

На правах рукописи



ЮДИН ЕВГЕНИЙ ВИКТОРОВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ И ПРИНЯТИЯ
СИСТЕМНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ
ЗАПАСАМИ НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Санкт-Петербург – 2026

Работа выполнена в обществе с ограниченной с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть Научно-Технический Центр» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Научный консультант:

Хасанов Марс Магнаевич

доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты:

Пашали Александр Андреевич

доктор технических наук

Федеральное государственное бюджетное учреждение

«Национальный исследовательский центр

«Курчатовский институт»/ заместитель директора по

инновационной деятельности

Федоров Константин Михайлович

доктор физико-математических наук, профессор

Федеральное государственное автономное

образовательное учреждение высшего образования

«Тюменский государственный университет», Физико-

технический институт / научный руководитель

Нургалиев Данис Карлович

доктор геолого-минералогических наук, профессор

Федеральное государственное автономное

образовательное учреждение высшего образования

"Казанский (Приволжский) федеральный университет"/

проректор по направлениям нефтегазовых технологий,

природопользования и наук о Земле

Ведущая организация:

Татарский научно-исследовательский и проектный

институт нефти публичного акционерного общества

«Татнефть» имени В.Д. Шашина , г. Альметьевск

Защита состоится 21.05.2026 г. в 14:00 часов на заседании диссертационного совета 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте <https://rusoil.net/>.

Автореферат разослан «_____» _____ 2026 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Ташбулатов Радмир Расулевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В общем объеме разрабатываемых месторождений России с каждым годом все большую долю занимают месторождения со сложной структурой запасов: низкопроницаемые пласты, высокообводненные ранее разбуренные участки, коллектора с неоднородным распространением фильтрационно-емкостных свойств, трещиноватые пласты с наличием амплитудных непроницаемых разломов и областей выклинивания в пределах зоны нефтегазоносности, пласты с наличием активных газонефтяных и водонефтяных контактов, месторождения высоковязкой нефти и битумов. Данные факторы приводят к снижению экономической эффективности разработки нефтегазовых месторождений, что требует создания новых подходов к проектированию их разработки и эксплуатации.

Обеспечение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти возможно только за счёт принятия оптимальных решений на всех стадиях жизненного цикла актива с учетом неопределенности и недостатка информации. Традиционным инструментом для принятия подобных решений являются полномасштабные численные модели, представленные на рынке широкой линейкой коммерческих симуляторов. Для описания процессов фильтрации флюида в продуктивных пластах используются геолого-гидродинамические модели, для описания движения флюида в скважине и поверхностном обустройстве – модели многофазных течений и т.д. Основные вызовы при использовании подобных инструментов в процессах управления разработкой и добычей на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа связаны с невозможностью адекватного учета особенностей их строения, критичных для принятия оптимизационных решений, а также с недостатком исходных данных для инициации моделей и их качественной адаптации. Данные проблемы в основном возникают на этапе технико-экономической оценки месторождения, когда исходной информации мало, а также на этапах краткосрочного и среднесрочного управления разработкой и добычей, когда к неопределенностям и погрешностям в

исходных данных добавляется необходимость быстрого получения устойчивых решений. В связи с этим актуальным представляется разработка инструментов (методов, математических моделей, подходов и алгоритмов для их адаптации) для принятия оптимизационных решений при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов на этапах оценки и оперативного управления эксплуатацией.

В диссертации рассмотрены теоретические и практические основы, необходимые для разработки и внедрения инструментов принятия оптимизационных технологических и технических решений на нефтегазовых месторождениях. Предложены подходы обработки, анализа и учета данных промысловой телеметрии, разработаны численно-аналитические модели, описывающие процессы движения многофазного потока в пласте, скважине, поверхностной инфраструктуре с учетом особенностей их строения и эксплуатации, а также инженерных вызовов и задач характерных для нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Степень проработанности темы

Задачами рациональной разработки месторождений, осложненных наличием трудноизвлекаемых запасов углеводородов посвящен достаточно обширный ряд трудов отечественных и зарубежных авторов, в частности: Г.И. Баренблатт, А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, В.Н. Щелкачев, П.Г. Бедриковецкий, В.Н. Николаевский, В.И. Кондауров, Х. Азиз, В.Я. Булыгин, Т.Д. Голф-Рахт, Ю.П. Желтов, Э. Озкан, Ф. Кучук, М.Л. Сургучев, П. Валько, М. Экономидес, В.А. Байков, Р. Батлер, Ж. Бурже и др. Вопросы особенностей расчета многофазных течений в скважинах и поверхностной инфраструктуре, анализа эффективности добычи и текущей эксплуатации месторождений обсуждаются в статьях и монографиях следующих авторов: И.А. Чарный, К. Браун, Дж.Р. Брилл, И.Т. Мищенко, Г.Е. Малофеев, М.В. Лурье, О. Братланд, А. Хасан, А.И. Скобло, Х. Мукерджи, К. Бреннен, Н.И. Колев, Г.В. Говьер и др.

