

На правах рукописи



Чудин Ян Сергеевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПРОКСИ-МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПХГ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор технических наук
Михайловский Александр Артемович

Москва – 2022

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий
- Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Научный руководитель: **Михайловский Александр Артемович** – доктор технических наук, главный научный сотрудник Лаборатории технологий ПХГ Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ».

Официальные оппоненты: **Сохошко Сергей Константинович** - доктор технических наук, профессор, профессор высшей категории кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Тупысев Михаил Константинович - кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН (ФГБУН ИПНГ РАН).

Ведущая организация: ООО «Газпром ПХГ»

Защита диссертации состоится «20» сентября 2022 года в 15 часов 30 минут на заседании диссертационного совета Д 511.001.01, созданного на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, здание 15, строение 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ООО «Газпром ВНИИГАЗ» <http://www.vniigaz.gazprom.ru>

Автореферат разослан «10» августа 2022 года

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д.ф.-м.н.

Бузников Никита Александрович

Общая характеристика работы

Актуальность темы исследования

Методы гидродинамического прокси-моделирования широко используются для решения многочисленных задач, возникающих на разных этапах и уровнях проектирования, анализа, контроля и регулирования разработки газовых месторождений, создания и эксплуатации ПХГ. Эти методы оказываются эффективными при интегрированном моделировании комплексных систем, проведении оперативных многовариантных расчетов, а также прогнозных расчетов в условиях ограниченного объема достоверных исходных геолого-промысловых и технико-экономических данных.

Методы прокси-моделирования технологических комплексов газовых месторождений и ПХГ основываются на рациональном сочетании упрощенных (приближенных по описанию процессов, низкомерных, укрупненных) гидродинамических моделей, в которых учитываются наиболее существенные свойства составных частей таких комплексов – водоносных пластов, естественных и искусственных газовых залежей, эксплуатационных скважин, объектов внутрипромыслового транспорта и компримирования газа, а также главные особенности происходящих в них процессов. Рассматриваемые процессы могут приближенно описываться несложными аналитическими зависимостями основных параметров этих процессов. Использование упрощенных моделей позволяет рассмотреть главное за "лесом" второстепенного.

Анализ соотношения затрат и качества результатов моделирования показывает, что при использовании упрощенных моделей, в отличие от сложных (подробных по описанию процессов, многомерных, детальных сеточных моделей), повышение качества результатов на условную единицу требует сравнительно небольшого прироста затрат. Это обуславливает тот факт, что доленое использование упрощенных гидродинамических моделей в общем комплексе различных по сложности моделей может достигать 90-95%

на начальных этапах разработки месторождений и создания ПХГ, а также на высших иерархических уровнях их управления в ЕСГ. Долевое использование упрощенных моделей на заключительных этапах разработки месторождений, при циклической эксплуатации ПХГ, на низших уровнях управления (пластом, системой скважин и объектами обустройства) может составлять до 30-40%.

Опыт применения гидродинамических прокси-моделей показал, что они позволяют проводить соответствующие уровню и сложности поставленных задач, а также удовлетворительные по точности технологические расчеты по разработке газовых месторождений, созданию и эксплуатации ПХГ. Прокси-модели характеризуются облегченной адаптацией, сравнительно небольшими трудозатратами и высокой оперативностью расчетов.

Степень разработанности темы исследования

Исследованию вопросов гидродинамического прокси-моделирования при разработке естественных газовых залежей месторождений, создании и эксплуатации искусственных газовых залежей ПХГ посвящены многочисленные работы как отечественных, так и зарубежных авторов.

В научных трудах Баренблатта Г.И., Басниева К.С., Бузинова С.Н., Закирова С.Н., Кочиной И.Н., Михайловского А.А., Мясникова Ю.А., Филинова М.В., Хейна А.Л., Чарного И.А., Шеберстова Е.В., Ширковского А.И., Щелкачева В.Н., а также Кристеа Н., Carter R.D., Tracy G.W., Corey A.T., Hurst W., Van Everdingen A.F., Katz D.L., Coats K.K., Tek M.R., Klins M.A., Bouchard A.J., Fanchi J.R., Edwardson M. J. и др. рассмотрены точные и приближенные аналитические решения основного уравнения упругого режима плоскорадиальной фильтрации, которые используются для моделирования водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ.

В исследованиях Бузинова С.Н., Варягова С.А., Васильева Ю.Н., Гереш П.А., Григорьева А.В., Гусева Э.Л., Егурцова Н.А., Ермолаева А.И., Закирова С.Н., Зиновьева В.В., Зотова Г.А., Игнатенко Ю.К., Колбикова С.В., Коротаева Ю.П., Левыкина Е.В., Максимова В.М., Михайловского А.А., Хана С.А. и др.

вариативно представлены разновидности и модификации балансовых моделей газовых залежей, в которых фигурируют основные показатели разработки месторождений, создания и эксплуатации ПХГ.

В работах ряда авторов, включая Бузинова С.Н., Варягова С.А., Гриценко А.И., Ермилова О.М., Ермолаева А.И., Коротаева Ю.П., Левыкина Е.В., Ширковского А.И. и др. рассмотрены методы прокси-моделирования важных гидродинамических процессов, протекающих в скважинах и объектах внутрипромыслового транспорта и компримирования газа.

Не смотря на значительное количество теоретических исследований и полученных практических результатов, используемые гидродинамические прокси-модели не всегда обеспечивают удовлетворительное соответствие реальным процессам. Это может приводить к снижению достоверности расчетов и эффективности разрабатываемых на их основе геолого-технологических и технико-экономических решений.

В связи с этим существует необходимость совершенствования применяемых в настоящее время методов гидродинамического прокси-моделирования газовых месторождений, создания и эксплуатации ПХГ.

Цель работы

Совершенствование методов гидродинамического прокси-моделирования для повышения эффективности проектирования, анализа, контроля и регулирования разработки газовых месторождений, создания и эксплуатации ПХГ.

Основные задачи исследования

- 1) Оценить точность существующих приближенных методов гидродинамического прокси-моделирования водоносных пластов и газовых залежей газовых месторождений и ПХГ;
- 2) Раскрыть суть применения методов численной суперпозиции и численного интегрирования для гидродинамического расчета водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ;

3) Разработать комплекс быстродействующих адаптивных алгоритмов и компьютерных программ интегрированного гидродинамического прокси-моделирования движения газа в системе «пласт – скважины - объекты внутрипромыслового транспорта и компримирования газа»;

4) Провести практическую апробацию полученных результатов.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются составные части технологических комплексов газовых месторождений и ПХГ – водоносные пласты, естественные или искусственные газовые залежи, эксплуатационные скважины, объекты внутрипромыслового транспорта и компримирования.

