограниченного количества фильтрационных тестов. Методика дает возможность разработать первичный рейтинг эффективности составов, а также обеспечить возможность адаптации математических моделей развития червоточин к условиям целевых объектов эксплуатации месторождений, повысить точность расчетов в гидродинамических симуляторах, основывающихся на данных моделях.

Моделирование устойчивости ствола скважины в анизотропной среде

Д.Р. Ардисламова¹, А.И. Федоров¹

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

Адрес для связи: FedorovAI-ufa@bnipi.rosneft.ru ARDISLAMOVADR@bnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: анизотропия упругих свойств, трансверсально изотропная среда, геомеханическое моделирование, анизотропия прочностных свойств

В работе представлен алгоритм для моделирования напряженного состояния ствола скважины в трансверсально-изотропной среде с произвольно ориентированной осью анизотропии. Представлен способ описания анизотропной прочности породы. На основании исследования кернового материала показано влияние анизотропии упругости на окно плотности бурового раствора для безопасного бурения.

Алгоритм расчета напряженного состояния ствола скважины основан на аналитическом решении с использованием методов теории функций комплексного переменного. Расчет анизотропии прочности базируется на представлении анизотропной среды как тела, содержащего плоскости ослабления. Оценка параметров анизотропии породы проведена с использованием данных нестандартных лабораторных исследований, включающих определение параметров Томсена. Безопасное окно бурения рассчитано в собственном программном обеспечении. Отмечено, что выполнение полноценных расчетов для анизотропной породы в настоящее время не представляется возможным, поскольку не существует единого подхода к определению параметров анизотропии. По этой причине все расчеты, сделанные в проекте, являются оценочными.

Эффекты анизотропии условно можно разделить на две составляющие: влияние анизотропии упругости на расчет моментов начала обрушения, а также влияние более раннего разрушения вдоль плоскостей ослабления на результат расчетов окна безопасного бурения. Результаты оценочных расчетов показали существенное влияние эффектов анизотропии на расчет безопасного окна бурения.

Впервые реализован алгоритм расчета устойчивого состояния ствола скважины в анизотропной среде на уровне промышленного геомеханического 1D симулятора как на уровне расчета напряженного состояния, так и на уровне анизотропии прочности породы.

Автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на историю разработки – шаг на пути к цифровому месторождению

А.Р. Аубакиров¹

¹НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро»

Адрес для связи: aubakirov-artur@yandex.ru

Ключевые слова: гидродинамическая модель, автоматизированная адаптация (автоадаптация) гидродинамической модели, цифровое месторождение, цифровой двойник

Цифровая трансформация является одним из пяти национальных приоритетов развития Российской Федерации. В нефтегазовом секторе одним из полюсов, вокруг которого должна выстраиваться цифровая архитектура, является «цифровое месторождение». Среднесрочное и краткосрочное планирование разработки месторождений нефти и газа и оценка эффективности реализованных мероприятий осуществляются с использованием постоянно действующих гидродинамических моделей (ГДМ). Однако принятие ежедневных решений связано с переходом к «цифровому месторождению». Адаптация модели к истории разработки занимает значительную часть времени создания ГДМ, поэтому обновление «цифрового двойника» в ежедневном режиме должно быть связано с минимизацией ручного труда. В связи с этим становится актуальным переход на программное обеспечение автоматизированной адаптации ГДМ.

Некоторые из существующих в настоящее время программ для автоматизированной адаптации ГДМ хорошо зарекомендовали себя. Эти программы позволяют контролировать множество параметров и получать хорошие результаты. Однако многофакторность решения задачи и связанная с этим сложность анализа результатов являются одной из причин того, что данные инструменты не находят широкого применения. В качестве альтернативы предложено рассмотреть автоматизированную адаптацию настраиваемых параметров модели отдельными модулями: настройка проницаемости, параметров законтурной зоны, относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и др. – с проведением предварительного анализа причин расхождения фактических и расчетных значений.

В работе представлен относительно простой и эффективный алгоритм автоматизированной адаптации, позволяющий настраивать параметры работы скважин на фактические данные путем внесения изменений в массив данных о проницаемости. Итерационно, по каждой скважине, проводится анализ добычи по разрезу, вычисляются множители для каждой вскрытой скважинами ячейки ГДМ. Затем выполняется процедура интерполяции/экстраполяции для получения массива модификаторов для проницае-

мости ГДМ. Алгоритм формализован, реализован в виде программы, апробирован на секторных и полноразмерных ГДМ. Дано описание методики тестирования алгоритма автоматизированной адаптации и приведены результаты ее применения на ГДМ. Анализ результатов расчетов показывают, что применение автоадаптации массива проницаемости с помощью предложенного алгоритма позволяет методически обоснованно и эффективно с высокой точностью заменить ручную правку.

В настоящее время полный цикл адаптации ГДМ не реализован: ведется разработка программы для подбора объема законтурной зоны и корректировки формы кривых ОФП. Алгоритм определения формы ОФП реализуется с использованием методов машинного обучения. После реализации полного цикла адаптации необходимо будет добавить модуль машинного обучения для хранения и анализа действий специалиста, что дополнительно упростит процесс создания цифрового месторождения.

Сингулярное разложение матриц и уточнение геологической структуры месторождений нефти и газа в процессе разработки

М.А. Бахмутский¹

¹ФГУ ФНЦ «НИИСИ РАН»

Адрес для связи: mbakhmut@mail.ru

Ключевые слова: сингулярное разложение матриц, фильтрация шумов, пространственное распределение проницаемости

Работа выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН – проведение фундаментальных научных исследований по теме № 0580-2021-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчёта остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов».

Разработка месторождения, как правило, начинается до того, как закончены изучение геологической структуры и построение фильтрационной модели пласта. При исследовании месторождения в процессе его эксплуатации необходимо проведение наблюдений и измерений с последующей интерпретацией данных с минимальным вмешательством в текущую производственную деятельность. В настоящее время можно полагать, что при работе месторождения регулярно в автоматическом режиме выполняются замеры дебитов и забойных давлений с небольшим временным шагом. Достаточно простая обработка массива этих данных с использованием и обобщением алгоритмов сингулярного разложения матриц позволяет получить наглядную информацию, например, усредненное пространственное распределение проницаемости пласта, а также применять метод гидропрослушивания даже для далеко разнесенных работающих скважин без остановки реагирующих скважин и без периодической остановки возмущающих скважин. В 80-90-ых годах XX века в практику вошел сингулярно-спектральный анализ (SSA) как инструмент фильтрации и сглаживания небольших временных рядов. На примере изучения геологической структуры нефтяного месторождения Восточной Сибири при помощи гидропрослушивания скважин в работе приведено обобщение этого метода для фильтрации больших (десятки тысяч отсчетов) временных рядов. Предлагаемое обобщение заключается в применении к большим матрицам вейвлет-пакетного разложения и сингулярного разложения матриц.

Формирование пространственно-временного массива величин $Q(t)/p_3(t)$ (Q – дебит, p_3 – забойное давление) для всех скважин и его аппроксимация с разделением переменных при помощи сингулярного разложения матриц позволяет получить

оценку относительного пространственного распределения проницаемости по простиранию пласта. Время наблюдения не должно быть малым. В модельном примере время наблюдения равнялось 1 году. Левые сингулярные векторы иногда называют естественными ортогональными функциями. Первый левый сингулярный вектор описывает плавное глобальное изменение во времени поля $Q(t)/p_3(t)$ в данной пространственной точке. Первый правый сингулярный вектор описывает плавное глобальное изменение в пространстве $Q(t)/p_3(t)$. Использование модельной задачи связано с возможностью оценки результатов метода. Показано что если определенным образом варьировать дебиты скважин и применять к полученным измерениям предложенную методику, то можно оценивать наличие в межскважинном пространстве зон с фильтрационной неоднородностью (например, целиков нефти).

К вопросу динамического разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRMP

А.Д. Бекман¹, Т.А. Поспелова², А.А. Ручкин³

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Адреса для связи: adbekman@tnnc.rosneft.ru, tapospelova@tnnc.rosneft.ru,
aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: CRM, совместная разработка, разделение добычи

При эксплуатации нескольких нефтеносных пластов по единой сетке скважин, остается актуальной задача разделения дебитов нефти и жидкости по объектам. Известные инженерные методики (на основе коэффициентов гидропроводности пластов, эффективной нефтенасыщенной толщины и др.) не учитывают динамические факторы и могут давать результаты, различающиеся в 10 раз и более. Применение гидродинамических моделей требует значительных временных затрат, а результаты существенно зависят от использованных априорных гипотез о геологическом строении объектов, выбранных относительных фазовых проницаемостей и др. Отмеченное обуславливает необходимость поиска аналитического инструмента, который опирался бы на наиболее достоверные и доступные данные, характеризующие состояние разработки объектов, и при этом с достаточной точностью позволял бы решать задачу разделения объемов добываемой жидкости и закачиваемой воды. Такой инструмент должен совмещать возможности гидродинамического моделирования и сравнительно низкую потребность в вычислительных ресурсах для проведения многочисленных расчетов в рамках анализа неопределенности. Перспективным направлением создания данного инструмента представляется модель CRMP-ML – известная ранее модель CRMP, должным образом модифицированная для описания разработки многопластовой системы.

Модель CRMP представляет собой функциональную зависимость дебита жидкости скважины от приемистости окружающих нагнетательных скважин. Неизвестные параметры этой зависимости определяются таким образом, чтобы минимизировать невязку между модельными и фактическими значениями дебитов на выбранном временном интервале. В отличие от модели CRMP и в дополнение к ней модель CRMP-ML использует требование минимизации невязки между пластовыми давлениями, рассчитанными по формулам, следующим из уравнения Дюпюи, и модели материального баланса. Использование априорной информации о гидропроводности пластов в окрестности добывающих скважин позволяет установить дополнительные зависимости между настраиваемыми параметрами, улучшает устойчивость модели и оптимизирует алгоритм адаптации.

Для оценки работоспособности новой модели проведен ряд численных экспериментов. Выполнено сопоставление результатов, полученных на модели CRMP-ML и гидродинамической модели. Показана возможность использования модели CRMP-ML для учета динамического разделения добычи с учетом дополнительных ограничений и априорной информации, и при выполнении всех требований, предъявляемых к моделям семейства CRM.

Оценка влияния различных факторов на процесс соляно-кислотного выщелачивания карбонатных коллекторов

Г.Т. Булгакова¹, Э.М. Абусалимов², А.А. Лутфуллин², Л.Л. Гильфанов¹

¹Уфимский гос. авиационный технический университет

²ПАО «Татнефть»

Адреса для связи: bulgakova.guzel@mail.ru, abusalimovem@tatneft.ru, lutfullinaa@tatneft.ru

Ключевые слова: кислотное воздействие на карбонатные коллекторы, слоисто-неоднородный пласт, двухфазная фильтрация, межслойные перетоки, скин-фактор

Кислотная стимуляция скважин является основным методом интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов. Обычно для этого применяют кислотные составы на основе соляной кислоты. Задача проведения кислотной обработки (КО) скважин в карбонатных коллекторах заключается в восстановлении проницаемости и стимуляции пласта за счет образования новых высокопроводящих поровых каналов (червоточин). Проектирование и расчет оптимального дизайна КО, а также прогнозных показателей добычи после интенсификации притока выполняются на основе математического моделирования. В известных симуляторах КО моделируется однофазный поток: закачка кислоты в водонасыщенную породу. В реальных КО кислотный состав закачивается в нефтенасыщенные зоны, при этом возможно образование области двухфазного потока вокруг червоточины. При этом возникает вопрос, насколько сильно двухфазный поток может влиять на распространение каналов растворения. Для исследования данной проблемы рассмотрена двухфазная модель закачки кислоты в нефтенасыщенные породы с различной водонасыщенностью. Результаты численного моделирования показали, что усложнение модели (в рамках двухфазного потока) кислотного растворения карбонатной породы не приводит к каким-то новым результатам по сравнению с однофазной моделью. Для оценки эффективности КО рассчитывался скин-фактор. Как показали расчеты, максимальное абсолютное значение разности скин-факторов, рассчитанных по однофазной и двухфазной моделям меньше 0,005.