К основным нерешенным задачам и вызовам на текущий момент можно отнести вопросы развития инструментов для поддержки принятия оптимальных

решений управления разработкой в условиях наличия характерных для нефтегазового инжиниринга неопределенностей с фокусом на особенности строения и осложняющие факторы на коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами: месторождения с газовой шапкой и явления прорывов газа, наличие нестабильного и/или периодического фонда на низкопроницаемых пластах, оптимизация заводнения и планирование выработки запасов углеводородов из неоднородных коллекторов, вопросы интегрированной оптимизации на промыслах с перегруженной инфраструктурой, оперативная оценка эффективности третичных методов увеличения нефтеотдачи.

Цель работы

Разработка инструментов подготовки и принятия системных технологических и технических решений, направленных на повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазовых месторождений, осложненных низкой проницаемостью и неоднородным строением коллектора, наличием трещин и амплитудных разломов, высоковязкой нефтью, контактными запасами (наличие газовой шапки, активной подстилающей воды), а также высокой степенью выработки, на этапах оценки и оперативного управления разработкой и добычей.

Основные задачи исследований

1. Анализ состояния проблем и инженерных вызовов в области оперативного управления разработкой и эксплуатацией нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.
2. Разработка методов, подходов и алгоритмов для автоматического анализа текущего состояния скважинного оборудования по данным высокочастотной телеметрии нефтегазодобывающего промысла с учетом особенностей технологических режимов работы скважин месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.
3. Создание подходов для мониторинга состояния разработки и оценки потенциала повышения ее эффективности за счет помехоустойчивых алгоритмов расчета и методов идентификации параметров продуктивных коллекторов, осложненных неоднородностью, низкой проницаемостью, трещиноватостью и

амплитудными разломами, наличием активных контактов флюидов пласта, большой обводненностью и высокой вязкостью добываемой нефти.

4. Создание алгоритмов интегрированного расчета системы «пласт-скважина-нефтегазосборный коллектор» с учетом особенностей строения и эксплуатации фонда скважин, характерных для низкопроницаемых, неоднородных коллекторов и коллекторов подгазовых залежей. Обеспечение с помощью этих алгоритмов автоматизации этапов инициации и адаптации интегрированной модели, а также скорости расчетов, необходимой для использования в производственной деятельности на краткосрочном горизонте.

5. Внедрение результатов решения перечисленных выше задач в производственный процесс добывающих предприятий за счет их интеграции в цифровые инструменты и информационные системы.

Научная новизна

1. Установлены критерии, позволяющие на основе данных по загрузке и частоте погружного электродвигателя, методов паттерного анализа и алгоритма динамической трансформации временной шкалы (Dynamic Time Warping) идентифицировать аномалии в работе погружных электро-центробежных установок.

2. Разработаны численно-аналитические модели для оценки параметров многофазной фильтрации в пластах сложного строения, отличающиеся алгоритмами интеграции и совместного использования метода граничных элементов, моделей линий тока, матрицы взаимных продуктивностей, а также вероятностных подходов и методов машинного обучения.

3. Предложена математическая модель притока многофазного флюида с высоким газосодержанием в скважину, учитывающая эксплуатацию погружного электро-технического оборудования в условиях нестабильного характера течения и отличающаяся методом оценки мгновенных значений коэффициента деградации напора насоса, а также алгоритмом расчета коэффициента сепарации газожидкостной смеси между трубным и затрубным пространством скважины.

4. Научно и технологически обоснован подход интегрированного управления осложненным фондом скважин за счет обобщения метода узлового анализа для учета неустановившегося режима в продуктивных пластах и нестационарных гидравлических эффектов, связанных с эксплуатацией скважин на трудноизвлекаемых запасах.

5. Предложены методы решения обратных задач для определения эффективных характеристик пласта и особенностей эксплуатации скважин за счет регуляционных соотношений с использованием собственных функций задачи фильтрации, а также подходов идентификации замыкающих соотношений для моделирования многофазных течений.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость диссертации заключается в разработке численно-аналитических моделей пониженной размерности для описания течения многофазного флюида в пористой среде, скважине и поверхностной инфраструктуре с целью развития и как основа методов и алгоритмов принятия технических и технологических решений по управлению разработкой и эксплуатацией нефтегазовых месторождений на этапах оценки и оперативного управления, отличающихся учетом особенностей строения трудноизвлекаемых запасов.