Предметом исследования являются гидродинамические прокси-модели элементов технологических комплексов газовых месторождений и ПХГ, а также происходящих в них процессов.

Научная новизна

Проведен систематический анализ гидродинамических прокси-моделей водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ, которые основываются на теоретических функциях влияния в виде точных (аналитических) и приближенных (инженерных) решений основного уравнения упругого режима фильтрации для укрупненной скважины.

На основе сравнительного анализа результатов расчетов водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ приближенными методами (эвристическим методом, методом интегральных соотношений и методом последовательной смены стационарных состояний) установлено, что для условий постоянного перепада, монотонного изменения (падения) и знакопеременного изменения давления на опорном контуре наиболее высокую точность, более 95%, показывает эвристический метод.

Результаты исследований водоносных пластов также показали, что точность расчетов методом численного интегрирования Картера-Трейси, с

использованием точного и приближенных решений основного дифференциального уравнения упругого режима фильтрации, на 5-6% ниже в случае знакопеременного изменения давления на опорном контуре (при циклической эксплуатации ПХГ) по сравнению с монотонным его изменением (при разработке месторождений).

Усовершенствованы модификации балансовой модели газовой залежи – зонального дренирования залежи и зональной газонасыщенности пласта при водонапорном режиме путем учета относительных фазовых проницаемостей.

Показано, что детерминированные прокси-модели скважин, трубопроводов и компрессорной станции могут быть заменены эквивалентными адаптивными нейросетевыми моделями.

Разработан адаптивный алгоритм интегрированного гидродинамического прокси-моделирования движения газа в системе «пласт – скважины - объекты внутрипромыслового транспорта и компримирования», в основе которого лежит использование искусственных нейронных сетей.

Защищаемые положения

1) Систематизация гидродинамических прокси-моделей для расчета водоносных пластов и газовых залежей газовых месторождений и ПХГ;

2) Усовершенствованный метод интегрированного гидродинамического прокси-моделирования газовых промыслов и ПХГ, включающий: метод численного интегрирования частных решений водоносных пластов эвристическим методом; усовершенствованные модификации балансовой модели газовой залежи – двух-объемного и зонального дренирования залежи и зональной газонасыщенности пласта при водонапорном режиме; нейросетевые модели трубопроводов и компрессорной станции;

3) Программный модуль интегрированного гидродинамического прокси-моделирования движения газа в системе «пласт – скважины - объекты внутрипромыслового транспорта и компримирования газа».

Теоретическая значимость работы

1) Систематизированы исследования в области гидродинамического прокси-моделирования для расчета водоносных пластов и газовых залежей газовых месторождений и ПХГ;

2) Разработаны основные направления по созданию и адаптации различных модификаций газогидродинамических прокси-моделей газовых промыслов и ПХГ;

3) Предложен подход к разработке алгоритма расчетов газовых промыслов и ПХГ, учитывающий функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), а также использующий искусственные нейронные сети для гидравлических моделей объектов внутрипромыслового транспорта и компримирования газа.

Практическая ценность и реализация результатов работы

1) На основе методов численной суперпозиции и численного интегрирования для гидродинамического расчета водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ синтезированы адаптивные алгоритмы расчета изменения давления и совокупного перетока пластовой воды при переменных во времени условиях на стенке укрупненной скважины (опорном контуре) в водоносном пласте, которые позволяют проводить расчеты водоносных пластов с точностью, соизмеримой с аналитическими решениями основного уравнения упругого режима фильтрации для укрупненной скважины;

2) В усовершенствованных прокси-моделях газовых промыслов и ПХГ учитываются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), а также используются искусственные нейронные сети для создания и проведения расчетов на гидравлических моделях объектов внутрипромыслового транспорта и компримирования газа. Использование таких моделей позволяет обеспечить необходимую точность расчетов при существенном сокращении временных затрат на их проведение;

3) Получены практические результаты применения методов прокси-

моделирования на примере ПХГ, основанные на разработанных алгоритмах и компьютерной программе интегрированного газогидродинамического прокси-моделирования движения газа в системе «пласт – скважины - объекты внутрипромыслового транспорта и компримирования газа» с использованием искусственных нейронных сетей.

Методы исследования

Решение поставленных задач проводилось на основе методов гидродинамического моделирования пластовых систем, скважин и объектов внутрипромыслового транспорта газа с использованием численных методов математического моделирования и методов машинного обучения.

Степень достоверности результатов исследований

Проведенные исследования основываются на известных законах гидродинамики и обобщении отечественного и зарубежного опыта создания и использования гидродинамических прокси-моделей для расчета водоносных пластов, газовых залежей, скважин и внутрипромысловых объектов газовых месторождений и ПХГ.

Результаты вычислительных экспериментов по моделированию объектов исследования, полученные с использованием усовершенствованных прокси-моделей, показали удовлетворительную сходимость с фактическими данными разработки месторождений и эксплуатации ПХГ.

Личный вклад

Личный вклад автора состоит в проведении многовариантных расчетов гидродинамических прокси-моделей водоносных пластов и газовых залежей месторождений и ПХГ, аналитических исследованиях приближенных методов решений основного дифференциального уравнения упругого режима фильтрации для частных случаев постоянного давления или расхода воды на укрупненной скважине, разработке алгоритма и программного комплекса интегрированного гидродинамического прокси-моделирования движения газа в системе «пласт – скважины - объекты внутрипромыслового транспорта».

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

В соответствии с формулой специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» диссертационная работа представляет собой прикладное исследование математических моделей и алгоритмов имитационного моделирования геологических объектов для обеспечения проектирования, мониторинга и управления природно-техногенными системами при извлечении из недр и хранении природного газа.

Полученные научные результаты соответствуют пункту 5 – «Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов».

Апробация работы

Результаты диссертации обсуждались на следующий международных и всероссийских научных конференциях:

- VI Петербургский международный газовый форум, 2016 г., Санкт-Петербург,
- I Российский нефтегазовый саммит «Интеллектуальное месторождение», 2018, Москва,
- Роснефть, IV Конференция «Технология в области разведки и добычи нефти», 2018, Москва,
- V федеральный ИТ-форум нефтегазовой отрасли России, 2019, Санкт-Петербург,
- Роснефть, V Конференция «Технология в области разведки и добычи нефти», 2019, Москва.