При моделировании КО слоисто-неоднородных пластов обычно предполагается, что неоднородные слои гидродинамически изолированы, что позволяет для каждого слоя решать отдельную задачу. В каждом слое рассчитывается эффективность КО при заданных технологических параметрах обработки (состав, объем и скорость закачки) и затем определяется суммарная эффективность процесса. Хотя слои разделены непроницаемыми перемычками, поперечное вертикальное течение может возникать из-за дефектов и трещин, образованных в хрупких разделительных слоях в результате деформации напряжения. Для оценки влияния данного фактора разработана математическая модель КО скважины в слоисто-неоднородном пласте с учетом межслойных перетоков. Для сравнения расчеты выполнялись для гидродинамически изолированных слоев, для однородного пласта с усредненными фильтрационными характеристиками. Показано, что при моделировании КО межпластовыми перетоками можно пренебречь при закачке небольших объемов кислотных составов и создании гелевых экранов.

Моделирование течения жидкости с неньютоновской реологией в кольцевом канале

И.Д. Буркин¹, И.Ю. Кудряшов¹

¹ООО «Инжиниринговый центр МФТИ по полезным ископаемым»

Адрес для связи: burkin.id@cet-mipt.ru

Ключевые слова: уравнения Навье – Стокса, метод сглаженных частиц, неньютоновская реология, модель Гершеля – Балкли

Задача моделирования течения жидкостей с неньютоновскими свойствами возникает при операциях, связанных с бурением скважины. Реологические свойства большинства буровых флюидов, как правило, лучше всего описываются моделями неньютоновской жидкости. В данной работе рассмотрена модель Гершеля – Балкли (Herschell – Bulkley).

В настоящее время разработаны одномерные, двумерные и расширенные двумерные модели, но полностью трехмерных моделей не так много. Решение системы уравнений Навье – Стокса с неньютоновской моделью вязкого трения в трехмерном пространстве представляет собой задачу, невозможную для аналитического и крайне сложную для численного решения. Наиболее распространенные методы (конечно-разностные, конечно-элементные, конечно-объемные) дискретизации дифференциальных уравнений базируются на Эйлеровом описании флюида. При таком подходе основные соотношения представляют собой существенно нелинейные дифференциальные уравнения с частными производными. Используемый в работе метод сглаженных частиц (Smoothed Particle Hydrodynamics – SPH) является полностью бессеточным и основан на Лагранжевом подходе. В рамках SPH жидкость представлена индивидуальными частицами среды – материальными точками, которые сглаживаются с помощью функций ядра с компактным носителем. Далее численно решаются уравнения движения частиц и эволюции их физических характеристик, что позволяет описывать течение. Главное преимущество метода сглаженных частиц состоит в том, что основные уравнения при его использовании превращаются в обыкновенные дифференциальные. Это существенно упрощает задачу.

В проведенных численных исследованиях использовалась модификация метода SPH для моделирования течения несжимаемой жидкости – слабосжимаемая гидродинамика сглаженных частиц (Weakly Compressible SPH). В рамках WCSPH плотность частиц эволюционирует в соответствии с уравнением неразрывности. Давление жидкости находится с помощью уравнения состояния, которое связывает давление жидкости и ее плотность. В результате построена трехмерная численная модель движения жидкости с неньютоновской реологией в рамках метода сглаженных частиц. Для валидации выполнены моделирование течения Пуазейля жидкости с ньютоновскими свойствами сравнение результатов с аналитическим решением. Кроме того, проведен расчет движения жидкости с реологией Гершеля – Балкли в эксцентричном кольцевом канале.

Исследование реакции самоподъемной плавучей буровой установки на сейсмические воздействия

И.А. Васильев¹, Н.В. Дубиня^{1,2}, В.А. Начев^{1,3},
С.А. Тихоцкий^{1,2}, Д.А. Алексеев^{1,2}

¹Московский физико-технический институт
(научно-исследовательский университет)

²Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН

³Институт динамики геосфер им. М.А. Садовского АН

Адрес для связи: Dubinya.NV@gmail.com

Ключевые слова: самоподъемная плавучая буровая установка (СПБУ), устойчивость, метод конечных элементов

В работе рассмотрены результаты изучения механического поведения самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ), опорные колонны которой установлены в донный грунт, при внешних механических воздействиях. Для анализа использован метод конечных элементов, с помощью которого численно решена контактная задача механики деформируемых твердых тел о передаче механических возмущений из донного грунта в опорные колонны. Проанализировано напряженно-деформированное состояние системы СПБУ – донный грунт, обусловленное собственным весом установки, а также его изменение при возмущении равновесного поля волной горизонтальных смещений в донном грунте, имитирующей поверхностную сейсмическую волну от крупного землетрясения. Показано, что такое возмущение поля смещений приводит к значительному перераспределению напряжений в опорных колоннах СПБУ и появлению в определенных областях колонн зон концентрации напряжений, в которых при достаточно сильных сейсмических воздействиях может быть достигнут предел прочности материала. Отмечено, что особенности полученных распределений напряжений и деформаций существенно зависят как от особенностей сейсмических воздействий, так и от реологических свойств донных грунтов: различные комбинации этих факторов могут приводить к отличающимся друг от друга прогнозам потери устойчивости рассматриваемой системы. В связи с этим результаты трехмерного численного моделирования механического поведения системы СПБУ – донный грунт могут давать более достоверные прогнозы рисков, связанных с потерей устойчивости СПБУ при сейсмических воздействиях по сравнению с существующими инженерными подходами. Существующие подходы в значительной степени основаны на эмпирических зависимостях и могут быть неприменимы для конкретного объекта, на котором ведется бурение. В работе исследовано влияние механических свойств грунта на то, при каких сейсмических воздействиях может быть потеряна устойчивость СПБУ, определены пороговые значения амплитуд сейсмических волн различного частотного состава. Полученные результаты позволяют повысить достоверность анализа механического поведения СПБУ при сейсмических воздействиях и снизить риски при проведении буровых работ на континентальном шельфе, особенно в районах с сейсмической активностью.

Минералогическая модель горных пород по результатам интерпретации ИНГК-С

Г.Р. Вахитова¹, Р.Ф. Шарафутдинов¹, А.С. Хомяков², С.И. Копылов²

¹Башкирский гос. университет

²ФГУП «ВНИИА им. Н.И. Духова»

Адрес для связи: guzel.geotec@mail.ru

Ключевые слова: минералогическая модель, импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (ИНГК-С), спектр гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов (ГИНР), спектр гамма-излучение радиационного захвата нейтронов (ГИРЗ), весовые концентрации химических элементов, интерпретация данных ИНГК-С, рентгенофлуоресцентный анализ, интерпретация ИНГК-С

В настоящее время особое внимание нефтегазовых компаний сконцентрировано на сложных и нетрадиционных коллекторах, в которых сосредоточены значительные запасы углеводородов. С точки зрения геологического строения сложными объектами являются песчаники с высоким содержанием глины и карбонатные отложения. Это преимущественно многокомпонентные, полиминеральные горные породы с развитой анизотропией проницаемости вследствие наличия трещин, сопротивления и других физических свойств. Показано, что для таких объектов необходимо выполнять анализ спектров зарегистрированного гамма-излучения в скважине по данным импульсного нейтронного гамма-каротажа спектрометрического (ИНГК-С). В работе рассмотрены результаты совместных исследований научных групп Башкирского государственного университета (г. Уфа) и ВНИИА им. Н.И. Духова (г. Москва) по первичной обработке и интерпретации данных, регистрируемых прибором АИНК-ПЛ.

Метрологическое обеспечение скважинного прибора АИНК-ПЛ основано на расчетных базах стандартных спектров химических элементов; поправочных коэффициентах по результатам математического имитационного моделирования; калибровочных коэффициентах по результатам физического моделирования на стандартных образцах. При этом используется ряд стандартных образцов горных пород (моделей), которые находятся в лаборатории МЦ НТУ ООО «ТНГ-Групп» (г. Бугульма).

Интерпретация данных ИНГК-С основана на геохимической модели оксидов, которая необходима для преобразования относительных выходов элементарных частиц, зарегистрированных ИНГК-С, в абсолютные весовые концентрации. В геохимической модели оксидов принято допущение, что сумма всех оксидов в матрице породы равна единице.

В данной работе выполнялся анализ спектров вторичного гамма излучения, зарегистрированного в скважинах, вскрывающих карбонатные отложения Оренбургской области. Выполнена первичная обработка исходных данных: спектров элементов, зарегистрированных в скважине, соответствующих гамма-излучению неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов; базовых спектров, полученных на моделях песчаника и известняка ЦМ НТУ ООО «ТНГ-Групп», соответ-

ствующих различным химическим элементам; откликов элементов в измеренных спектрах, записанных в las-файлах; литологического описания образцов керна в интервалах отбора образцов. Рассчитана относительная весовая концентрация каждого элемента. Определен элементный состав по разрезам скважин. Достоверность полученных данных оценивалась сопоставлением с данными рентгенофлуоресцентного анализа и на базовых моделях. Среднее отклонение показаний для известняка составило – 0,8 %, для песчаника – 1,9 %.

Для определения минералогического состава разработан алгоритм интерпретации данных ИНГК-С и написан соответствующий код программы, который позволяет на основе весовых концентраций элементов получить минералогическую модель. Алгоритм проверен на двух скважинах Оренбургской области с отбором керна в карбонатной и песчано-глинистой частях разреза. В результате получена надежная минералогическая модель пород со сложным геологическим строением. Модель компонентного состава хорошо согласуется с результатами анализа керна (отклонение значений не превышает 2 %).

Отмечено, что для повышения достоверности полученного результата необходимы представительная статистика данных керна и большая коллекция базовых моделей горных пород для обоснования калибровочных и поправочных коэффициентов.

Интегрированная модель как инструмент повышения качества управления активом

В.С. Вахнин¹, М.П. Денисов¹, Д.Г. Коверко¹

¹ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

Адреса для связи: VakhninVS@knipi.rosneft.ru, DenisovMP@knipi.rosneft.ru, KoverkoDG@knipi.rosneft.ru

Ключевые слова: интегрированная модель, интегрированное проектирование, цифровой двойник, цифровизация, системный подход, оптимизация добычи

Интегрированная модель (ИМ) обеспечивает выполнение взаимозависимых оптимизационных математических расчетов на основе использования связанных в единую систему моделей пласта, скважин и поверхностного обустройства. При традиционном подходе к созданию цифровых двойников различных бизнес-процессов нефтегазодобывающие компании рассматривают процессы добычи, транспорта и подготовки углеводородов как изолированные объекты с их минимальной увязкой между собой. В ИМ созданные модели обмениваются данными друг с другом непосредственно в процессе расчета посредством так называемого интегратора, что позволяет учесть такие важные факторы, как:

- влияние инфраструктурных ограничений на профиль добычи и, наоборот, параметров пласта (обводненность, газовый фактор, температура) – на пропускную способность системы сбора и транспорта (ССиТ);
- влияние фильтрационно-емкостных свойств и энергетического состояния сложных многопластовых систем, объединенных единой ССиТ, на режимы работы скважин;
- возможные ошибки персонала при передаче результатов расчета из одной модели в другую в качестве исходных данных.

Специалисты ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» и ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» (входят в ПАО НК «Роснефть») разработали ИМ приоритетного участка освоения Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения. В проекте задействованы 20 упрощенных моделей пластов, около 300 моделей нефтяных скважин, учтены крупные инфраструктурные объекты, в том числе система трубопроводов общей протяженностью более 100 км.

На текущем этапе ИМ проходит опытно-промысловые испытания, в рамках которых выполнены следующие сценарные расчеты:

- оценены уровни добычи на краткосрочный (30-90 сут, 1 год) и долгосрочный (3 года) периоды;
- оптимизированы режимы работы скважин;
- выявлены проблемы наземной инфраструктуры месторождения и сформированы предложения по ее оптимизации.

В работе также рассмотрены подход к внедрению ИМ в бизнес-процессы компании и задачи, которые планируется решать с ее использованием. Кроме того, представлены дальнейшие планы по расширению модели. Созданная ИМ Куюмбинского месторождения позволит повысить качество принимаемых проектных решений посредством учета сложного геологического строения, высоких газовых факторов и значительных объемов попутно добываемой воды ввиду наличия субвертикальной трещиноватости.

Моделирование процесса переноса тепла от погружного электродвигателя к обтекающему потоку скважинной жидкости в условиях отложения осадков неорганических солей

М.Г. Волков¹

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

Адрес для связи: VolkovMG@bnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: электроцентробежные насосы, моделирование процесса передачи тепла, погружной электродвигатель, отложения солей, газожидкостная смесь

Асинхронные погружные электродвигатели (ПЭД) являются в настоящее время наиболее распространенным типом электродвигателей в нефтедобывающей отрасли. В осложненных отложением неорганических солей условиях их эксплуатации, на рабочих органах и поверхностях электроцентробежных насосов (ЭЦН) зачастую образуется дисперсный плотный камнеобразный осадок, толщина которого может достигать 1 мм, что приводит к нарушению теплообмена и перегреву электродвигателя, следствием чего является заклинивание ЭЦН, поломка его вала, пробой изоляции электрического кабеля, результатом чего является преждевременный отказ установки ЭЦН.