Для описания фильтрации жидкости в пласте разработаны численно-аналитические модели многофазной фильтрации, осложненной нерегулярным расположением скважин, высокой вязкостью нефти, наличием активных водонефтяных и газонефтяных контактов, низкой проницаемостью, неоднородной средой, в т.ч. наличием резких неоднородностей, связанных с прерывистым распространением коллектора, трещин и амплитудных разломов. Построены модели эксплуатации скважинного оборудования и поверхностной инфраструктуры нефтегазового промысла, с учетом нестационарных и периодических процессов, характерных для осложненных режимов работы фонда скважин: неустановившегося, периодического (в т.ч. чередование частот, АПВ,

ПКВ), режима фонтанирования через УЭЦН или затруб. Предложены подходы и алгоритмы решения задачи идентификации параметров предлагаемых моделей.

Практическая ценность. Диссертация подготовлена по результатам реализации элементов цифровой трансформации в блоке разведки и добычи ПАО «Газпромнефть», блоке геологии и разработки АО «Зарубежнефть», цифровизации отдельных процессов в ООО «РН Юганскнефтегаз», СП «Вьетсовпетро», ООО «СК Русвьетпетро».

Разработанные в диссертации научные и методические направления нефтяного инжиниринга явились основой при принятии организационных и технических решений в области управления добычей и разработкой месторождений с трудноизвлекаемыми запасами:

- оптимизация системы разработки на низкопроницаемых песчаниках Западной Сибири (Приобское, Приразломное, Малобалыкское, Омбинское, Средне-Угутское, Западно-Угутское, Восточно-Сургутское, Луцяхское, Встречное, Киньяминское);
- управление производственной программой геолого-технических мероприятий для карбонатных месторождений Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазовых провинций (Висовое, Западно-Хоседаюское, Северо-Хоседаюское, Ошкатынское, Восточно-Янымдейское, Харьягинское месторождения, Оренбургское, Царичанское, Капитоновское, Бaleyкинское);
- подготовка и реализация мероприятий по оптимизации системы поддержания пластового давления на месторождениях шельфа Вьетнама (Белый Тигр, Дракон, Белый Медведь);
- оптимизация параметров пилотных работ на месторождении пояса тяжелой нефти Республики Куба (Бока де Харуко);
- управление краткосрочной и среднесрочной производственной программой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений в добывающих предприятиях группы компаний ПАО «Газпромнефть».

Разработанные подходы системно внедрены в бизнес-процессы нефтегазодобывающих предприятий для решения задач анализа и планирования

разработки. С использованием подходов и методов, представленных в работе, реализованы как промышленные цифровые решения, так и инженерные приложения.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствует формуле специальности 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно пунктам: «Средства обеспечения комплексного интегрированного проектирования и системного (мульти-дисциплинарного) мониторинга процессов разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода в истощенных месторождениях, водонасыщенных пластах и соляных структурах с целью рационального недропользования» (п.4); «Научные основы создания цифровых двойников технологических процессов, используемых в компьютерных технологиях интегрированного проектирования и системного мульти-дисциплинарного мониторинга эволюции природно-техногенных систем, создаваемых для эффективного извлечения из недр или хранения в недрах жидких и газообразных углеводородов и водорода путем управления ими с использованием методов и средств информационных технологий, включая методы оптимизации и геолого-гидродинамического моделирования» (п.9).

Методология и методы исследования

Методология научной работы основана на общепризнанных методах моделирования механики сплошных сред и методах обработки геологической, геофизической, промысловой и технологической информации. Понижение размерности построенных моделей, лежащих в основе предлагаемых методов и алгоритмов подготовки решений по управлению разработкой, достигается за счет подходов пространственного усреднения многофазных течений, использования интегральных методов, методов возмущения, методов машинного обучения.

Основные результаты диссертационной работы получены за счет модификации, комплексирования и совместного использования следующих методов и подходов: материального баланса, метода фильтрационных

сопротивлений, метода граничных элементов, модели линий тока, матрицы взаимных продуктивностей, решения уравнений безнапорной фильтрации и напорной фильтрации, методов машинного обучения, включая физико-информированные нейронные сети.

Положения, выносимые на защиту

1. Алгоритмы автоматизированного анализа высокодискретных промысловых данных с целью мониторинга текущего состояния различных узлов нефтегазового промысла: скважин, внутрискважинного и устьевого оборудования, нефтегазосборных сетей, поверхностного оборудования.