Публикации

Основное содержание работы изложено в 5 опубликованных работах, в том числе в двух изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России.

Авторским коллективом получено два свидетельства о регистрации программы ЭВМ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 124 наименований и приложения. Общий объем работы составляет 184 печатные страницы, из которых основное содержание работы - 182 печатная страница. Текст работы содержит 35 рисунков и 69 таблиц.

Содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы исследований, определена цель работы, поставлены задачи исследований, дана научная новизна, сформулированы защищаемые положения, показана практическая ценность, приведены сведения о внедрении результатов исследований и апробации работы. Большой вклад в развитие методологии гидродинамического моделирования процессов разработки газовых месторождений, создания и эксплуатации ПХГ внесли Баренблатт Г.И., Басниев К.С., Бузинов С.Н., Варягов С.А., Васильев Ю.Н., Гереш П.А., Григорьев А.В., Гриценко А.И., Гусев Э.Л., Егурцов Н.А., Ермилов О.М., Ермолаев А.И., Закиров С.Н., Зиновьев В.В., Зотов Г.А., Игнатенко Ю.К., Колбиков С.В., Коротаев Ю.П., Кочина И.Н., Кристеа Н., Левыкин Е.В., Максимов В.М., Михайловский А.А., Мясников Ю.А., Филинов М.В., Хан С.А., Хейн А.Л., Чарный И.А., Шеберстов Е.В., Ширковский А.И., Щелкачев В.Н., Bouchard A.J., Carter R.D., Coats K.K., Corey A.T., Edwardson M. J., Fanchi J.R., Hurst W., Katz D.L., Klins M.A., Tek M.R., Tracy G.W., Van Everdingen A.F.

В первой главе рассмотрены вопросы систематизации гидродинамических прокси-моделей водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ.

Для гидродинамического прокси-моделирования водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ широко используются теоретические безразмерные функции влияния.

Теоретические функции влияния представляют собой полученные разными методами точные и приближенные аналитические решения основного дифференциального уравнения упругого режима плоскорадиальной фильтрации для частных случаев постоянного давления или расхода воды на укрупненной скважине.

Точные решения впервые получены аналитически Ван Эвердингом и Херстом. В связи со сложностью расчетов на основе полученных аналитических решений последние представлены в графическом и табулированном виде.

Приближенные решения основного дифференциального уравнения упругого режима фильтрации для укрупненной скважины, также для частных случаев, получены различными методами. Эти методы включают эвристический метод (ЭМ), метод интегральных соотношений (МИС), метод последовательной смены стационарных состояний (МПССС) и инженерный метод коэффициентов продуктивности/приемистости водоносного пласта.

Сравнение приближенных решений с точным приведено на рисунках 1а,б.