Опыт эксплуатации показал, что наиболее частой причиной выхода из строя ПЭД является износ или повреждение изоляции обмотки статора насоса. В результате изменения механических свойств изоляции снижается ее электрическая прочность, может возникнуть поверхностный пробой, особенно при ее увлажнении. Химические изменения изоляции вызывает также высокая температура эксплуатации, в частности, при температуре выше 150 °С происходит окисление органических изоляционных материалов и лаков. Обычно теплота от насоса отводится через корпус ПЭД, что создает температурный перепад на 5–15 °С по толщине изоляции.

Представлены результаты моделирования процесса передачи тепла от ПЭД к охлаждающему флюиду при неблагоприятных условиях эксплуатации: предельно высокой температуре охлаждающей газожидкостной смеси, высокой концентрации ионов электролита кальция, предельно низкой скорости охлаждения. Приведена методика расчета повышения температуры ПЭД в различных условиях эксплуатации.

На температуру двигателя насоса наиболее существенно влияют температура обтекающего флюида, коэффициент отдачи тепла газожидкостной смесью, зависящий от структуры и обводненности добываемой продукции, толщина солеотложения на корпусе ПЭД, нагрузка на его валу и др.

Очевидно, что увеличение температуры добываемого флюида приводит к повышению рабочей температуры двигателя. Прирост температуры охлаждающего флюида непосредственно связан с преобразованием энергии в асинхронном ПЭД, что сопровождается потерями его мощности. Для определения потерь мощности необходимо знание зависимости полезной мощности и к.п.д. электродвигателя. Для расчета

полезной мощности ПЭД при различных нагрузках была использована схема замещения асинхронного ПЭД с короткозамкнутым ротором

Таким образом, разработана методика расчета повышения температуры асинхронного ПЭД для ЭЦН при различных режимах эксплуатации и с учетом изменения суммарного коэффициента теплоотдачи вследствие образования осадков минеральных солей на внешней поверхности корпуса установки. Разработанная методика определения поверхностного осаждения CaSO_4 на корпусе ПЭД позволяет рассчитать скорость роста толщины отложений в зависимости от скорости течения охлаждающей жидкости и концентрации неорганических солей в растворе.

Моделирование работы скважин в приразломных зонах

М.А. Громов¹, А.И. Хатмуллина¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адрес для связи: Aygul.Khatmullina@lukoil.com

Ключевые слова: геолого-технологическое моделирование, адаптация гидродинамической модели, тектонические разломы, опережающее обводнение, модель двойной пористости

В работе рассмотрены возможные подходы к моделированию показателей эксплуатации скважин, расположенных вблизи тектонических разломов. Анализ технологических показателей разработки месторождений, имеющих разрывные нарушения в тектонической структуре, показал, что для ряда скважин наблюдается характерная динамика исторических данных, в том числе сокращенный период безводной работы скважин. В работе показаны возможные механизмы активного притока воды в терригенных пластах на ранних стадиях эксплуатации и инструменты моделирования подобных факторов в геолого-технологических моделях.

Нарушение слоистой структуры пластов в районе разломов и возникновение вертикально проницаемых трещин являются одними из наиболее вероятных механизмов преждевременного обводнения скважин, расположенных вблизи разрывных нарушений. Изменение анизотропии вдоль разломов, моделирование вертикальных потоков в геолого-технологической модели позволили решить проблему настройки характера обводнения на одном из рассматриваемых месторождений.

Наличие карбонатного цемента в терригенных породах и, как следствие, возможное развитие системы трещин вблизи тектонических разломов являются предпосылками к использованию модели двойной пористости для качественного воспроизведения истории динамики обводнения. В работе приведен пример месторождения, где анализ ядерного материала и сейсмических трендов стал основанием для перехода от стандартной гомогенной модели к модели двойной пористости, что позволило достичь необходимого качества адаптации геолого-технологической модели к историческим данным.

Представленные инструменты моделирования механизмов активного притока воды в скважинах, расположенных вблизи тектонических разломов, могут быть использованы в качестве возможных решений при настройке геолого-технологических моделей месторождений.

Новая концепция компьютерно-имитационного моделирования динамических систем: теория и применение

М.А. Джамалбеков¹, Н.А. Велиев², Х.М. Ибрагимов¹

¹НИПИ "Нефтегаз SOCAR

²SOCAR

Адрес для связи: mehemmed.camalbeyov@socar.az

Ключевые слова: интегральное моделирование, компьютерная симуляция, имитационное моделирование, летучая нефть, скважинный насос, плунжерный штанговый насос, система насос – скважина – пласт двойной пористости

Рассмотрена новая концепция имитационного моделирования динамических систем. Дано описание основных понятий и терминов концепции, а также принципов создания модели физического процесса. Под «имитацией» в пределах данной концепции понимается временная дискретизация динамической системы, которая представляет собой совокупность некоторых объектов, связанных друг с другом причинно-следственной связью. Каждый объект системы математически описывается соответствующими дифференциальными уравнениями, граничные условия которых определяют взаимосвязь этих объектов.

Предложенная концепция применяется к моделированию процесса разработки пласта летучей нефти, который эксплуатируется скважиной, оборудованной скважинным штанговым насосом, в системе насос – скважина – пласт. Разработаны алгоритмы для прогнозирования основных показателей процесса с учетом PVT свойств флюидов и фазовых превращений углеводородной системы при фильтрации в пласте. Учитываются наличие затрубного пространства в скважине и переток между затрубным пространством и лифтовыми трубами. С помощью построенной модели проведен ряд компьютерных исследований, в том числе изучена зависимость дебита скважины, оборудованной плунжерным насосом, и степень заполнения цилиндра насоса от числа качания станка-качалки. Установлено, что с повышением частоты качаний балансира подача насоса и степень заполнения цилиндра увеличиваются до определенного момента, после которого подача насоса почти не меняется, а степень заполнения резко снижется. Кроме этого, пики отмеченных параметров не совпадают по числу качания, что позволило создать критерий перехода на периодический режим эксплуатации скважины.

Визуализация течений жидкости со свободной поверхностью методом решетчатых уравнений Больцмана в виртуальной среде

А.А. Егоров^{1,2}, Э.М. Камиллов¹, С.Г. Еловой^{1,2}

¹Сургутский филиал Федерального научного центра
«Научно-исследовательский институт системных исследований» РАН

²Сургутский гос. университет ХМАО– Югры

Адреса для связи: eaafit@gmail.com, erkimkamilov@gmail.com, sergeyelovoy@gmail.com

Ключевые слова: виртуальная реальность, гидродинамика, пористая среда, метод решетчатых уравнений Больцмана

Представлен алгоритм визуализации течения многофазной жидкости со свободной поверхностью на основе численного моделирования методом решетчатых уравнений Больцмана. Использование технологий виртуальной реальности упрощает исследование процессов, протекающих при гидродинамических испытаниях. Приведены примеры визуализации решений ряда задач моделирования течений жидкости в поровом пространстве. Расчеты выполнены на основе искусственно созданных мелкомасштабных пористых сред на основе метода решетчатых уравнений Больцмана. Показано, что визуализация трехмерной пористой среды и течений флюидов средствами виртуальной реальности позволяет лучше понять принципы образования каверн и замкнутых областей. Визуальное представление результатов численного моделирования реализовано в парадигме графического программирования на основе шейдеров.

Одномерная пространственная задача для уравнения параболического типа в нецилиндрической области

Р.Г. Зайнуллин¹

¹Уфимский гос. авиационный технический университет

Адрес для связи: zaynulin_r.g@mail.ru

Ключевые слова: фазовый переход, свободные границы, движущиеся границы, задача Стефана, конечные интегральные преобразования, вырожденные гипергеометрические функции, возмущенный дифференциальный оператор

Рассмотрено применение метода разложения по собственным функциям самосопряженного дифференциального оператора к решению одной нестационарной задачи теплообмена с фазовым переходом в неавтомодельной постановке при специальных начальных условиях на примере процесса промерзания некоторой сплошной среды. Решение задачи начинается с ее преобразования к области с неподвижными границами. Для решения преобразованной задачи строится конечное интегральное преобразование с неизвестным ядром, нахождение которого связано с постановкой и решением соответствующей спектральной задачи через вырожденные гипергеометрические функции. Затем находятся собственные значения и собственные функции, а также формула обращения для введенного интегрального преобразования, что позволяет описать аналитическое решение задачи. В ходе решения задачи устанавливается параболический закон движения границы раздела двух фаз. Задачи подобного типа возникают при математическом моделировании процессов теплообмена в строительстве, особенно в районах распространения многолетнемерзлых пород, в нефтегазодобыче при бурении и эксплуатации скважин, в металлургии и др.

Применение палеоструктурного анализа при обосновании водонефтяного контакта

И.В. Иванова¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Адрес для связи: ivivanova@tncn.rosneft.ru

Ключевые слова: водонефтяной контакт, палеоструктурный анализ, геологическая модель, тектоника

Цифровые геологические модели имеют большое практическое значение как на этапе оценки запасов углеводородного сырья, так и при решении задач планирования и мониторинга разработки. В настоящее время объемные геологические модели активно используются также для планирования первоочередных участков бурения, расстановки эксплуатационного фонда скважин, инженерно-технологического сопровождения бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин и др. Одной из важных частей трехмерной геологической модели является модель насыщения, для создания которой необходимо задать поверхность водонефтяного контакта (ВНК), что позволяет геометризовать часть залежи с промышленным притоком нефти. Под поверхностью ВНК в данной работе понимается условная граница, находящаяся в зоне, расположенной ниже однофазного притока нефти и выше однофазного притока воды.

На ряде месторождений Западной Сибири существует проблема значительных перепадов уровней ВНК в пределах залежей углеводородов. Перепады до 5–10 м принято объяснять различием капиллярных сил, характеризующим литологическую неоднородность пород. Объяснить перепады в 30–100 м и более можно только за счет более масштабных процессов, происходящих при формировании и после формирования залежи и связанных с тектонической активностью района работ. Методом изучения тектонических процессов служит палеоструктурный анализ, который позволяет учесть строение рельефа на время накопления осадков.

Основным методом исследования при обосновании уровня ВНК служит комплексный анализ данных, полученных при испытании продуктивных интервалов пласта, интерпретации материалов геофизических исследований скважин, изучении керна. Результатом такого анализа является обоснование уровня ВНК на момент вступления залежи в разработку. Использование палеоструктурного анализа при обосновании ВНК позволяет учесть историю развития залежи до начала разработки и установить причины флуктуации уровня ВНК в пределах залежи, а также выявить закономерности развития ВНК. Применение палеоструктурного анализа при обосновании ВНК на месторождениях Западной Сибири за счет простоты в использовании позволит определить индивидуальные закономерности строения ВНК для различных групп отложений и повысить достоверность геологических моделей.

Интеграция Access в работу с большими объемами данных в Excel

В.А. Капитонов^{1,2}

¹ООО «СамараНИПИнефть»

²Самарский гос. технический университет

Адрес для связи: KapitonovVA@gmail.com

Ключевые слова: сбор данных, СУБД, Access, VBA, база данных, ADOX, ADODB, SQL

При проведении анализа данных, находящихся в различных файлах Microsoft Excel (далее Excel), например, данных с датчиков геолого-технологических исследований, сведений о геологическом пласте, перечне выполненных при бурении операциях и другой информации из суточных сводок супервайзера, возникает потребность их объединения. Когда объем данных однотипной структуры становится большим или требуется выполнять поиск, сортировку и фильтрацию из различных таблиц, то эти действия эффективнее осуществлять с применением систем управления базами данных (СУБД) к которым относится Microsoft Access (далее Access).

Целью данной статьи является рассмотрение алгоритмов интеграции Access в работу с Excel, посредством встроенного в офисную среду языка программирования Visual Basic for Applications (VBA). В статье приведены примеры создания базы данных Access из программного кода Excel, создания таблиц в базе данных и их заполнения из фалов Excel, расположенных по указанному пути.

В отличие от других СУБД Access имеет привычный интерфейс офисных приложений, хорошую справочную систему и включает в свой состав мастера, конструкторы и построители, упрощающие работу для неопытных пользователей. Access хорошо подходит для разработки персональных баз данных, но может выступать и в качестве клиентского приложения к другим удаленным и распределенным базам данных. К недостаткам Access относится невозможность одновременной работой с несколькими базами из окна приложения, и что содержимое базы данных (таблицы, запросы, формы, отчеты, макросы и модули) находится в одном файле.