2. Методы мониторинга, анализа и планирования разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с учетом строения коллектора, осложненного низкой проницаемостью, неоднородностью, высокой степенью выработки, трещиноватостью, наличием активных контактов пластовых флюидов и высокой вязкости нефти.

3. Методы построения карт геологических свойств: порового давления, проницаемости, остаточных запасов, отличающиеся алгоритмами их взаимного согласования, учетом особенностей строения трудноизвлекаемых запасов, подходами к оценке закрепленных скважинных параметров из промысловых замеров и данных нормальной эксплуатации.

4. Методы мониторинга и анализа параметров эксплуатации осложненного фонда скважин, отличающиеся учетом нестационарных, переходных и неизотермических эффектов, характерных для условий высокого содержания добываемого газа, периодической и нестабильной эксплуатации, закачки парожидкостной смеси.

5. Подходы и алгоритмы для проведения оперативных интегрированных расчетов «пласт-скважина-поверхностная инфраструктура» с учетом особенностей строения нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, отличающиеся подходами интеграции моделей осложненного фонда скважин и нестационарных переходных эффектов в пласте и трубопроводе.

6. Результаты внедрения на нефтегазодобывающих предприятиях информационных систем, основанных на представленных в диссертации методах, моделях и алгоритмах, обеспечивающие устойчивые операционные и технологические решения по разработке и эксплуатации месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами.

Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций обоснована использованием общепринятых методов обработки данных, законов сохранения, лежащих в основе предлагаемых моделей, верификацией результатов исследования экспериментальными и промысловыми данными, включая сравнение результатов с известными аналитическими решениями, а также их проверку на численных симуляторах.

Апробация работы

Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах: XIII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», Ханты-Мансийск, 15-19 ноября 2009 г.; III научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений», Уфа, 13-15 апреля 2010 г.; X конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» Геленджик 21-23 сентября 2010г.; Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче «ROGC-2010», Москва, 26-28 октября 2010 г.; IV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти», Уфа, 26-28 апреля 2011 г.; 10-ой Международной научно-технической Конференции «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча», Томск, 17-19 мая 2011г.; Конференции SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике, Москва, 18-20 октября 2011г.; Геофизическом семинаре Института динамики геосфер, РАН №3/12 «Численно-аналитические методы идентификации параметров неоднородной пористой среды

при фильтрации», Москва, 7 февраля 2012г.; V научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», Уфа, 17-19 апреля 2012 г.; XII-ой конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность связанную с использованием недр на территории Югры, Ханты-Мансийск 30-31 мая, 2012 г.; Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче «ROGC-2012», Москва, 16-18 октября 2012 г.; VI научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», Уфа, 23-23 апреля 2013 г.; XIII-ой конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность связанную с использованием недр на территории Югры, Ханты-Мансийск 30-31 мая, 2013 г.; XIII Научно-практической конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», Анапа, 24-26 сентября 2013г.; Конференции SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике, Москва, 15-17 октября 2013г.; VIII Earth Science Convention «Geosciences at service of Society and Development» Гавана, Куба 5-7 мая 2015г.; Ежемесячном семинаре общества инженеров нефтяников Московской секции SPE, Москва, Торгово-промышленная палата, 9 июня 2015 г.; V Международном научном симпозиуме «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», Москва, ВНИИнефть, 16-17 сентября 2015г.; Российской нефтегазовой технической конференции SPE, Москва, 26-28 октября, 2015 г.; Технической конференции SPE «Третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов», Москва 25-26 февраля 2016г.; XVI Научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», Анапа 20-22 сентября 2016г.; Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE, Москва, 24-26 октября, 2016г.; Техническая конференция SPE «Управление цифровым месторождением», Петергоф, 6-8 июня 2017г.; Российской нефтегазовой технической конференции SPE, Москва, 16-18 октября 2017г.; 60-ой Научной конференции МФТИ, Долгопрудный, 20-25 ноября 2017г.; Техническая конференция SPE «Третичные