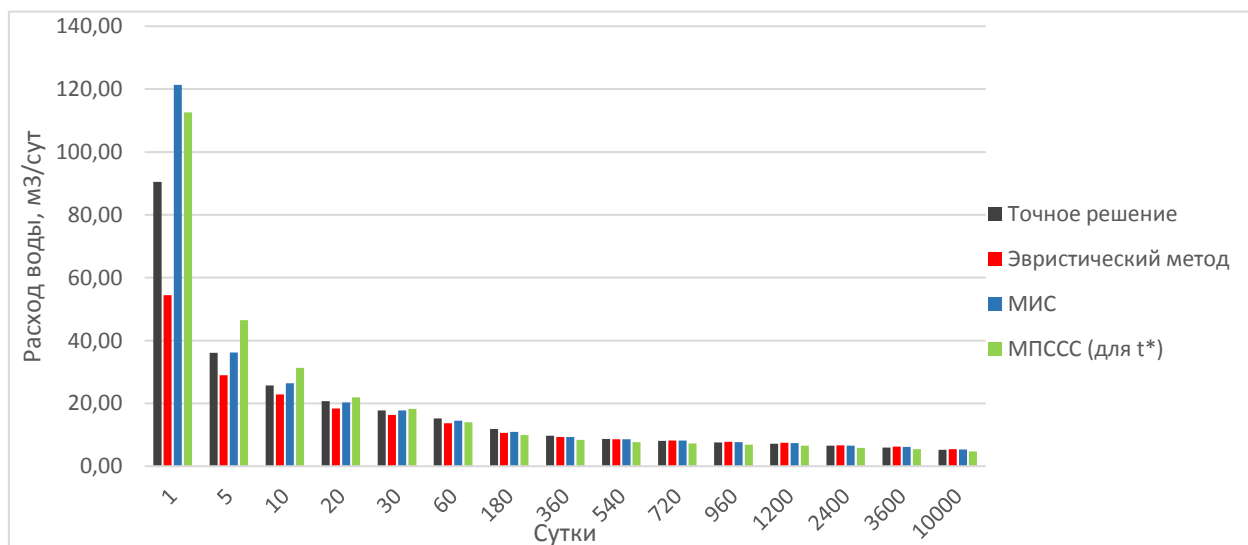


Рисунок 1а. $\Delta P=0.011$ МПа на опорном контуре

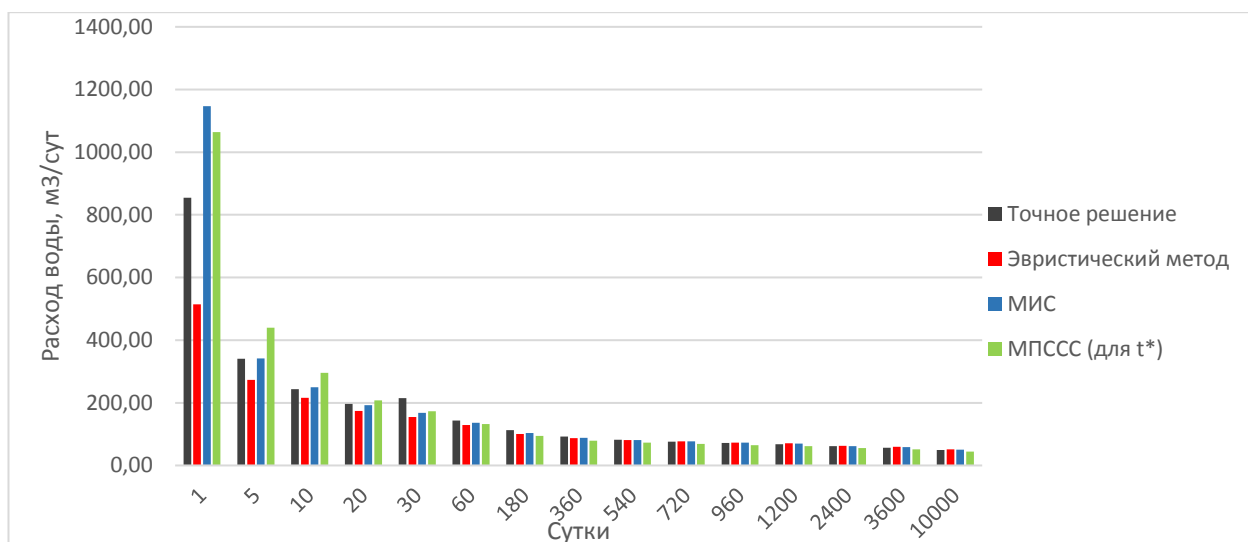


Рисунок 1б – Результаты расчетов изменения во времени расхода пластовой воды при постоянном перепаде давления $\Delta P=0.104$ МПа на опорном контуре

Эвристический метод на всем расчетном периоде времени показывает наиболее высокую точность расчетов, которая составляет 94.18 % (таблица 1).

Таблица 1 - Оценка точности результатов расчетов приближенными методами (ЭМ, МИС, МПССС) совокупного перетока пластовой воды для двух вариантов постоянного перепада давления на опорном контуре

Наименование показателя	ЭМ	МИС	МПССС (для t^*)
$\Delta P_{ок} = 0.011$ МПа			
RMSE, м³	1461.85	1443.44	635.68
Pearson, д.ед.	0.9999	1.0000	0.9999
R-квадрат, д.ед.	0.9906	0.9909	0.9982
MAPE, %	5.82	24.48	23.44
$\Delta P_{ок} = 0.104$ МПа			
RMSE, м³	13821.14	13647.11	6010.02
Pearson, д.ед.	0.9999	1.0000	0.9999
R-квадрат, д.ед.	0.9906	0.9909	0.9982
MAPE, %	5.82	24.48	23.44

Методы гидродинамического прокси-моделирования водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ для общего случая переменных во времени давления или расхода пластовой воды на укрупненной скважине основываются на использовании методов численной суперпозиции (метод Эвердингена-Херста, МЭ-Х) и численного интегрирования (метод Картера-Трейси, МК-Т) точных и приближенных решений основного

дифференциального уравнения упругого режима фильтрации, полученных для частных случаев.

В этих численных методах реализуются два альтернативных подхода по аппроксимации изменения во времени расхода и совокупного перетока пластовой воды на укрупненной скважине. В методе Эвердингена-Херста используется метод численной суперпозиции «скачков» расхода воды или перепада давления, аппроксимирующих их изменение во времени. В методе Картера-Трейси используется метод численного интегрирования «ступенек», аппроксимирующих изменение во времени расхода воды с заменой его реальной истории фиктивной историей на каждом новом временном шаге (рисунок 2).

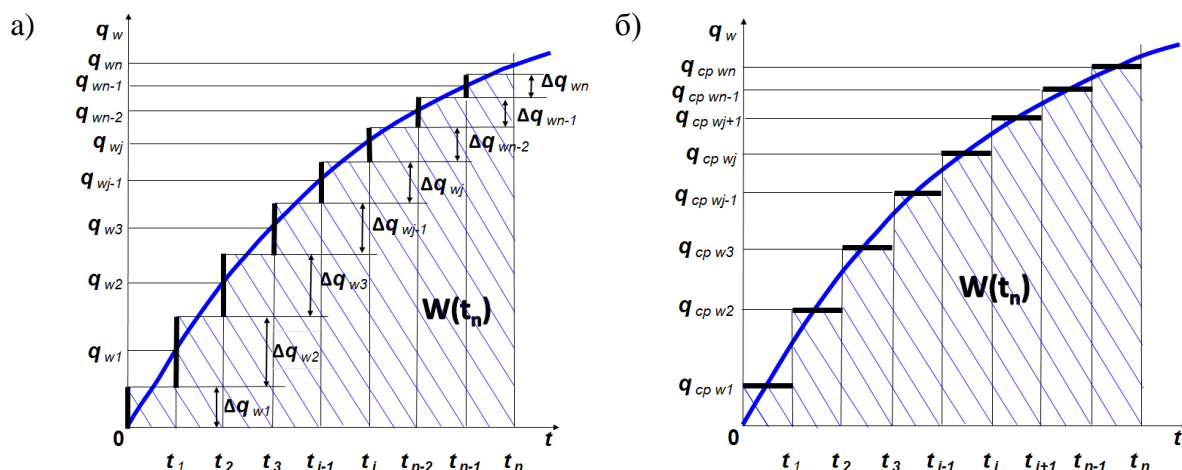


Рисунок 2 - Аппроксимация зависимости изменения во времени расхода воды на опорном контуре (а - по методу численной суперпозиции; б - по методу численного интегрирования)

В работе проведен сравнительный анализ применения МЭ-Х и МК-Т для монотонного и знакопеременного изменения давления на опорном контуре.

Сравнение расчетов, проведенных МЭ-Х и МК-Т для точного решения Эвердингена-Херста (Э-Х) расхода пластовой воды при монотонном (падении) и знакопеременном изменении давления на опорном контуре представлен на рисунках 3а,б