Использование GasNet-β на примере цифрового двойника Берегового месторождения в системе GasNet Sirius

С.М. Князев¹, А.В. Стрекалов¹, Р.Р. Лопатин¹, Д.Н. Трушников¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Адрес для связи: smknyazev@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: цифровой двойник, технологический режим, газовые и газоконденсатные промыслы, детерминированная математическая модель, автоадаптация, дожимная компрессорная станция (ДКС)

Газовые и газоконденсатные промыслы представляют собой сложнейшие геолого-технологические системы, состоящие из системы скважин, трубопроводов и технологических установок, объединенных общей структурой для добычи углеводородного сырья. Для эффективной разработки месторождений технологические показатели должны быть рассчитаны во всей системе сбора углеводородов от пласта до магистрального трубопровода и удовлетворять следующим требованиям.

1. Обеспечение планового отбора газа и максимальной экономической эффективности работы промысла, что, как правило, соответствует максимальному давлению на входе дожимной компрессорной станции (ДКС), при котором ниже требуемая степень сжатия и потребление топливного газа.

2. Обеспечение равномерного отбора газа по площади, стабильной и безопасной работы скважин с учетом всех геолого-технологических ограничений, включая предельно допустимую депрессию на пласт, отсутствие эрозии стенок труб и гидратообразование.

3. Соблюдение условий охраны недр и правил техники безопасности.

Для расчета технологических показателей на практике используют симуляторы, моделирующие многофазный поток, такие как PipeSim, Eclipse с опцией Networks, GAP, tNavigator и др. В рамках работ по интеллектуализации газовых и газоконденсатных промыслов компании «Роснефть» проведен анализ существующих симуляторов. В результате анализа выявлены следующие недостатки:

- неустойчивость математического вычислительного аппарата для реализации цифровых двойников с любыми структурами и набором характеристик;
- низкая скорость расчета модели (более 1 мин);
- отсутствие постоянной адаптации к промысловым замерам.

В ООО «ТННЦ» разработан программный комплекс GasNet Sirius, лишенный указанных недостатков. Комплекс состоит из двух расчетных ядер: GasNet-α и GasNet-β.

В работе обоснована разработка второго ядра GasNet-β, дано описание его расчетной схемы (приведена система уравнений). Представлена модифицированная методика расчета потерь давления для двухфазного потока в трубах, разработанная Х.Д. Беггзом и Дж.П. Бриллоном, которая является одним из базовых элементов в теку-

щей схеме. Для определения корректности входных данных и применяемых корреляционных зависимостей, а также настройки модели на фактические данные телеметрии и дальнейших прогнозных расчетов разработаны алгоритмы поиска адаптационных коэффициентов для скважин и труб. Приведен алгоритм расчета модели ДКС, во входных данных которого учитываются все необходимые ограничения и информация о коэффициенте полезного действия, предоставленная заводом-изготовителем. Выполнено сравнение результатов расчета с фактическими данными и результатами расчета в программном продукте PipeSim на примере цифрового двойника Берегового месторождения.

Экспериментальное и численное моделирование вытеснения нефти газом в тонкой трубке

А.В. Кобяшев¹, Е.А. Громова¹, А.А. Пятков¹, И.А. Долгов²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

²АО «Верхнечонскнефтегаз»

Адреса для связи: AVKobyashev@tnnc.rosneft.ru, eagromova@tnnc.rosneft.ru,
aapyatkov@tnnc.rosneft.ru, IADolgov@rosneft.ru

Ключевые слова: тонкая трубка, минимальное давление смесимости, смешивающееся вытеснение, композиционная модель, модель Тодда-Лонгстаффа

Эффективность применения газового воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи во многом определяется уровнем смесимости нефти и газа и реализуемым режимом вытеснения. Наиболее распространенным методом исследования степени смесимости является проведение экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке. Серия экспериментов позволяет определить важные параметры, характеризующие процесс взаимодействия нефти газа, такие как минимальное давление смесимости (МДС), минимальный уровень обогащения газа для достижения смесимости при заданном пластовом давлении.

В работе рассмотрены определение эффективности смесимости нефти с углеводородными газами, дизайн и адаптация результатов вытеснения в тонкой трубке с использованием композиционного моделирования и модели смешивающегося вытеснения Тодда – Лонгстаффа.

Исследование эффективности смесимости нефти с закачиваемым газом проведено в несколько этапов. На первом этапе выполнен дизайн фильтрационных исследований с использованием композиционного симулятора Eclipse 300. Определен диапазон МДС при использовании уравнения состояния, настроенного на данные рутинных исследований. На втором этапе смесимость исследована методом Swelling Test, а также уточнено уравнение состояния. На третьем этапе выполнена серия экспериментов с помощью модели Slim Tube. Лабораторные эксперименты в тонкой трубке позволили оценить параметры смесимости нефти и газа и показали значительное влияние компонентного состава газа вытеснения (C_2 - C_4) на смесимость. Так, для 100%-ного метана коэффициент вытеснения нефти составил 31 %, а для газа с 20%-ным содержанием компонентов C_2 - C_4 – 59,5 %. Таким образом, в процессе расчетов необходимо учитывать массообмен нефти и газа. На четвертом этапе при использовании полного комплекса данных проведена адаптация результатов вытеснения с настройкой уравнения состояния и адаптацией параметров смесимости и динамики процессов вытеснения.

Для создания PVT модели выбраны наиболее часто используемые на практике кубические уравнения состояния Пенга – Робинсона (PR) и Соаве – Редлиха – Квонга (SRK). Каждое из уравнений состояния настроено несколькими способами посред-

ством варьирования различных регрессионных параметров для компонентов C_{6+} . После чего полученные PVT модели были уточнены с использованием результатов экспериментов Slim Tube и Swelling Test. Создание и настройка PVT модели выполнены в симуляторе PVTNOVA. Первичная настройка PVT модели позволила оценить МДС в достаточно широком диапазоне: от 33 до 44 МПа. В условиях минимально доступной информации на определение МДС повлияли точность настройки давления насыщения и заданный набор параметров при адаптации (коэффициенты бинарного взаимодействия, критические температура и давления и др.). После уточнения PVT модели по данным Swelling Test МДС составило 38 МПа, с учетом результатов экспериментов в тонкой трубке – 36,5 МПа. Таким образом, первичная оценка только с использованием стандартных исследований показывает отклонение от фактического давления смесимости от -10 до 20 %.

Воспроизведение динамики вытеснения нефти газом в тонкой трубке выполнено в гидродинамическом симуляторе Eclipse 300. Адаптация проводилась с использованием двух PVT моделей. Первая модель была настроена на данные Swelling Test, вторая – на данные Slim Tube. В процессе адаптации выполнялась модификация функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Настройка моделей выполнялась на значения коэффициентов вытеснения нефти в момент, когда объем закачки газа вытеснения в тонкую трубку достиг 1,2 порового объема, а также на динамику коэффициентов вытеснения нефти, перепадов давления, компонентного состава газа на выходе из тонкой трубки и газовых факторов. Показано, что композиционная модель позволяет достаточно точно воспроизвести фактическую динамику указанных параметров. Подход к адаптации, основанный на модификации функций ОФП, не позволяет добиться согласованности с экспериментальными данными одновременно на всем интервале режимов смесимости. Настройку угла наклона кривой вытеснения необходимо проводить с помощью модификации PVT модели. Наилучшую сходимость с экспериментальными данными модель смешивающегося вытеснения Тодда – Лонгстаффа показывает при режимах несмешивающегося вытеснения и полной смесимости.

Цифровые модели с динамическими фазовыми проницаемостями для локализации и доизвлечения запасов нефти длительно разрабатываемых месторождений

С.В. Костюченко^{1,2}, Н.А. Черемисин², Э.В. Емельянов²

¹Тюменский индустриальный университет
²ООО "Тюменский нефтяной научный центр"

Адрес для связи: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: длительно разрабатываемые нефтяные месторождения, локализация текущих запасов нефти, коэффициент охвата вытеснением, динамические фазовые проницаемости, отклонения от закона Дарси, цифровые гидродинамические модели

Известно, что в случае традиционных геолого-гидродинамических моделей нефтегазовых залежей особую трудность представляют следующие задачи:

- установление явных зависимостей коэффициентов извлечения нефти от плотностей сеток скважин;
- расчет текущего охвата вытеснением запасов нефти, целиков нефти, недренируемых зон нефтяных залежей и недренируемых запасов;
- расчет технологической эффективности очагового, нестационарного, циклического заводнения, применения потокоотклоняющих технологий и др.

Указанные проблемы обусловлены ограничениями симуляторов, построенных на основе линейного закона Дарси. При этом эти прикладные задачи чрезвычайно актуальны, особенно при доизвлечении запасов длительно разрабатываемых месторождений и разработке залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Для этих объектов необходимы обоснованное бурение уплотняющих скважин и боковых стволов, управление заводнением, применение потокоотклоняющих технологий и физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, бурение горизонтальных и многозбойных скважин.

Как показывают результаты исследований, промысловый опыт и многочисленные литературные данные, для расширения возможностей традиционных симуляторов, моделей и решения рассматриваемых задач необходимо моделировать процессы разработки нефтяных залежей при отклонениях параметров потоков пластовых флюидов от закона Дарси. Так, начальный градиент сдвига, остаточную нефтенасыщенность и относительные фазовые проницаемости (ОФП) необходимо считать функциями скоростей фильтрации флюидов, капиллярных чисел. Данные параметры необходимо уточнять и пересчитывать динамически в процессе моделирования. Это позволит строить более реалистичные модели процессов разработки нефтегазовых залежей, чем создаваемые в настоящее время.

В работе приведены основные аналитические зависимости для расчета параметров и показана их реализация в авторском программном обеспечении и для традиционно-

го гидродинамического симулятора. Так, внешний, по отношению к симулятору, программный модуль управляет временными шагами моделирования, рассчитывает скорости фильтрации, капиллярные числа и «кубы» конечных точек ОФП, автоматически перезапуская симулятор на каждом временном шаге. При этом симулятор выполняет такие рутинные функции, как масштабирование ОФП на каждом временном шаге по заданным конечным точкам; расчет потоков флюидов, поля пластовых давлений и насыщенныхностей.

В работе показаны возможности разработанного методического, математического и программного обеспечения; представлены результаты решений прикладных задач на примере одного из нефтяных месторождений.

Косвенные методы оценки текущего пластового давления в скважине при построении интегрированных моделей месторождений

Т.С. Ладейщикова¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Адрес для связи: tatjana.ladeyschikova@pnn.lukoil.com

Ключевые слова: геолого-гидродинамическая модель, гидродинамические исследования (ГДИ) скважин, интегрированная модель, коэффициент детерминации, коэффициент продуктивности, критерий Фишера, модель скважины, регрессионный анализ, пластовое давление

Построение интегрированных моделей основывается на использовании актуальных исходных данных для моделирования процесса добычи углеводородов. Из-за отсутствия возможности оценки пластового давления с помощью гидродинамических исследований (ГДИ) с необходимой дискретностью в моделях зачастую используется устаревшая информация, что влияет на точность прогнозных расчетов. Для повышения качества моделей необходимы актуальные данные о пластовом давлении. Цель работы заключалась в оценке применимости косвенных способов определения текущего пластового давления.

В рамках работы для построения интегрированных моделей использована серия программ IPM Petroleum Experts, в том числе рассмотрены такие способы, как регрессионный анализ, программа PROSPER, а также построена геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ). Регрессионный анализ, заключающийся в нахождении наиболее важных факторов, влияющих на зависимую переменную, применим при следующих условиях: 1) на скважине проведено не менее трех замеров пластового давления; 2) режим разработки залежи не изменялся после выполнения последнего исследования. Результатом анализа является математическая модель оценки пластового давления в скважине, позволяющая определить значение на основе известных параметров. Оценка пластового давления с помощью программы PROSPER возможна, если на скважине выполнено минимум одно ГДИ или исследование методом установившихся отборов и после последнего исследования мероприятия по воздействию на продуктивность скважины не проводились. Использование ГГДМ позволяет оценить пластовое давление в скважине вне зависимости от наличия ГДИ.