методы увеличения нефтеотдачи пластов», Москва 20-21 февраля 2018г.; XI Научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», Уфа, 15-16 мая 2018г.; World heavy oil congress and exhibition, Оман, 3-6 сентября 2018 г.; 39th Annual Workshop and Symposium, International energy agency – Enhanced oil recovery, Copenhagen , Denmark, 3-7 September 2018; Thermal EOR International Workshop III. Thermal methods for enhanced oil recovery: Laboratory testing, Simulation and Oilfields Applications, Chengdu, China, 15-19 September, 2018г.; Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE, Москва, 15-17 октября, 2018г.; 7-ой Международной научно-практической конференции «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы», Сочи, 07-12 октября 2019 г.; Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE, Москва, 22-24 октября, 2019г., Москва, 26-29 октября, 2020г., Москва, 12-15 октября, 2021г.; SPE Annual Caspian Technical Conference, Baku, Azerbaijan, 5-7 October, 2021; VII Российский Нефтегазовый IT-Саммит «Интеллектуальное месторождение», Москва, 8 июня; SPE Annual Caspian Technical Conference, Astana, Kazakhstan, 15-17 November 2023; SPE ADIPEC, Abu Dhabi, 2-5 October 2023; XI Международный Нефтегазовый Саммит, Санкт-Петербург, 16-17 мая; 51 школа-конференция «Актуальные проблемы механики», Великий Новгород, 19-21 июня 2024 г.; SPE ADIPEC, Abu Dhabi, 4-7 November 2024; 52 школа-конференция «Актуальные проблемы механики», Санкт-Петербург, 23-27 июня 2025 г.; Конференция «Фронтиры прогресса», Сколтех, Москва, 22-23 мая, 2025г., SPE Europe Energy Conference & Exhibition, Vienna, Austria, June 10-12, 2025; Семинарах и научно-технических совещаниях ПАО «НК «Роснефть» 2009-2013 гг., АО «Зарубежнефть» 2014-2018 гг., ПАО «Газпромнефть» 2019-2022 гг., технических комитетах CUPET 2014-2017гг., советах и технических совещаниях в «СП «Вьетсовпетро» 2015-2018 гг.

Публикации

Основные результаты диссертации опубликованы в 65 работах, список которых приведен в конце автореферата. В том числе 35 статей в рецензируемых

журналах из перечня ВАК, 31 статья опубликована в журналах, входящих в базу данных Scopus. Кроме того, по результатам работы получено 3 патента, зарегистрировано 20 программ для ЭВМ, подготовлено 2 учебных пособия. Все основные результаты диссертации получены автором самостоятельно, либо под научным руководством автора.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения и списка использованной литературы из 378 наименований, а также трех Приложений. Общий объем диссертации составляет 377 страниц, на которых размещено 194 рисунка и 8 таблиц.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность научному консультанту, д.т.н., профессору Хасанову М.М. за постоянное внимание к работе, ценные советы, конструктивную критику и поддержку на всех этапах подготовки диссертации. Кроме того, автор выражает глубокую признательность Джалябову А.А., Яковлеву В.В., Доктору С.А., Ситникову А.Н., Билинчуку А.В., Вашкевичу А.А., Асмандиярову Р.Н., Павлечко Н.М., Петрову И.А., Маргариту А.С., Пустовских А.А., Кудряшову С.И., Афанасьеву И.С., Мальцеву В.В., Краснову В.А., Слабечкому А.А., Хабибуллину Р.А., Макаровой Н.В., Березниковой М.В., Негодяеву С.С. за неоценимую помощь и содействие при проведении исследований, без которых данная работа была невозможна. Также автор хотел бы отметить коллективы производственных подразделений группы компаний ПАО «Газпромнефть», АО «Зарубежнефть», ООО «РН-Юганскнефтегаз», СП «Вьетсовпетро», Сурет, научные коллективы кафедры разработки НИГМ Горного Университета, кафедры прикладной механики и кафедры фундаментальных основ газового дела МФТИ, высшей школы теоретической механики и математической физики СПбПУ Петра Великого, Института Динамики Геосфер РАН, Института проблем машиноведения РАН, с которыми ему повезло работать и без ценных советов которых настоящее исследование, вероятно, не было бы завершено.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность выполняемой работы. Изложены цели и задачи диссертационной работы, описана ее научная новизна и объем апробации результатов.

В первой главе рассмотрены вопросы, связанные с разработкой трудноизвлекаемых запасов в отечественной нефтегазодобывающей отрасли. Описаны основные проблемы принятия решений в условиях неопределенности, характерной для нефтяного инжиниринга с учетом специфики строения и эксплуатации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Она обусловлена наличием длительных переходных процессов в пласте и поверхностной инфраструктуре, нестабильными и периодическими режимами эксплуатации скважинного оборудования, неопределенностями в локализации остаточных запасов и производительности скважин, связанных с неоднородным строением коллектора и неблагоприятными свойствами пластового флюида.