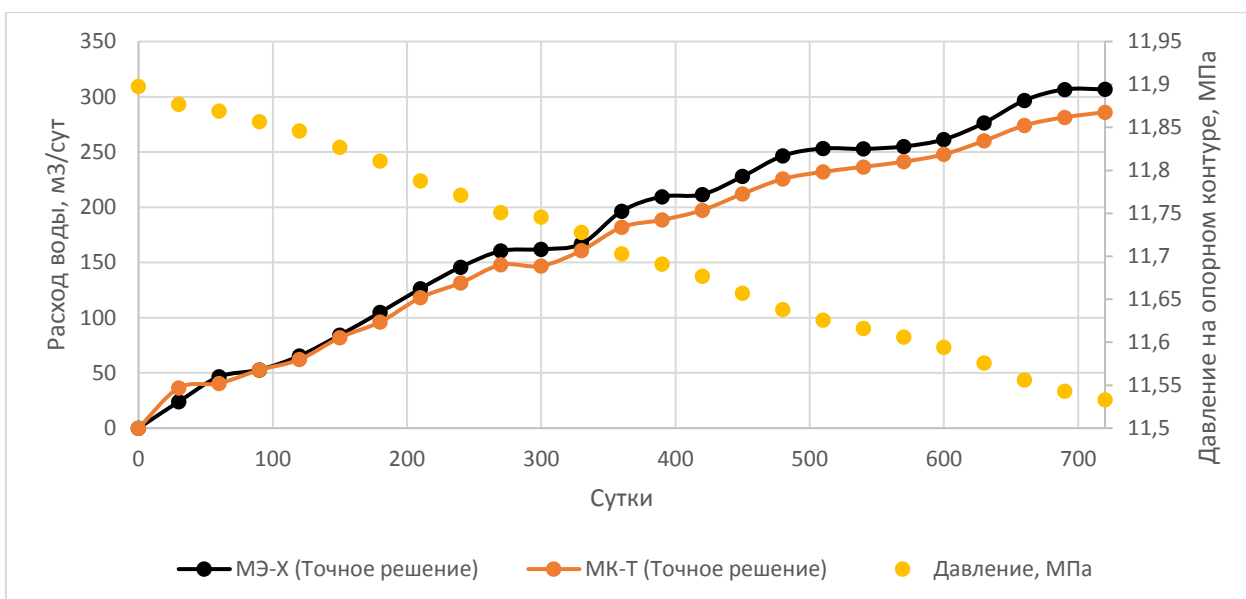


Рисунок 3а - При монотонном изменении (падении) давления на опорном контуре (шаг расчетов 30 суток)

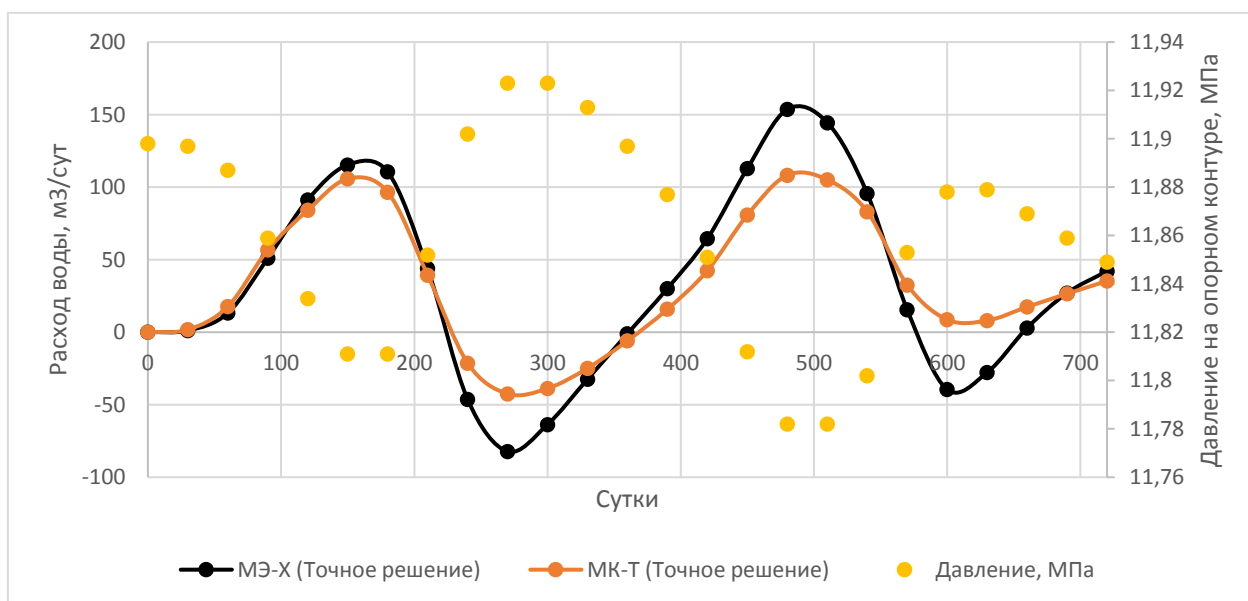


Рисунок 3б - Сравнение МК-Т и МЭ-Х при расчете изменения во времени расхода пластовой воды на опорном контуре при знакопеременном изменении давления (шаг расчетов 30 суток)

Средняя абсолютная процентная ошибка (МАРЕ) МК-Т по отношению к точному решению МЭ-Х показывает, что МК-Т при монотонном изменении (падении) давления обеспечивает точность расчетов 92%, при знакопеременном изменении давления - 86.5%.

Во второй главе рассмотрены вопросы систематизации газогидродинамических прокси-моделей газовых залежей. Анализ показал, что в упрощенных (прокси) моделях рассматриваются наиболее значимые физические процессы с учетом общих закономерностей и основных свойств флюидов и пласта.

В основе упрощенных моделей лежит уравнение материального баланса газовой залежи.

$$V(t) - V_0 = \int_{t_0}^t q_g(t) dt \quad (1)$$

где $V(t)$ – объем газа при стандартных условиях; V_0 – объем газа в начальный момент времени; $q_g(t)$ – текущий объемный расход газа.

Различают балансовую модель газовой залежи и ее модификации при газовом и водонапорном режимах. В балансовой модели газовая залежь описывается как единый газонасыщенный объем. Здесь не рассматриваются геологические неоднородности пласта (разломы, трещины, сложнопостроенные зонально-слоистые пласты), системы размещения скважин, продвижение газоводяного контакта и изменение депрессионных/репрессионных воронок.

В балансовой модели описание всей залежи одним уравнением материального баланса предполагает равенство текущих пластовых давлений по всем эксплуатационным скважинам, что чаще всего не соответствует реальному изменению давления в различных зонах пласта по причине различия фильтрационно-емкостных свойств по площади и по разрезу, а также неравномерной системы размещения эксплуатационных скважин. С учетом этого была произведена модификации балансовой модели газовой залежи по следующим двум направлениям.

Первое направление предполагает учет неоднородности фильтрационно-емкостных свойств пласта и неравномерности дренирования залежи эксплуатационными скважинами.

Прокси-модели неравномерного дренирования газовых залежей в условиях проявления газового и водонапорного режимов представлены в следующих типах:

1. Прокси-модель двухобъемного дренирования газовых залежей.