Для оценки применимости рассмотренных способов выполнена их апробация на скважинах одного из месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Путем сравнения расчетного пластового давления с фактическими значениями, определенными в результате ГДИ, выполнена оценка погрешности способов. Установлено, что для расчета текущего пластового давления с наименьшими трудозатратами и наибольшей точностью рассмотренные способы необходимо использовать в совокупности. С этой целью сформирован алгоритм, позволяющий на этапе построения интегрированной модели подобрать способ определения пластового давления для всего фонда добывающих скважин месторождения. Предложенный алгоритм опробован на 14 месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Экспресс-оценка оптимальных параметров разработки и обустройства шельфовых нефтяных месторождений

А.А. Лубнин¹

¹СП «Вьетсовпетро»

Адрес для связи: alubnin@gmail.com

Ключевые слова: интегрированное проектирование, шельфе, блок-кондуктор, обустройство, оптимизация разработки

В данной работе представлена методика, позволяющая выполнить экспресс-оценку оптимальных параметров разработки шельфовых месторождений. На первом этапе решается задача определения максимально допустимых затрат на обустройство месторождения, при которых проект будет эффективным, и, как следствие, определяются типы гидротехнических сооружений, которые могут применяться для освоения залежей. На втором этапе для каждого рентабельного гидротехнического сооружения оценивается плотность сетки скважин, соответствующая наилучшему экономическому варианту разработки месторождения.

В настоящее время для освоения шельфовых месторождений применяются разнообразные конструкции морских гидротехнических сооружений (МГТС). Решение о применении конкретного типа МГТС зависит как от глубины моря, удаленности от берега и региона расположения месторождения, так и от параметров самой залежи, т.е. от запасов и продуктивности пласта. В свою очередь тип гидротехнических сооружений и удаленность от существующей инфраструктуры определяют число скважин и объем затрат (капитальных и операционных), а продуктивность пласта и запасы – уровень добычи нефти и выручку от ее реализации. В результате применения подхода, описанного в данной работе, удастся унифицировать процесс обоснования оптимального обустройства и системы разработки шельфового месторождения за счет построения универсальных зависимостей и палеток, определяющих оптимальные параметры проекта. Разработана математическая модель и получены безразмерные комплексы технико-экономических параметров, с использованием которых получен шаблон применения технологии обустройства месторождений на примере шельфовых проектов Вьетнама. Построены палетки, позволяющие оперативно оценить оптимальную плотность сетки скважин в зависимости от геологических параметров залежи, затрат на освоение месторождения и скорости его разбуривания.

Повышение эффективности сопровождения моделей с применением системы «МАРС» на примере модулей администрирования и контроля использования расчетных мощностей и лицензий программного обеспечения

Д.С. Малюшко¹, А.В. Мартынов¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Адрес для связи: dsmalyushko@tnc.rosneft.ru

Ключевые слова: информационная система «МАРС», повышение эффективности использования интегрированных моделей, автоматизация

В работе представлена информационная система (ИС) «МАРС», целью создания которой является повышение эффективности работ с гидродинамическими (ГДМ) и интегрированными (ИМ) моделями газовых и газоконденсатных активов ПАО «НК «Роснефть». ИС предназначена для хранения и анализа моделей, созданных с использованием различного программного обеспечения (ПО); автоматизации рутинных процессов, адаптации и экспертизы, оценки неопределенности; упрощенного формирования расчетных сценариев; снижения потребности в зарубежном ПО (за счет переноса в ИС «МАРС» функций визуализации и анализа результатов); интеграции с корпоративными базами данных и др.

С учетом сложности системы предложены поэтапная реализация и модульная архитектура. Полная реализация системы включает 16 модулей. В данной работе рассмотрены два модуля.

1. Модуль контроля использования расчетных мощностей и лицензий ПО.

При выполнении многовариантных расчетов с применением моделей часто возникает проблема ограниченности расчетных мощностей. При этом наблюдается неравномерное использование лицензий в течение суток и года, а также по структурным подразделениям. Для решения указанной проблемы создан модуль, осуществляющий мониторинг загруженности расчетных мощностей (текущей и ретроспективной). Модуль обеспечивает распределение пула расчетов на несколько кластеров; позволяет запускать расчеты в ночное время (в период минимальной востребованности ресурсов); в случае конкурирующих задач определяет очередность их выполнения (планируется реализация «форс-мажора», например расчетов по поручению руководства).

2. Модуль администрирования процессов.

Данный модуль дает возможность упростить и сделать более прозрачной постановку задач менеджерами Центрального аппарата управления компанией (ЦАУК), а также получать актуальную информацию об охвате активов компании ГДМ и ИМ, их оценке, дате создания и последней актуализации. Для решения первой задачи предложен механизм, при котором менеджер ЦАУК в системе создает запрос на выполнение расчетов с описанием необходимых предпосылок. Далее система соглас-

но перечню закрепленных сотрудников определяет исполнителя и его доступность, оповещает исполнителя и его руководителя о наличии задачи, выполняется процедура согласования сроков и форматов выдачи результатов. После выполнения расчетов исполнитель выкладывает результаты в систему. Модуль рассматривается как замена классической процедуре «расчеты по почте», и позволяет избежать таких ошибок, как несвоевременное начало работ, нереалистичные сроки, ошибки в понимании задачи, потеря результатов. Еще одной функцией модуля является учет количества поручений и трудозатрат на их выполнение. Второй задачей модуля является предоставление менеджерам ЦАУК информации о текущем охвате моделями газовых и газоконденсатных активов компании (как по отдельным пластам, так и усредненной по обществу группы, объекту разработки, компании в целом, взвешенной по величине запасов или доле в общей добыче), а также о планах по созданию и актуализации моделей и выполнению этих планов.

Реализация рассмотренных модулей в составе ИС «МАРС» позволит повысить эффективность работы с ГДМ и ИМ за счет более эффективного использования расчетных мощностей; создания прозрачного механизма постановки расчетных задач менеджментом компании; организации системы учета существующих моделей, планов по их созданию, актуализации, корректировке.

Влияние численной диффузии на результаты гидродинамического моделирования эффективности геолого-технических мероприятий

В.В. Овчаров¹, А.Г. Акимов¹, Р.Р. Мигманов¹, И.А. Картавцева¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Адрес для связи: vovcharov@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: измельчение сетки, гидродинамическое моделирование, относительные фазовые проницаемости, ремасштабирование, численная диффузия, размеры ячеек

В работе проанализировано, как в процессе гидродинамического моделирования возникает погрешность вычисления полей водонасыщенности и давления, связанная с влиянием численной диффузии при использовании численных схем для решения систем дифференциальных уравнений. Даны примеры «размывания» водонасыщенности на фронте вытеснения нефти водой, усиления взаимовлияния скважин при расчетах давлений на моделях с крупными размерами ячеек. На основе сопоставления плановых и фактических эффектов от поддержания пластового давления и взаимовлияния скважин в результате бурения уплотняющих скважин показано значительное отклонение расчетных показателей от фактических, обусловленное влиянием численных эффектов.

Для устранения указанных проблем предложено использовать два способа. Первый способ заключается в измельчении конечно-разностной сетки гидродинамической модели в районах проведения геолого-технических мероприятий с последующей настройкой на фактические данные. Второй способ – ремасштабирование относительных фазовых проницаемостей по авторской методике – позволяет уточнить карты остаточных подвижных запасов, но не уменьшает погрешность расчета давления.

Проверка первого способа выполнена на секторной гидродинамической модели нефтяного месторождения с высокой неоднородностью по разрезу. Повышение детализации гидродинамической модели позволило уточнить локализацию остаточных запасов нефти. На основании детализированной секторной модели оптимизирована программа зарезок боковых стволов. Апробация методики ремасштабирования относительных фазовых проницаемостей для повышения точности локализации текущих извлекаемых запасов в гидродинамической модели выполнена на полномасштабной крупноячейистой модели месторождения с высокой проницаемостью коллектора (0,111 мкм²). На основе уточненной карты плотности подвижных запасов нефти оптимизирована программа бурения уплотняющих скважин.

Таким образом, подтверждена высокая степень влияния численной диффузии на результаты оценки эффективности геолого-технических мероприятий на гидродинамической модели, предложены пути минимизации вычислительных ошибок. Отмечено, что предложенные подходы не позволяют полностью устранить влияние численной диффузии на результаты расчетов, в связи с чем предложено корректировать вычислительное ядро симуляторов (вводить методы регуляризации решения, корректировать метод аппроксимации насыщенности).

Как и зачем моделировать волновые поля в сейсморазведке

К.Р. Овчинников¹, О.А. Силаенков¹, Д.Б. Фиников¹, А.В. Шалашников¹

¹ООО «Сейсмотек»

Адреса для связи: k.ovchinnikov@seismotech.ru, o.silaenkov@seismotech.ru,
d.finikov@seismotech.ru, a.shalashnikov@seismotech.ru

Регистрируемые в сейсморазведке волновые поля включают волны разнообразной природы. Распространение волн в среде описывается тензорными волновыми уравнениями самого общего вида (в неупругих средах с поглощением вид уравнения до сих пор обсуждается). Строго говоря, наибольшее количество информации, которое можно извлечь из полученных данных, – это параметры уравнений, относящиеся к внутренним точкам среды. Именно это называется обратной задачей сейсморазведки. Решение обратной задачи в столь общей постановке не представляется возможным не только из-за ее сложности, некорректности и структурной неустойчивости, но и из-за ограниченной системы реальных наблюдений, объема и качества входной информации.

Помимо установления связей между оцененными упругими параметрами и вещественным составом пород, задачей интерпретационного этапа анализа данных сейсморазведки является получение детального описания среды в терминах параметров волнового уравнения. Здесь важная роль моделирования кажется очевидной – нельзя решать обратную задачу, не умея решать прямую. Отображение множества оцененных параметров в исходном волновом поле – необходимое, хотя и недостаточное, условие правильности решения. Надо признать, что и этот критерий далеко не всегда проверяется, хотя его важность всеми признается. Традиционно, обработка заканчивается получением различных изображений среды, которые уже и передаются на интерпретацию. Важно, чтобы эти изображения содержали правильные динамические параметры волн и имели минимальное количество помех. Этого также можно добиться с использованием модельных волновых полей.

В работе рассмотрено использование моделирования для расчета эталонных сейсмограмм и их применение для коррекции искажений амплитуд после миграции, получения оценок статических сдвигов и подавления помех. Кроме того, представлены применяемые в обработке специальные алгоритмы моделирования и подавления волн помех.

Предложено много разнообразных методов моделирования волновых полей. В работе акцент сделан на моделировании способом послыного пересчета интегральными операторами переноса поля и способе обращенного миграционного преобразования. Применение сеточных схем решения прямых задач рассмотрено в контексте получения гибридных решений.

Отмечено, что обсуждаемые алгоритмы пригодны для осуществления расчетов в ограниченной целевой области, что позволяет надеяться на успешное приложение методов и в задаче машинного обучения.

Секторный подход к автоматизированной адаптации гидродинамических моделей

А.А. Павлов¹, Б.В. Васекин¹, А.С. Меретин¹, А.П. Роцектаев²

¹ООО «Инжиниринговый центр МФТИ по полезным ископаемым»

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти»

Адрес для связи: pavlov.aa@cet-mipt.ru

Ключевые слова: автоматизация, адаптация гидродинамической модели, оптимизация, анализ чувствительности, метод роя частиц

В ходе освоения месторождения появляются актуальные данные, получаемые в результате геофизических, гидродинамических, лабораторных исследований, данные о добыче, забойных давлениях и параметрах заводнения. Высокая степень неопределенности этих данных приводит к необходимости адаптации существующей гидродинамической модели к истории разработки. Как правило, численный расчет больших месторождений занимает продолжительное время; при решении обратных задач временные затраты кратно возрастают. В таких случаях исходная модель разбивается на сектора, каждый из которых адаптируется независимо от остальных. Это позволяет декомпозировать задачу, уменьшить количество варьируемых параметров и время одного расчета симулятора.

В работе рассмотрены разработка и программная реализация инструментов для автоматизированной адаптации гидродинамических моделей с использованием секторного подхода. Реализованы автоматическое разбиение исходной гидродинамической модели на сектора и последующая последовательная адаптация параметров для каждого сектора. При адаптации могут использоваться различные алгоритмы оптимизации. Созданы алгоритмы применения оптимальных параметров секторов к исходной модели. Кроме того, разработаны и реализованы дополнительные алгоритмы, позволяющие сократить общее время адаптации. Показана возможность уменьшения числа оптимизируемых параметров при проведении анализа чувствительности в начале адаптации, что позволяет оставить только наиболее значимые из них. Варьируемые параметры скважин, которые сошлись к своим историческим данным в процессе оптимизации, можно также исключить.