Вторая глава посвящена разработке подходов и алгоритмов по автоматическому анализу и валидации промысловой информации. Сделан акцент на использование данных с наибольшей доступной дискретностью, данных высокочастотной телеметрии: информация со станций управления, замерных установок, датчиков давления и температуры, расположенных на погружном оборудовании и устье скважин, а также в различных частях нефтегазового промысла, мониторинг состояния которого осложнен нестационарными переходными процессами характерными для трудноизвлекаемых запасов. Основной задачей данной главы является разработка принципов и подходов по работе с сырыми данными высокодискретной телеметрии, а также разработка и апробация алгоритмов по анализу этих данных на задачах: диагностики состояния замерной инфраструктуры, оперативного выявления технологических осложнений, оценки добычных характеристик скважины по косвенным параметрам.

Алгоритмы детектирования аномалий в работе нестабильного и периодического фонда скважин

Предлагаются алгоритмы использования подготовленных данных высокодискретной телеметрии для автоматического выявления аномалий в работе сложного фонда скважин: неявные внутрисменные простои, фактические режимы работы периодического и фонда с чередованием частот, срывы подачи насоса, подклинки и перегрузы в работе погружных электродвигателей, продувки газлифтных скважин, снижение изоляции электрического кабеля, выявление образования гидратов и АСПО и т.д.

Для решения данных задач использованы методы кластеризации и паттерного анализа данных высокодискретной телеметрии для формирования библиотеки различных типов аномалий работы скважин. Само сравнение паттернов потоковой телеметрии с библиотекой аномалий происходит с помощью алгоритма динамической трансформации временной шкалы (Dynamic Time Warping). Применение предлагаемых алгоритмов продемонстрировано на примере задачи мониторинга фонда скважин повторного кратковременного включения, доля которого на низкопроницаемых участках месторождений Западной Сибири достигает 70-80%. Особенность кластеризации при анализе сигнала со скважин с ПКВ в том, что нет готовой разметки циклов работы на характерное и нехарактерное поведение скважины. Отбор кластеров, имеющих аномальное поведение сигнала производится экспертом, затем среднее (или медианное) значение кластера заносится в библиотеку аномалий.

Алгоритм оценки продуктивности скважин нестабильного фонда по косвенным параметрам

Предлагается подход для разработки алгоритма виртуальной расходомерии скважины. Основное отличие разработанных алгоритмов базируется на гибридном принципе использования результатов машинного обучения вместе с элементами традиционных гидравлических расчетов, когда полученные адаптационные коэффициенты физико-математической модели корректируются на текущие условия работы скважины с помощью моделей машинного обучения (Рисунок 1).

Алгоритмы расчета виртуальной расходомерии идут в несколько этапов: сначала формируется общая гидравлическая модель скважины $\hat{W}$, далее формируется вспомогательная модель, например, погружного электродвигателя (ПЭД) $\hat{E}$ и в конце статистическая модель $\hat{\Psi}$. При формировании и адаптации каждой из функциональных моделей могут использоваться результаты другой для дополнительной регуляризации. Например, при адаптации модели ПЭД используется гидравлическая модель скважины для идентификации фактического коэффициента полезного действия двигателя η , а также коэффициента деградации напора насоса. Использование предлагаемого подхода продемонстрировано на примере определения дебита скважины, эксплуатация которой осложнена наличием снарядного режима потока в стволе. Гибридный подход позволяет по данным загрузки электродвигателя с помощью методов машинного обучения определить мгновенный коэффициент деградации напора, а с использованием уже этой информации пересчитать текущий дебит. Это позволяет более точно прогнозировать добычные характеристики скважин по сравнению с подходом, основанным на классическом моделировании.