В модификации балансовой модели двухобъемного дренирования газонасыщенный объем залежи представляется в виде условных двух виртуальных объемов: активного дренируемого (аккумулируемого) порового объема $S\Omega_a$ и пассивно дренируемого (аккумулируемого) объема $S\Omega_{п}$:

$$S\Omega = S\Omega_a(t) + S\Omega_{п}(t) \quad (2)$$

2. Прокси-модель зонального дренирования газовой залежи в условиях проявления газового и водонапорного режимов.

В этой модели может быть учтена двухобъемность дренирования не только газовой залежи в целом, но и отдельных зон, в которых имеются локальные слабодренируемые участки. Разделение на зоны проводится по некоторым виртуальным границам, которые для крайних зон аппроксимируют контур залежи. Таким способом учитываются основные черты геологического строения пласта, например, наличие разнопроницаемых участков, пропластков, блоков. В основу данной модели положены уравнения материального баланса, рассчитанные для каждой выделенной зоны с учетом межзональных перетоков газа:

$$\frac{dV_i}{dt} = \frac{1}{P_{ст}} \frac{T_{ст}}{T_{пл}} \frac{d\left(\Omega_i \frac{\bar{P}_i}{z(\bar{P}_i)}\right)}{dt} = q_i + \sum_{j=1}^m q_{пер.ij} \quad (3)$$

где V_i – объем газа в i -й зоне в стандартных условиях; t – время; Ω_i – газонасыщенный поровый объем i -й зоны ($i = 1..n$; n – количество выделенных зон в газовой залежи); \bar{P}_i – среднее пластовое давление в i -й зоне; $T_{ст}$, $T_{пл}$ – температура стандартная и пластовая соответственно; $z(\bar{P}_i)$ – коэффициент сжимаемости газа при пластовой температуре; $\pm q_i$ – расход закачиваемого (+) / отбираемого (–) газа в i -й зоне; $q_{пер.ij}$ – расход перетока

Второе направление модификации учитывает изменения газонасыщенности по зонам газоносности пласта.

Оно представлено прокси-моделями зональной газонасыщенности пласта при водонапорном режиме. В общем случае, в пласте можно выделить следующие зоны газоносности: чисто газовая зона с начальной газонасыщенностью; обводненная при отборе газа из зон с остаточной газонасыщенностью; осушенная в процессе закачки газа в пласт с остаточной водонасыщенностью в случае эксплуатации ПХГ; чисто-водоносная зона, расположенная за пределами начального ГВК.

Уравнение материального баланса для газовой залежи, учитывающее укрупненные зоны газоносности с различными средними газонасыщенностями принимает вид:

$$V_{\Gamma} + V_{oc} + V_{об} = V_0 + \int_{t_0}^t q(t)dt, \quad (4)$$

где $V_{\Gamma}, V_{oc}, V_{об}$ – текущий объем газа в стандартных условиях в газовой, осушенной и обводненной зонах; V_0 – начальный объем газа.

В третьей главе приведены результаты работы по совершенствованию методов гидродинамического прокси-моделирования.

В практических расчетах прокси-модели в ряде случаев не позволяют добиться корректного прогноза расхода воды и газа, а также соответствия расчетного изменения пластового давления фактическому. Для более корректного учета изменения пластового давления в работе предложено модифицировать прокси-модели газовой залежи по двум направлениям.

Первое направление предполагает более корректный учет характера протекания процесса совместной фильтрации двух несмешивающихся флюидов (газ/вода) с помощью введения функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

ОФП могут быть учтены как при построении прокси-моделей зонального дренирования газовой залежи в условиях проявления водонапорного режима (3), так и для прокси-моделей зональной

газонасыщенности пласта при водонапорном режиме (4) при расчетах перетоков между зонами.

Так формула для перетока из (3) и (4) :

$$q_{\text{пер}i-j} = C_{\text{пер}i-j} \Delta P \quad (5)$$

$$C_{\text{пер}i-j} = \frac{k_i + k_j}{2\mu} \left(\frac{S_{ij}}{L_{ij}} \right) \quad (6)$$

Может быть записана в следующем виде:

$$q_{\text{пер}i-j} = \frac{\left(\left(\frac{K_w(S_x)_i}{\mu_w} + \frac{K_g(S_x)_i}{\mu_g} \right) + \left(\frac{K_w(S_x)_j}{\mu_w} + \frac{K_g(S_x)_j}{\mu_g} \right) \right) \frac{S_{i,j}}{L_{i,j}} \Delta P}{2} \quad (7)$$

где $\Delta P = (\bar{P}_i^2 - \bar{P}_j^2)$ - для перетока газа и $\Delta P = (\bar{P}_i - \bar{P}_j)$ - для перетока воды; k_i, k_j – средние проницаемости соседних i -й и j -й зон соответственно; μ - вязкость; $S_{i,j}$ – площадь виртуальной контактной поверхности соседних зон; $L_{i,j}$ – расстояние между центрами соседних зон; S_x – насыщенность (вода \ газ). При вытеснении газа водой S_w , при вытеснении воды газом S_g ; K_w – функция относительной фазовой проницаемости для воды от насыщенности; K_g – функция относительной фазовой проницаемости для газа от насыщенности.

Второе направление модификации прокси-модели газового промысла и ПХГ связано с учетом характеристик объектов внутрипромыслового транспорта и компримирования газа.

В настоящей работе предложен подход по использованию технологии искусственных нейронных сетей (ИНС) для разработки быстродействующих прокси-моделей внутрипромыслового транспорта и компримирования газа.

Исследование показало, что точность расчетов на прокси-модели КС, построенной с помощью искусственной нейронной сети, составляет 98.1% (период расчетов - 31 сутки) (рисунок 4).