Тестирование программного модуля проведено на модели сектора реального месторождения, включающего 89 скважин. Модель разделена на 10 секторов по 8–10 скважин в каждом. Варьируемыми параметрами являлись множители на латеральную компоненту абсолютной проницаемости и множители продуктивности скважин с трещинами гидроразрыва пласта. При адаптации секторных моделей использован метод роя частиц. В результате целевая функция уменьшилась на 70 % по сравнению с оригинальной моделью. В ходе тестирования сравнивались классический и секторный подходы. В сравнении с классическим подходом секторный занимает почти в 2 раза меньше времени.

Механистическая методика прогнозирования течения водонефтяной смеси в наземной трубопроводной инфраструктуре

А.А. Пашали¹, В.Г. Михайлов²

¹ПАО «НК «Роснефть»

²ООО «РН-БашНИПИнефть»

Адрес для связи: MikhaylovVG@bnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: водонефтяная смесь, наземные трубопроводы, двухжидкостная модель, перемешенное течение

Частично подготовленная скважинная продукция на дожимных насосных станциях (ДНС) представляет собой разгазированную водонефтяную смесь, которая при транспортировке может иметь как расслоенную, так и перемешенную структуру. Для определения проектной мощности перекачивающих насосов для ДНС необходим гидравлический расчет трубопроводной системы, который невозможен без предварительного определения структуры водонефтяного течения. В механистических методах моделирования границ переходов от одного режима течения водонефтяной смеси к другому можно выделить два различных подхода: 1) для отдельного (расслоенного) течения – постановка и решение задачи устойчивости в области тангенциального разрыва скоростей на границе двух контактирующих жидкостей по Г. Гельмгольцу (H. Helmholtz, 1868) и У. Кельвину (W. Kelvin, 1871); 2) для перемешенного (дисперсного) течения – решение задачи силового баланса между гравитационными и турбулентными силами в нормальном сечении потока. Раздельное или расслоенное течение при моделировании рассматривается как режим, состоящий из двух непрерывных фаз в продольном направлении потока, с равномерным профилем скорости и наличием касательных напряжений в пристеночной и межфазной зонах. На границе раздела фаз при определенных условиях могут распространяться внутренние гравитационные волны, обусловленные действием силы тяжести. Их устойчивость для различных скоростей течения воды и нефти является критерием отсутствия дисперсности течения в рамках данной модели стратификации. Режим течения, который идентифицируется как перемешенное течение теряет свойство продольной непрерывности для каждой из фаз. Одна из фаз (вода или нефть) распределена в другой в виде глобул, размер которых стабилизируется под действием вязких сил распределенной фазы и измельчается в результате турбулентных пульсаций непрерывной среды. Граница перехода от одного дисперсного режима течения к другому определяется эмпирическими корреляциями для расчета размера глобул, при котором устанавливается состояние равновесия между процессами дробления и коалесценции.

В работе предложена механистическая методика прогнозирования расслоенных и дисперсных режимов течения водонефтяной смеси в наземной трубопроводной инфраструктуре нефтяного месторождения. Для повышения точности гидравличе-

ского расчета важной задачей является определение структуры течения водонефтяной смеси. Для исследования устойчивости водонефтяной границы при расслоенном режиме течения смеси с использованием теории линейной устойчивости (длинных волн) по Кельвину – Гельмгольцу использована модификация подхода D. Vagnea & Y. Taitel, учитывающая волновую нестабильность на границе раздела фаз нефть – вода. Анализ устойчивости стратифицированного течения проводился на основе исследования двухжидкостной модели с заданными уравнениями неразрывности и количества движения применительно к воде и нефти с соответствующими замыкающими уравнениями. Для дисперсного течения водонефтяной смеси рассмотрена модель дробления N.J. Hinze и получены формулы для расчета критической скорости на границе дисперсных режимов течения и максимального диаметра стабильной глобулы. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений приведенных скоростей воды и нефти на границах, расслоенных и перемешанных водонефтяных течений, показало приемлемую для проведения инженерных расчетов сходимость.

Моделирование процесса рассеивания и генерирования жидкостных пробок для пространственно-ориентированного течения в трубе

А.А. Пашали¹¹ПАО «НК «Роснефть»**Адрес для связи:**

Ключевые слова: прогнозирование режима течения, гидравлические расчеты, водонефтяная смесь, наземные трубопроводы, рельефные трубопроводы, двухжидкостная модель, перемешанное течение

В работе рассмотрены так называемые рельефные трубопроводы, профиль которых повторяет профиль рельефа местности. При проведении гидравлических расчетов для повышения надежности эксплуатации таких трубопроводов важной задачей является моделирование образования жидкостных пробок в процессе транспортировки газа. Жидкостные пробки образуются при транспортировке «тяжелого», предварительно отсепарированного газа по трубопроводам на холмистой местности. Известные стационарные методики прогнозирования режимов газожидкостных течений не учитывают структуры течения с частичной диссипацией жидкостных пробок на нисходящих участках трубы, а также с инициированием роста жидкостной пробки в нижнем изгибе рельефного трубопровода.

Предложен метод расчета развивающегося газожидкостного потока для пространственно-ориентированного течения в трубе на основе нестационарных уравнений неразрывности и количества движения, записанных для пробкового режима течения, с использованием подхода к учету граничных условий в зонах изменения угла наклона трубы, предложенного в 2003 г. Н.-Q. Zhang. Анализ расчетов по предложенной методике для развивающегося течения показал, что на начальном участке нисходящего трубопровода, где относительная длина жидкостных пленок меньше единицы, реализуется пробковый режим течения, а ниже по течению, где этот параметр больше единицы, жидкостные пробки рассеиваются. Полученные зависимости продемонстрировали также плавное изменение параметров течения в области изгиба трубы с существенным увеличением длины жидкостной пленки и повышением объемного содержания жидкости, что согласуется с процессом инициирования роста жидкостной пробки в области изгиба.

Сопоставление расчетных результатов с экспериментальными данными для различных расходов газожидкостной смеси в рельефных трубопроводах показывает хорошее согласование при анализе процесса рассеивания и генерации жидкостных пробок. Разработанная методика может быть использована как для качественной, так и для количественной оценки деградации жидкостных пробок на нисходящем участке трубопровода, а также для расчета характеристик течения в зоне инициирования роста жидкостной пробки в области изгиба трубопровода.

Цифровизация бизнес-процесса проведения гидроразрыва пласта

Ю.А. Питюк¹, Н.А. Махота¹, Г.Р. Акмурзина¹, Р.Р. Мухутдинов¹,
И.Ш. Закирьянов¹, А.Н. Сердюк², И.Р. Сафин², А.В. Пестриков³

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

²ООО «РН-Юганскнефтегаз»

³ПАО «НК «Роснефть»

Адрес для связи: PityukYuA@bnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, цифровизация, автоматизация, бизнес-процесс, сервис-ориентированное приложение

На месторождениях ПАО «НК «Роснефть» ежегодно проводится более 10 тыс. операций гидроразрыва пласта (ГРП). Бизнес-процесс (БП) проведения ГРП является технически и организационно сложным, затрагивает многие производственные службы дочерних добывающих обществ ПАО «НК «Роснефть», подрядных организаций и проектных институтов компании.

Анализ действующей схемы БП проведения ГРП показал следующее. Значительная доля операций ГРП выполняется внешними подрядными организациями. В результате существенный объем информации в процессе планирования и проведения операций ГРП представлен в разных цифровых форматах, зачастую пакет информации, необходимой для проектирования дизайнов ГРП, формируется из разных баз данных различными участниками БП. Установлено, что в целом имеется существенный потенциал для развития цифровизации БП проведения ГРП.

Для цифровизации БП проведения ГРП (от этапа составления заявки на ГРП до этапа согласования итогового отчета по фактическим данным) предложено разработать сервис-ориентированное приложение «Поддержка бизнес-процесса ГРП». Приложение обеспечивает следующий функционал: ролевой доступ пользователей; формы для создания заявки на ГРП; формы для оценки потенциала продуктивности скважины и составления рекомендаций по ГРП; автоматический сбор исходных данных из корпоративных баз данных; интеграция с корпоративным симулятором ГРП; формирование отчетов о дизайне, редизайне, фактических ГРП и их согласование; мониторинг выполнения этапов проведения ГРП; автоматическое формирование фрак-листа; аналитические данные о ГРП. Для быстрого реагирования на события о ключевых изменениях в системе и эффективной коммуникации между участниками бизнес-процесса предлагается использовать систему уведомлений.

Условно структуру приложения можно разделить на автоматическое рабочее место (АРМ) заказчика и АРМ подрядчика. Заказчик отвечает за предоставление исходных данных и согласование дизайна, редизайна и итогового отчета о ГРП; подрядчик – за выполнение работ по ГРП и предоставление соответствующих отчетов. Предложенное цифровое решение позволит оптимизировать взаимодействие заказчика и подрядных организаций, повысить структурированность информации о ГРП, включая исходные и фактические данные и отчеты.

Апробацию рассмотренного цифрового решения планируется провести на базе ООО «РН Юганскнефтегаз» – ключевого дочернего общества ПАО «НК «Роснефть», в котором выполняется самое большое число операций ГРП.

Особенности математического моделирования при прогнозировании образования газовых гидратов в процессе эксплуатации скважин

А.Д. Рябов¹, Ю.А. Максимова¹

¹Томский политехнический университет

Адрес для связи: artem-ryabov-1999@mail.ru

Ключевые слова: гидратообразование, моделирование, условия гидратообразования, газовые скважины, промысловые трубопроводы, метанол, расчет расхода

Образование газовых гидратов – один из негативных факторов при добыче газа. Наличие газогидратов уменьшает срок службы газосборной сети и ее пропускную способность, усложняет или делает невозможным процесс переработки, снижает эффективность транспортировки газа и приводит к аварийным ситуациям на промысловых объектах. Поэтому изучение механизма образования газовых гидратов и выбор методов предотвращения образования и ликвидации гидратов являются актуальными задачами. Для прогнозирования возможности образования гидратов на некоторых участках трубопроводов можно использовать формулу, которая определяет величину разницы химических потенциалов $\Delta\mu$. Если $\Delta\mu > 0$, то образование газового гидрата на исследуемом участке трубопровода возможно; если $\Delta\mu < 0$, то невозможно. При $\Delta\mu = 0$ система находится в состоянии равновесия. Однако, как правило, на практике данная ситуация не реализуется, так как это идеализированная теоретическая модель. Для выполнения таких расчетов необходимо определить распределение температуры и давления по всему участку трубопровода, например, с помощью усовершенствованной экспоненциальной зависимости. Температуру и давление вдоль ствола скважины можно рассчитать с использованием системы дифференциальных уравнений, выведенных из формулы Стефана и термодинамической теории.

Типовые кривые забойного давления для скважины с вертикальной трещиной гидроразрыва с учетом скин-эффекта

Е.О. Сазонов¹, И.Л. Хабибуллин²

¹ООО «Башнефть-Добыча»

²Башкирский гос. университет

Адреса для связи: roboticseo@gmail.com, habibi.bsu@mail.ru

Ключевые слова: нестационарная фильтрация, скин-фактор, скин-зона, вертикальная трещина гидроразрыва, преобразование Лапласа, типовые кривые

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в настоящее время является неотъемлемой частью процесса разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Нестационарные эффекты в таких коллекторах доминируют практически на всем протяжении времени эксплуатации. На эффективность ГРП влияет большое количество факторов, одним из которых является качество околотрещинной зоны пласта, так называемая скин-зона (fluid loss damage zone). От параметров этой зоны значительно зависят дебит и коэффициент продуктивности скважины. Поэтому важно иметь способ оценки параметров этой зоны.

В работе решалась следующая задача. В бесконечном пласте, насыщенном однофазной жидкостью, имеется скважина, которая пересекается симметричной вертикальной трещиной гидроразрыва по всей его толщине. Пласт вокруг трещины имеет скин-зону, которая обладает малой протяженностью по сравнению с характерным размером задачи, а также обладает ухудшенными коллекторскими свойствами. Гидравлическая связь пласта и скважины реализуется только через боковую поверхность трещины, так как ширина (раскрытие) трещины намного меньше ее длины. В начальный момент времени давление в пласте и трещине одинаково и скважина вводится в эксплуатацию с постоянным расходом.