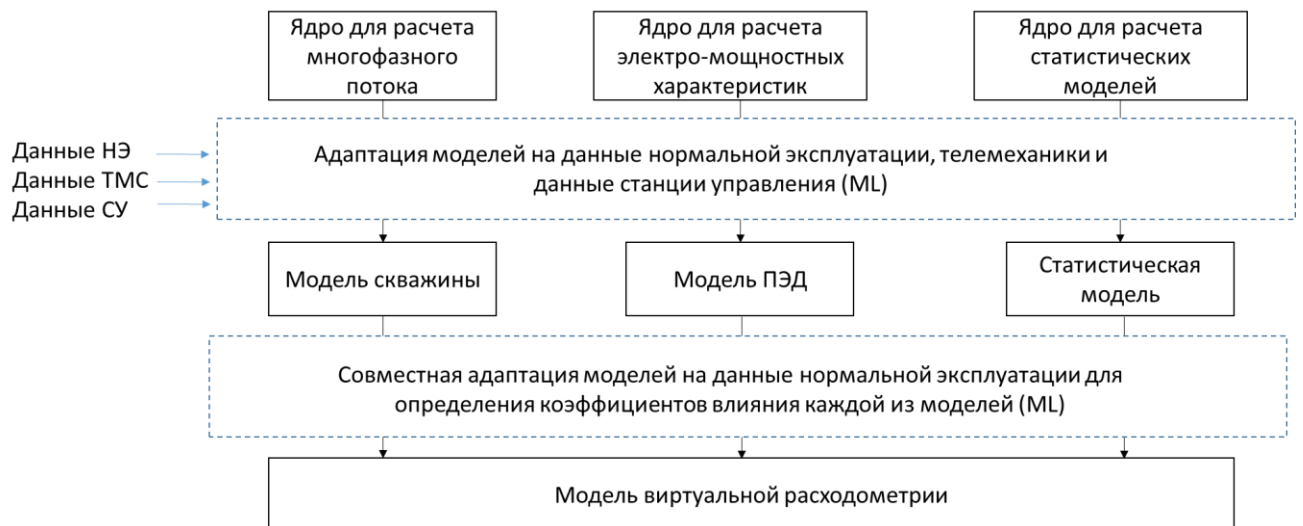


Рисунок 1 – Концепция подхода по решению задачи виртуальной расходомерии с учетом данных телеметрии

Третья глава посвящена развитию методов анализа и мониторинга разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Методы анализа и прогнозирования производительности неоднородных и низкопроницаемых коллекторов

Предлагается обобщить метод фильтрационных сопротивлений для оценки производительности скважины сложного заканчивания на псевдоустановившемся режиме путем введения дифференциального фильтрационного сопротивления по аналогии с работой Meyer et al. Слабым звеном метода фильтрационных сопротивлений является необходимость наличия аналитического выражения для описания сопротивления для рассматриваемого течения. Это не всегда возможно для течений сложной формы. Для сложных геометрий двумерных течений в работе предложено дополнить метод фильтрационных сопротивлений использованием преобразования Шварца-Кристоффеля.

Для оперативного анализа производительности скважин сложного заканчивания на неустановившихся режимах работы предложены различные подходы, основанные на методе источников, учитывающие особенности строения трудноизвлекаемых запасов, связанные с ярко выраженной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Рассматриваются слоистые коллектора, коллектора с резкой послойной неоднородностью и латеральной неоднородностью строения. Для моделирования слоистых сред производится переход в пространство Фурье-Лапласа, где поиск функции-источника сводится к решению набора связанных систем линейных уравнений для каждого слоя системы, отражающих линейную связь образов нормальной производной и давления на кровле и подошве:

$$\begin{pmatrix} \bar{\bar{p}}_D(0) \\ -\frac{\partial}{\partial z} \bar{\bar{p}}_D(0) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{pmatrix} \cdots \begin{pmatrix} A_i & B_i \\ C_i & D_i \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{\bar{p}}_D(z_i) \\ -\frac{\partial}{\partial z} \bar{\bar{p}}_D(z_i) \end{pmatrix}, \quad (1)$$

где $A_i = D_i = \cosh(v_i h_i)$;

$$B_i = \frac{\mu_i}{k_i v_i} \sinh(v_i h_i);$$

$$C_i = \frac{k_i v_i}{\mu_i} \sinh(v_i h_i);$$

$$v_i = \sqrt{\frac{s}{\kappa_{Di}} + \alpha_n^2 + \beta_m^2};$$

h_i – мощность пропластков;

κ_{Di} – безразмерный коэффициент пьезопроводности i -го пласта, α_n, β_m и s параметры преобразования Фурье по синусам/косинусам и Лапласа соответственно.

Для анализа производительности скважины в коллекторе с резкой послойной неоднородностью, предложено использовать функцию источника для пласта, ограниченном сверху и снизу слабопроницаемыми прослоями:

$$\Delta \tilde{p} = \frac{q\mu}{2\pi k_1 h_1} \left[K_0 \left(r \sqrt{\frac{s}{\kappa_1}} - g \right) + 2 \sum_{n=1}^{\infty} K_0 \left(r \sqrt{\frac{s}{\kappa_1}} - g + \frac{\pi^2 n^2}{h_1^2} \right) \cos \pi n \frac{z}{h_1} \cos \pi n \frac{z_w}{h_1} \right], \quad (2)$$

где $g = \frac{k_2}{k_1 h_1} \sqrt{\frac{s}{\kappa_2}} \frac{1 - \exp(2h_2 \sqrt{s/\kappa_2})}{1 + \exp(2h_2 \sqrt{s/\kappa_2})}$;

q - мощность источника;

s - параметр преобразования Лапласа;

κ – коэффициент пьезопроводности соответствующего пласта.