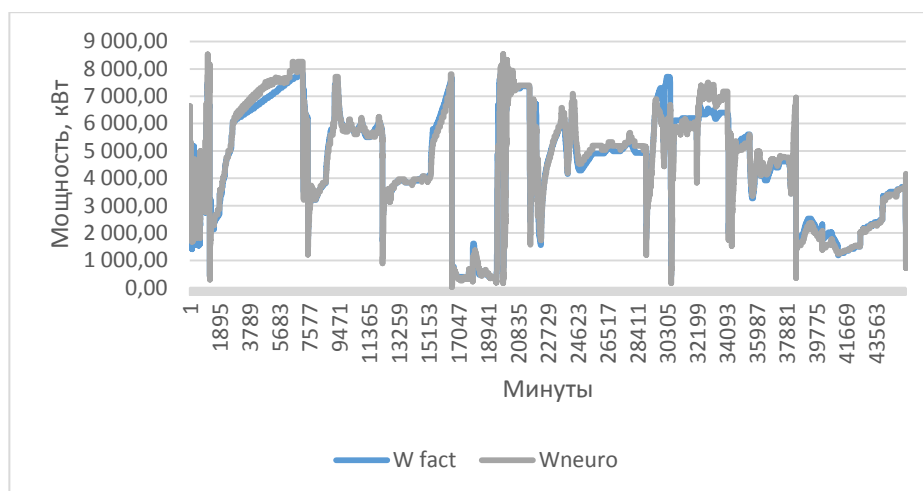


Рисунок 4 - Сравнение результатов расчетов на прокси-модели КС и фактических данных по потреблению электроэнергии компрессорной станцией.

На рисунках представлены результаты расчетов для каждой из скважин на прокси-модели внутрипромыслового транспорта газа, построенной с помощью ИНС (Рисунок 5).

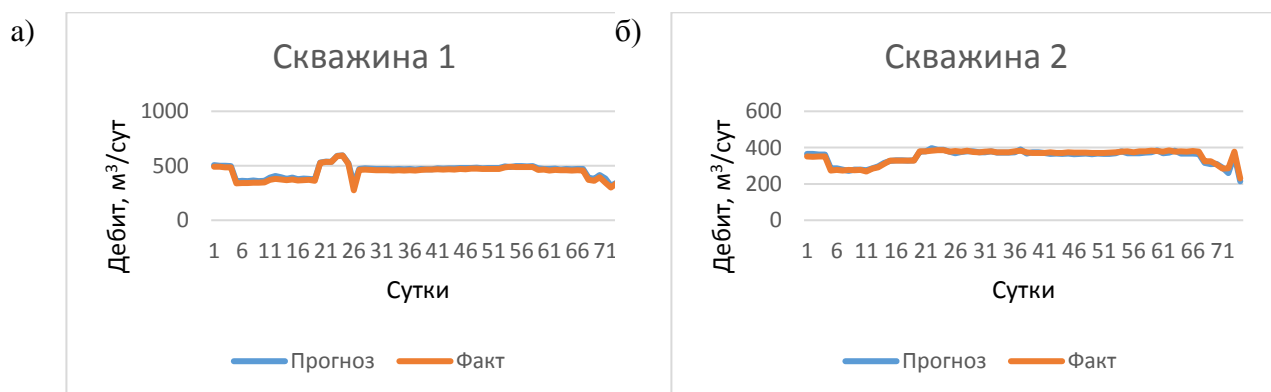


Рисунок 5 – Оценка точности прокси-модели внутрипромыслового транспорта газа (а – 1 скважина; б – 2 скважина)

В результате анализа полученных результатов выявлено, что точность работы ИНС составила не менее 98 % (период расчетов - 74 суток).

Таким образом, в ходе выполненной работы и проведенного анализа был разработан алгоритм интегрированного прокси-моделирования, включающий прокси-модели водоносного пласта, газовой залежи, скважин, внутрипромыслового транспорта и компримирования газа (рисунок б).

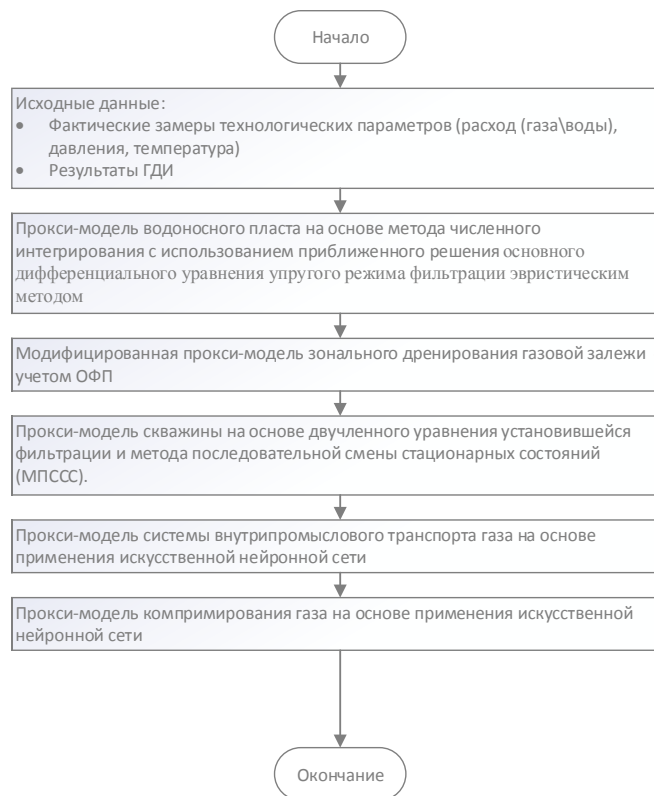


Рисунок 6 – Алгоритм интегрированного прокси-моделирования, включающий расчеты водоносного пласта, газовой залежи, скважин, внутрипромыслового транспорта и компримирования газа

Четвертая глава посвящена применению предложенных методов интегрированного газогидродинамического прокси-моделирования движения газа в системе «пласт – скважины - объекты внутрипромыслового транспорта и компримирования газа» для решения практических задач.

Рассмотрены примеры расчета для ПХГ в разработанном программном комплексе. Хранение газа в ПХГ осуществляется в соляных кавернах и в истощенном газовом месторождении, соединенных единой газотранспортной сетью. Закачка и отбор газа осуществляется как за счет перепада давления, так и с использованием компрессорных установок.

Для оценки точности метода интегрированного прокси-моделирования были выполнены прогнозные расчеты на период 7 месяцев с заданным в качестве цели суммарным расходом газа. По результатам расчета сравнивались фактическое и рассчитанные на моделях (трехмерная ГДМ и прокси-модель) пластового давления.

Изменения пластового давления, полученные в результате расчетов на трехмерной гидродинамической и прокси-модели, и фактические значения показаны на рисунке 7. Точность прокси-модели составила 98 %.