Решение задачи найдено для изображений в пространстве Лапласа, а оригинал получен в квазистационарном приближении для зависимости забойного давления от времени. Выражение представляет собой уравнение «типовых кривых» (type curves), которые можно использовать для решения обратных задач гидродинамики пласта и задач интерпретации гидродинамических исследований скважин. Рассмотрен безразмерный параметр, определяющий дополнительное падение давления в скин-зоне, что по смыслу совпадает со скин-фактором. Показано, что при $s = 0$ полученное выражение совпадает с точностью до постоянного множителя с известным уравнением типовой кривой для билинейного режима при отсутствии скин-зоны.

Результаты апробации методов оценки среднего пластового давления

В.В. Сарапулова¹, Р.Р. Латыпова¹, Р.М. Набиуллин², Д.Р. Гизатуллин²

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

²ООО «Башнефть-Полюс»

Адрес для связи: SarapulovaVV@bnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: пластовое давление, гидродинамические исследования скважины (ГДИС), метод Хорнера, метод Мэттьюза – Бронса – Хазербрука, метод Дитца

Для разработки нефтегазовых месторождений необходимы данные о динамическом пластовом давлении. Для определения текущего давления проводятся различные исследования, в том числе гидродинамические исследования скважин. В данной работе рассмотрено среднее пластовое давление в элементе разработки, содержащем нагнетательные и/или добывающие скважины. В этом случае давление усредняется по площади дренирования скважины.

Одними из наиболее часто используемых способов определения пластового давления являются методы Мэттьюза – Бронса – Хазербрука (МБХ) и Хорнера, Миллера – Дайса – Хатчинсона (МДХ) и Дитца. Основным недостатком этих методов заключается в использовании в качестве поправочного коэффициента значения функции безразмерного давления МБХ на момент времени, соответствующий длительности работы скважины: источниками этих значений могут служить либо известные графики (для ограниченного набора типов скважины и областей дренирования), либо расчетный модуль на основе известных решений.

ПАО «НК «Роснефть» разрабатывает собственное наукоемкое программное обеспечение в части интерпретации ГДИС с целью импортозамещения зарубежных аналогов. В прототипе корпоративного ПО для расчета среднего пластового давления:

- алгоритмизирован и реализован автоматический расчет безразмерной функции МБХ для любого типа заканчивания скважины (вертикальная, вертикальная с трещиной, горизонтальная) и расположения скважины в замкнутом пласте;
- реализован автоматический расчет методами МБХ-Хорнера и МДХ-Дитца;
- реализован расчет форм-факторов Дитца по значениям функции безразмерного давления МБХ не только для известных в литературе положений скважины в замкнутой области дренирования, но и в любой точке этой области.

Апробация указанных методов расчета среднего пластового давления проведена как на синтетических данных, так и на промысловых. При сравнении результатов численного и аналитического моделирования получена хорошая сходимость.

Характеристики дисперсности в объяснении поведения водонефтяных зон при заводнении месторождений Восточной Сибири

П.Г. Токмакова¹

¹Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»

Адрес для связи: tokmakova_pg@mail.ru

Ключевые слова: Восточная Сибирь, заводнение, минерализация, водонефтяная эмульсия, микроэмульсия, граница раздела фаз

Нередко процесс разработки нефтяных месторождений осложнен наличием водонефтяных зон. Зоны постепенного перехода от нефтенасыщенной к водонасыщенной области, возникающие под действием капиллярных сил и не имеющая четкой границы раздела между фазами, необходимо детально исследовать как для определения начальных и текущих запасов нефти, так и для систематизации особенностей движения флюидопотока. Однако к настоящему времени основные механизмы физико-химических процессов взаимодействия жидких фаз в различных коллекторах при разработке водонефтяных зон и динамика положения водонефтяного контакта изучены недостаточно.

В работе приведены результаты лабораторных исследований на образцах нефти, отобранных на месторождениях Восточной Сибири. Выявлена возможность снижения охвата пласта воздействием и нефтеотдачи вследствие гидроизоляции с образованием «водных блокад». В результате анализа основных характеристик в процессе взаимодействия в системе вода – нефть, влияющих на поведение потока и образование водонефтяных эмульсий, установлено формирование тонких поверхностных слоев, в пределах которых возможно самопроизвольное образование структурированных микроэмульсий в присутствии солей. Это объясняет проявления вязкостных и структурно-механических свойств, а также основные характеристики механизма поведения флюидов в зонах водонефтяного контакта. Промежуточные результаты исследований неньютоновских свойств флюидов водонефтяных зон позволяют утверждать, что нарушение линейного закона фильтрации может быть обусловлено не только свойствами поровых каналов, но и комплексным взаимодействием жидкостей.

Применение кластерного анализа для идентификации прорыва закачиваемых вод в нефтедобывающих скважинах

И.С. Трухин¹, С.В. Суховерхов¹, П.А. Задорожный¹

¹Институт химии ДВО РАН

Адрес для связи: truhin.ivan.91@gmail.com

Ключевые слова: кластерный анализ, пластовая вода, заводнение пласта, о. Сахалин

Серьезной проблемой при добыче нефти методом заводнения пласта является обводнение продукции скважин. При этом важно своевременно корректно определить источник поступления воды и принять меры по ограничению водопритоков. Часто для контроля движения вод в пласте применяются трассерные исследования. Эти исследования обладают высокой информативностью, однако являются сложными и дорогостоящими. В то же время на большинстве месторождений проводится регулярный мониторинг химического состава попутно добываемых и закачиваемых вод. Поэтому был разработан способ обнаружения и расчета количества закачиваемой воды в продукции добывающих скважин на основе информации о химическом составе воды при помощи метода кластерного анализа.

Предлагаемый подход идентификации прорыва закачиваемой воды заключается в разделении образцов на три группы с выделением промежуточной по физико-химическим параметрам группы, соответствующей образцам с прорывом при помощи кластерного анализа методом k -средних. Доля закачиваемой воды рассчитывается методами иерархического кластерного анализа на основе отношения статистических дистанций между образцами.

В работе рассмотрены результаты расчетов, выполненных при помощи программного комплекса Statistica 12 на основании результатов исследований 107 образцов попутно добываемой и закачиваемой воды, отобранных на одной из платформ нефтяного месторождения о. Сахалин за несколько лет добычи. Определено 13 физико-химических параметров вод, включая pH, общую минерализацию, концентрацию основных ионов.

Иерархический анализ полного массива данных показал, что данный метод позволяет успешно разделить образцы воды на группы, соответствующие скважинам, и выделить скважины с изменениями в составе воды. Методом k -средних подтверждено поступление закачиваемой воды в одну из скважин. Рассчитана доля закачиваемой воды в образцах из данной скважины. В течение 2,5 лет она увеличилась от 1,3 до 30,1 %. Полученные результаты хорошо коррелировались с содержанием сульфатов, корреляции с другими компонентами не наблюдалось. Преимуществом предложенного подхода стала возможность отслеживать неочевидные процессы, не поддающиеся субъективной оценке. Оценка статистической значимости параметров позволила минимизировать влияние случайных или не связанных с прорывом закачиваемой воды факторов.

На разработанный способ получен патент РФ № 2743836.

Оценка геологических рисков при бурении скважин с применением секторных геолого-гидродинамических моделей

Т.Д. Хабибуллин¹, И.А. Ступак¹

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

Адреса для связи: KhabibullinTD@bnipi.rosneft.ru, StupakIA@bnipi.rosneft.ru.91@gmail.com

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, оценка геологических рисков, секторная геолого-гидродинамическая модель, снижение степени неопределенности, горизонтальная скважина, эффективность бурения

В настоящее время в нефтяной промышленности в связи с переходом к разработке сложных объектов ведется поиск новых технологий для поддержания добычи на достигнутом уровне или обеспечения ее прироста. Характерными особенностями таких объектов являются недоизученность, сложность геологического строения, наличие фонда транзитных скважин. При их разработке возникает необходимость совершенствования методов повышения нефтеотдачи пластов. В настоящее время актуальным направлением при геологическом сопровождении бурения горизонтальных скважин и боковых стволов является эффективное управление рисками, их своевременное выявление и минимизация с целью снижения вероятности экономических потерь.

В работе рассмотрены подходы к оценке геологических рисков и алгоритма подбора мероприятий, направленных на снижение риска перед началом бурения новых скважин, с применением секторных геолого-гидродинамических моделей. Представлены изучения геологического строения объекта «К» месторождения «А». Оценены и классифицированы геологические риски. Построена секторная геолого-гидродинамическая модель опытного участка. Определены зоны локализации остаточных запасов. Выполнен расчет вариантов разработки участка с бурением горизонтальных скважин и боковых стволов. Дано описание предложенных подходов к оценке геологических рисков, подбору мероприятий и скважин-кандидатов. Даны рекомендации по снижению геологических рисков на опытном участке. Проанализирована эффективность применения рассмотренного подхода при разработке объекта «К».

Показано, что проведение мероприятий, направленных на уменьшение степени геологической неопределенности, в совокупности с созданием цифровой модели участка позволило снизить риски при планировании бурения. Экономическая эффективность мероприятий на сложных карбонатных объектах «К»кратно превышает стоимость их проведения. Опыт применения данного подхода может быть использован на других объектах со схожими геологическими и технологическими характеристиками.

Подходы к реализации стратегии управления двуствольными скважинами при гидродинамическом моделировании месторождений

Ф.С. Хисматуллина^{1,2}, И.Н. Санников¹, М.С. Демид^{1,2}

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Адреса для связи: farida.khismatullina@lukoil.com, Ivan.Sannikov@lukoil.com,
demid.maksim@gmail.com

Ключевые слова: моделирование разработки, многоствольные скважины, оптимизация работы фонда скважин, управление разработкой, геолого-гидродинамические модели

К настоящему времени для всех месторождений, находящихся на 1-3 стадиях разработки, созданы более или менее реалистичные геологические и гидродинамические модели, отражающие основные представления об объектах. При этом для подбора оптимального режима эксплуатации месторождения приходится итеративно рассчитывать множество вариантов. В рамках вероятностного моделирования тем более невозможно оптимизировать все варианты вручную. В то же время в отрасли накоплен большой опыт использования аналитических моделей для прогноза и оптимизации добычи. Такие аналитические модели, как характеристика вытеснения, обладают рядом преимуществ: они просты в реализации, обладают хорошей прогностической способностью на коротких временных промежутках, применимы для гидродинамической модели и выполняются для любой элементарной зоны притока. Все эти особенности позволяют оптимизировать режим работы скважин не только по отдельным скважинам, но и по стволам многоствольных скважин.

В работе предложен алгоритм использования характеристик вытеснения в гидродинамической модели для оптимизации работы фонда. Суть алгоритма заключается в минимизации целевой функции, которая является суммарной накопленной добычей воды для каждой элементарной зоны притока скважины или ствола многоствольной скважины. Добыча воды вычисляется по характеристикам вытеснения, которые адаптивно настраиваются для каждой скважины на данные по 2-5 последним расчетным шагам. Аргументами функции выступают дебиты жидкости стволов многоствольных скважин. На основании полученных дебитов пересчитываются размеры клапанов нижнего заканчивания и дебиты скважин. Алгоритм реализован с помощью инструментов известного гидродинамического симулятора (python-скрипт в 2200 строк) с применением объектно-ориентированного программирования.

Предложенный алгоритм опробован на модели месторождения D33, где имеются двуствольные скважины, ниже заканчивание которых представлено многосегментной моделью. Одним из основных целевых показателей является продолжительность периода стабильной добычи нефти. Применение данного скрипта при моделировании позволило за счет изменения направляющих дебитов оптимизировать работу скважин и увеличить время работы месторождения с целевыми показателями. Дополнительное преимущество применения алгоритма заключается в ускорении подготовки к расчету различных вариантов.

Результаты апробации методик моделирования многофазного потока для расчета забойного давления

А.С. Чиглинцева¹, А.А. Чумаков^{1,2}

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

²Башкирский гос. университет

Адреса для связи: ChiglintsevaAS@bnipi.rosneft.ru, ChumakovAA@bnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: скважина, градиент давления, многофазный поток, механистический метод, объемное содержание газа, апробация, расчетный модуль

Актуальность исследований в области построения алгоритмов пересчета давления по стволу скважины связана как с повышением точности расчетов, так и с созданием унифицированных моделей на основе уже известных методик. Главной задачей является обеспечение корректности расчетов давления для различных режимов работы скважины и повышение качества проводимых гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

ПАО «НК «Роснефть» ведет активную работу в области импортозамещения наукоемкого программного обеспечения (ПО). В настоящее время в компании успешно реализуется проект по импортозамещению ПО в части интерпретации ГДИС. Разрабатываемое ПО включает наиболее известные на практике методики моделирования многофазного потока для расчета забойного давления в стволе добывающей скважины, такие как однофазная модель, односкоростная модель, методики Hasan – Kabir, Beggs – Brill, Ansari, Zhang, Orkiszewski. При апробации методик рассматривался широкий диапазон изменения параметров: газового фактора, диаметра и угла наклона ствола скважины, обводненности, расхода жидкости для расчетной области (глубины) от 100 до 3000 м. Выполнено сравнение результатов численных расчетов с результатами, полученными при использовании аналогичных моделей, представленных в модулях Saphir ПК Ecrin и ПК PipeSim, при одинаковом наборе PVT корреляций для свойств флюидов. Результаты сравнения показали хорошую сходимость. Предлагаемый подход обеспечил максимальный охват возможных режимов работы скважин.

Методика также апробирована на промысловых данных, полученных при проведении гидродинамических исследований добывающих скважин механизированного фонда. Установлено, что корректность расчета главным образом зависит от учета следующих факторов: геометрии ствола скважины, изменения свойств добываемых флюидов, структуры многофазного потока и динамической картины течения в стволе скважины.

Оптимизация пароциклического воздействия на нефтяной пласт

А.П. Шевелёв¹, К.М. Фёдоров², А.Я. Гильманов¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

²Тюменский гос. университет

Адрес для связи: alexandershevelev@mail.ru

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, пароциклическое воздействие, теплофизика, математическое моделирование, дебит, оптимизация параметров разработки, увеличение нефтеотдачи

Задача моделирования процессов, происходящих в пласте при пароциклической обработке призабойных зон скважин, является актуальной, поскольку технология требует предварительного прогноза технологических показателей с целью максимизации накопленной добычи. В работе рассмотрена оптимизация технологических параметров пароциклического воздействия на основе интегральной модели с учетом гравитационной сегрегации. Интегральная модель пароциклического воздействия усовершенствована за счет учета вертикальных конвективных течений.

Интегральная модель основана на следующих допущениях. На первой стадии во время закачки пара прогретая область имеет форму раскрывающегося конуса, вершина которого находится на забое скважины. Положение границы теплового фронта определяется условиями баланса тепла. Затем, когда координата фронта прогрева у кровли становится равной половине толщины пласта, движение теплового фронта начинается вблизи подошвы пласта. Прогретая область на этом этапе имеет форму усеченного конуса. Поворот системы координат и приведение уравнения теплопроводности к одномерному виду позволяет использовать интегральные уравнения теплового баланса. Условие равенства мощности суммарных тепловых потерь и скорости нагнетания теплоносителя позволяет определить максимальный радиус прогретой зоны и время закачки теплоносителя. Оптимальное время паротепловой пропитки определяется условием полной конденсации пара и втягиванием нефти в прогретую зону.

На этапе добычи нефти стадия движения фронта в виде усеченного конуса следует перед стадией уменьшения угла раствора конуса с вершиной на забое скважины. Добыча нефти в рамках предлагаемой модели определяется из интегрирования закона Дарси.

Разработанная модель была применена для расчета добычи нефти при применении метода на месторождении Шо-Вел-Там (США). Расчётное значение времени цикла закачки пара составило 31 дней, в то время как реальное – 27 дней. Расчет показал, что конденсация пара происходит за 2 дня, на промысле период паротепловой пропитки составлял 8 дней. Суммарное время между циклами добычи составило по данным моделирования 33 дня, по промысловым данным – 35 дней. Таким

образом, достигнутая точность 10% показывает, что верификация модели удовлетворительная.

Дополнительная накопленная добыча зависит от длительности стадии добычи в каждом цикле. Процедура нахождения экстремума позволяет найти оптимальную длительность цикла с целью максимизации добычи.

В итоге, предложенная модель позволяет оптимизировать времена закачки пара, паротепловой пропитки и добычи нефти для реальных месторождений, где возможно применение пароциклического воздействия. Оптимизационные расчеты показали, что небольшие изменения времен этапов процесса позволили бы добыть около 10% дополнительной нефти за период воздействия. Разработанная интегральная модель может быть использована для прогноза разработки месторождений на ранних этапах.

Ускорение численных расчетов моделирования разработки месторождений с использованием графических процессоров

Н.А. Шевко¹

¹Газпромнефть Бадра Б.В.

Адрес для связи: Shevko.NA@gazpromneft-badra.com

Ключевые слова: ускорение расчетов, численное моделирование, разработка залежей, графические карты

В работе рассмотрено ускорение численных расчетов при моделировании многофазных фильтрационных потоков пластовых флюидов на основе использования инновационной архитектуры графических процессоров (GPU) за счет реализации проверенных и эффективных параллельных численных алгоритмов в условиях ограничений и преимуществ графических процессоров. За основу приняты стандартные процессы и процедуры симулятора Black Oil. Ключевые операции связаны с переписыванием кода на CUDA C, разработкой оптимальных вычислительных ядер (kernels) на устройстве и адаптации проверенных и надежных алгоритмов на базе центрального процессора (CPU) к новой парадигме графического процессора. Для достижения высоких показателей ускорения потребовалось максимизировать загрузку GPU и использовать все его аппаратные возможности, практически полностью исключить обмен данными CPU-GPU (bottleneck) и найти подходящие алгоритмы линейного решателя в условиях массивного параллелизма.

Представлены детали решения задачи фильтрации на GPU. Высокая производительность обеспечивалась следующими особенностями реализации: специальные форматы хранения данных, векторов и матриц; широкое использование регистров и shared памяти вместо global и local переменных; балансировка расчетов внутри warp и thread; определение ядра для последовательного треугольного решателя, сохраняющего баланс загрузки потока и количества массивно параллельных потоков. Программная реализация рассматриваемых алгоритмов демонстрирует ускорение с более чем десятикратной разницей по сравнению с коммерческими симуляторами на CPU. Сопоставление алгоритмов и оценка их корректности проверялись на известной тестовой задаче SPE-10.

Показан успешный опыт применения многообещающей аппаратной технологии графических процессоров с целью максимального ускорения расчетов фильтрационных потоков при полномасштабном моделировании разработки месторождений углеводородов. Использование симуляторов на базе графических процессоров позволит предоставить лучшие решения для бизнеса за счет большей многовариантности расчетов и детализации моделей.

Выделение и стохастическая оценка факторов геологического риска, связанных с неопределенностью структурных построений на примере площади Западной Сибири

Ю.Е. Шилькова¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Адрес для связи: yeshilkova@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: стохастическое моделирование, оценка неопределенности структурных построений, погрешность структурных построений

В работе рассмотрено применение стохастического моделирования для оценки неопределенности структурных построений, на этапе интерпретации сейсмических данных. Ряд исследователей отмечает, что в среднем коэффициент геологической успешности в мире составляет 40 %, причем лишь 50 % открытых месторождений в дальнейшем вводится в разработку как экономически эффективные проекты. Таким образом, любой геолого-разведочный проект, помимо объективной неопределенности объема углеводородов, характеризуется значениями вероятности геологической и экономической успешности. Анализ геологического риска представляет собой количественную оценку критичных для формирования и сохранности залежи углеводородов факторов. Вероятность открытия месторождения является величиной мультипликативной и определяется вероятностью существования резервуара, вероятностью существования и заполнения ловушки углеводородов, вероятностью сохранности залежи.

В работе детально проанализирован риск вероятности существования ловушки углеводородов с помощью стохастического метода. Результатом стохастического моделирования является набор карт: среднего и стандартного отклонения, вероятности наличия замкнутой структуры. На вход стохастического моделирования структурных построений подается корреляция опорных горизонтов, степени неопределенности, вычисленные при помощи атрибутивного анализа, карта скоростей, неопределенность скоростей, вычисленная при помощи вариограммного анализа. Затем оценивается неопределенность структурных построений путем моделирования набора равновероятных структурных карт.

Стохастическое моделирование, в отличие от детерминистического подхода позволяет получить площадную оценку погрешности структурных построений. Дополнительно строятся карты реализаций глубинных поверхностей, на основе которых можно определить степень неопределенности запасов и ресурсов. Отмечено, что предложенные подходы не позволяют полностью устранить влияние численной диффузии на результаты расчетов. В связи с этим предложено корректировать вычислительное ядро симуляторов (вводить методы регуляризации решения, корректировать метод аппроксимации насыщенности).

Математическое моделирование закрепленной проппантом трещины гидроразрыва пласта с использованием программного комплекса TSH FRAC

А.С. Шляпкин¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Адрес для связи: ShlyapkinAS@tmn.lukoil.com

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП), проппант, симулятор ГРП

В работе рассмотрен программный продукт TSH FRAC, основанный на одномерной гибридной математической модели. Приведена численная реализация математической модели. Программный комплекс позволяет при импорте данных о параметрах пласта, закачке, свойствах жидкости гидроразрыва пласта (ГРП) и проппантов рассчитывать геометрические параметры трещины, визуализировать результаты расчета. Предусмотрена возможность выполнения многовариантных вычислений. В комплексе предусмотрена опция, позволяющая минимизировать возможные риски при предпроектной подготовке. Реализована возможность внесения пользовательских «сценариев», в которых могут быть описаны как возможные исходы, так и ограничения по корректности технологических параметров с учетом геологических предпосылок и фактической информации о ранее проведенных ГРП на объектах-аналогах. В TSH FRAC после загрузки данных о стоимости отдельных работ и материалов можно рассчитать себестоимость проведенных мероприятий, что в дальнейшем, при оценке дополнительной добычи нефти, дает представление об экономической рентабельности. Результаты вычислений экспортируются в виде различных отчетов в формате Excel, что позволяет работать с информацией специалистам смежных направлений, занимающихся проектированием ГРП.

Программный комплекс протестирован при решении ряда задач с варьированием геологических параметров пласта и технологических параметров закачки. Расчеты с использованием фактической информации о проведенных ГРП и результаты сравнения с существующими коммерческими аналогами свидетельствуют о корректности представленной математической модели, заложенной в основу комплекса.

Отмечено, что программно-расчетный модуль на основе созданной математической модели имеет перспективы развития и может служить инструментом для анализа мероприятий, связанных с созданием трещин ГРП, а также использоваться при инженерном сопровождении в инжиниринговых компаниях.

Программное обеспечение для расчета аппаратов подготовки нефти и воды TANGO

В.А. Юдаков¹, В.Д. Макашев¹, В.С. Абрамов¹

¹ООО «СамараНИПИнефть»

Адреса для связи: YudakovVA@samnipi.rosneft.ru, MakashevVD@samnipi.rosneft.ru,
AbramovVS@samnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: горизонтальные сепараторы, фактический режим работы, эффективность сепарации, физико-химические свойства нефти, реинжиниринг наземной инфраструктуры, эксплуатационные характеристики, модель капельного осаждения жидкости, высокая точность

На установках подготовки нефти наиболее распространены горизонтальные сепараторы. Их устанавливают как на первых, так и на конечных ступенях сепарации. Горизонтальные сепараторы отличаются от вертикальных более высокой единичной производительностью. Правильный выбор и расчет сепараторов очень важен при проектировании установок подготовки нефти и газа для обеспечения их дальнейшей работоспособности и эффективности.

В настоящее время эксплуатация/подбор аппаратов подготовки нефти и воды осуществляется в соответствии с их производительностью, указанной в паспорте завода-изготовителя. Основные недостатки такого подхода заключаются в следующем:

- не учитываются параметры, определяющие фактический режим работы;
- отсутствует возможность прогнозирования режимов работы в перспективе при изменении сценарных условий.

При этом на эффективность сепарации существенно влияют физико-химические свойства обрабатываемых продуктов и параметры технологического процесса, которые в период эксплуатации оборудования могут значительно измениться.

В основу рассмотренного в работе программного обеспечения TANGO для расчета аппаратов подготовки нефти и воды заложена модель капельного осаждения жидкости. Результатами расчета является эксплуатационная характеристика аппарата при текущих параметрах. В качестве дополнительных результатов в ПО предусмотрена возможность построения зависимости производительности аппарата от текущих параметров эксплуатации.

Показано, что ПО TANGO характеризуется высокой эффективностью и точностью расчета, а также позволяет значительно снизить трудозатраты.

В качестве основных задач, решаемых с помощью программного обеспечения для расчета аппаратов нефти и воды TANGO, можно отметить следующие:

- оценка работы действующих аппаратов;
- подбор аппаратов при проектировании;
- подготовка рекомендаций по изменению технологического режима действующих аппаратов;
- прогнозирование режимов работы аппаратов при изменении текущих параметров.

Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020664812 «TANGO» от 18 ноября 2020 г.