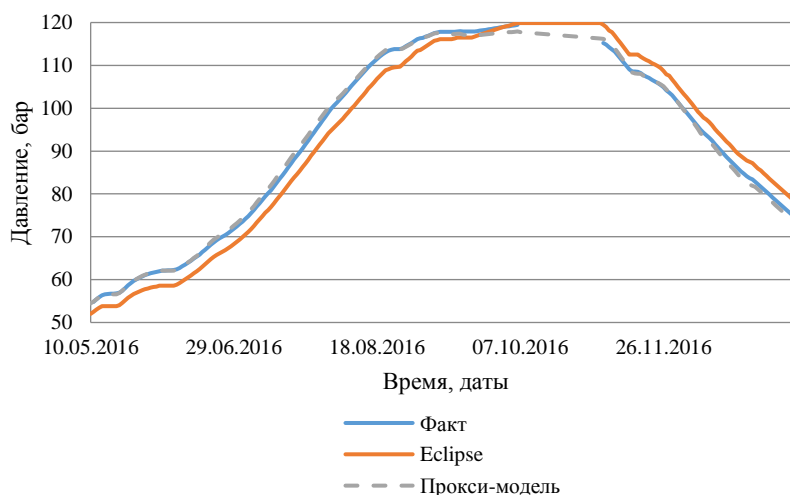


Рисунок 7 –Изменения пластового давления (расчет и факт)

Расчет одной итерации на трехмерной гидродинамической модели занял 7.306 секунд, в то время как на прокси-модели - 0.0257 секунд. Таким образом, суммарное время прогнозного расчета работы ПХГ составило (на период 7 месяцев): для полнофункциональной гидродинамической модели – 5 ч. 25 мин. 24 сек; для прокси-модели - 2 мин. 12 сек.

Заключение

Основные результаты диссертационной работы:

1. Систематизированы гидродинамические прокси-модели для расчета водоносных пластов. Установлено, что:
 - применение приближенных частных решений основного дифференциального уравнения упругого режима фильтрации позволяет получать удовлетворительные по точности результаты расчетов в прямых и обратных задачах. Для условий постоянного перепада, монотонного изменения (падения) и знакопеременного изменения давления на опорном контуре наиболее высокую точность, более 95%, показывал эвристический метод;

- гидродинамическое прокси-моделирование водоносных пластов методом численного интегрирования приближенных решений основного дифференциального уравнения упругого режима фильтрации обеспечивает высокую оперативность и приемлемую точность расчетов.
2. Разработан быстродействующий метод газогидродинамического прокси-моделирования газовых промыслов и ПХГ, учитывающий процессы совместного движения двух несмешивающихся флюидов (газ\вода) в пласте и объектах внутрипромыслового транспорта и компримирования газа с применением искусственных нейронных сетей.
 3. Разработан комплекс адаптивных быстродействующих алгоритмов и компьютерная программа интегрированного газогидродинамического прокси-моделирования движения газа в системе «пласт – скважины - объекты внутрипромыслового транспорта и компримирования газа», позволяющих осуществлять оперативные технологические расчеты системы, а также проводить оптимизацию технологических процессов эксплуатации месторождений и ПХГ.
 4. Анализ результатов интегрированных расчетов системы «пласт – скважины - объекты внутрипромыслового транспорта и компримирования газа» с использованием разработанной компьютерной программы, приведенных в качестве примера для двух ПХГ, показал точность расчетов не менее 95 %.
 5. Результаты работы могут быть использованы при интегрированном моделировании комплексных систем, проведении оперативных многовариантных расчетов, а также прогнозных расчетов в условиях ограниченного объема достоверных исходных геолого-промысловых и технико-экономических данных.

Список публикаций по теме диссертации

В изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России:

1. Чудин, Я.С. Применение прокси-моделей газовых залежей для оптимизации добычи. / Чудин Я.С., Чумаков Г.Н., Федоров И.А., Пятакова

О.А., Гилев Д.В., Петрухин В.А., Тарасов Г.В., Архипов Ю.А. // Газовая промышленность. - 2020. - № 4 (799). - С. 30-36.

2. Kirsanov, S.A. Reservoir Proxy Model as a Part of Geo-Technological Model of Gas Fields and Underground Gas Storages / Kirsanov S.A., Chugunov A.V., Gatsolaev O.S., Chudin Y.S., Fedorov I.A., Kontarev A.A., Popovich A.P. // Physical and Mathematical Modeling of Earth and Environment Processes. PMMEEP 2017. Springer Geology. Springer, Cham. - 2018. - С. 217-232.

Свидетельства о регистрации программы для ЭВМ:

3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018618561 Российская Федерация. Программа для ЭВМ «INTEGRATED FLOW PROXY SIMULATOR» / Федоров И.А., Чудин Я.С., Петрухин В.А.; – № 2018618561; дата поступления 08.06.2018; дата государственной регистрации в реестре программ для ЭВМ 16.07.2018. – 1 с.

4. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015613519 Российская Федерация. Программа для ЭВМ «РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПХГ» / Бебешко И.Г., Гацולהв О.С., Чудин Я.С., Петрухин В.А., Федоров И.А., Сайфеева Н.А.; – № 2015613519; дата поступления 03.02.2015; дата государственной регистрации в реестре программ для ЭВМ 18.03.2015. – 1 с.

В других изданиях:

5. Михайловский, А.А. Гидродинамическое прокси-моделирование водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ: обз. инф. / А.А. Михайловский, Я.С. Чудин // Газпром ВНИИГАЗ. - 2021. - 118 с.

6. Бебешко, И.Г. Прокси-модель пластовой системы как часть геолого-технологической модели объектов добычи и хранения углеводородов / Бебешко И.Г., Гацולהв О.С., Чудин Я.С., Федоров И.А., Контарев А.А., Попович А.П. // В сборнике: Физическое и математическое моделирование процессов в геосредах. Сборник материалов Третьей международной школы молодых ученых. - 2017. - С. 52-57.

7. Попович, А.П., Tubing Cavern Solver (TCS) – Система эффективного управления подземным хранилищем газа (ПХГ) / Попович А.П., Федоров И.А., Петрухин В.А., Чудин Я.С. // Внутренняя молодежная научно-практическая конф. ООО «Газпром ВНИИГАЗ». - 2016.- С. 52.

Подписано в печать « » 2022 г.

Заказ №

Тираж 100 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по адресу:
142717, Московская область, Ленинский городской округ,
посёлок Развилка, Проектируемый проезд № 5537,
здание 15, строение 1, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»