Данный тип неоднородности встречается в отложениях, в которых существенную роль на динамику производительности скважин оказывают большие объемы крайне низкопроницаемого коллектора в присутствии прослоев «традиционного» коллектора: месторождения сланцевой нефти (баженовская свита) и низкопроницаемые ачимовские терригенные отложения в Западной Сибири.

Для учета наличия межскважинных неоднородностей реализованы методы возмущения в стационарной и нестационарной постановке.

Приводятся подходы для анализа производительности пластов с неоднородным развитием коллектора по латерали. Такие участки характерны для краевых зон основных крупных месторождений Западной Сибири, однако изложенная модель может быть использована более широко в случаях, когда радиус корреляции коллектора сравним либо меньше расстояния между скважинами. Представлен способ идентификации статистических и

фильтрационно-емкостных характеристик такого коллектора. Вводится понятие коэффициента интегральной связности коллектора с системой поддержания пластового давления. Приводится методика оценки коэффициента охвата заводнением из данных об анализе неустановившегося режима скважин и его связи с радиусом вариограммы.

Для описания производительности многоскважинных систем, предложено использовать матрицу взаимных продуктивностей. В работе показано, что дебиты и забойные давления на скважинах связаны следующим образом:

$$\begin{pmatrix} \vec{q}_p \\ \vec{q}_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \hat{J}^p & \hat{J}^q \\ \hat{O}_{N_p \times N_q} & \hat{E}_{N_q} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{d}_p \\ \vec{q}_q \end{pmatrix}, \quad (3)$$

где $\vec{d}_p = (d_1, \dots, d_{N_p})^T$, $\vec{q}_q = (q_{wN_p+1}, \dots, q_{wN_p+N_q})^T$ - депрессии и дебиты скважин, размером $N_p \times N_p$;

$\hat{O}_{N_p \times N_q}$ - нулевая матрица, размером $N_p \times N_q$;

$\hat{E}_{N_q}$ - единичная матрица, размером $N_q \times N_q$;

матрицы $\hat{J}^p$, $\hat{J}^q$ имеют размерность $N_p \times N_p$, $N_q \times N_p$ соответственно, а их коэффициенты определяются по формулам:

$$J_{ij}^p(t) = \lambda_0 \oint_{\Gamma_{wi}^p} kh \frac{\partial p_{(x,y,t)p}^j(1)}{\partial n} dl, J_{ij}^q(t) = \lambda_0 \oint_{\Gamma_{wi}^p} kh \frac{\partial p_{(x,y,t)q}^j(1)}{\partial n} dl, \quad (4)$$

Матрица J_{ij} по аналогии с индексом продуктивности, называется матрицей взаимных продуктивностей. Коэффициенты J_{ij} - являются функциями времени, однако постоянные в процессе псевдоустановившегося режима. Псевдостационарные коэффициенты матрицы взаимных продуктивностей отражают неоднородность и взаимовлияние скважин, могут быть использованы для расчета производительности многоскважинных систем, а также решения обратных задач. В работе даны подходы по оценке этих коэффициентов из данных нормальной эксплуатации скважин.

Для учета влияния на производительность скважины режимов работы ее окружения, границ пласта, наличия непроницаемых разломов и зон выклинивания

и замещения коллектора в работе предлагается использование метода граничных элементов (МГЭ). В рамках МГЭ рассматривается задача в неограниченной среде. Граница пласта и внутренние разломы аппроксимируются многоугольниками, на каждом ребре которых расположены мнимые источники с неизвестным дебитом $\tilde{q}_j$. Дебиты $\tilde{q}_j$ подбираются из решения системы уравнений таким образом, чтобы выполнялись заданные граничные условия. Для учета неоднородностей в межскважинном пространстве используются методы возмущения и составных асимптотик. Показана разрешимость системы МГЭ с учетом информации из регулярной технологической отчетности и промысловой информации добывающего предприятия. При этом система МГЭ имеет большую размерность и ее результаты трудноприменимы для инженерных целей анализа производительности многоскважинных систем в неоднородных коллекторах. Для этого в работе предложен рекуррентный алгоритм сведения системы уравнений МГЭ к матрице взаимных продуктивностей.

Реализованные методы и подходы использованы при разработке инструментов по планированию и анализу эффективности эксплуатационного бурения и геолого-технических мероприятий (ГТМ) для ряда месторождений Западной Сибири и Тимано-Печорской нефтегазовой провинции.

Прогноз производительности скважин в подгазовых зонах

Методы прогноза добычи нефти и газового фактора для нефтегазовых месторождений с газовой спецификой – наличием большой доли запасов газа – является крайне актуальной задачей. Это связано как с необходимостью оперативного анализа производительности таких скважин с учетом многофазных эффектов, учета изменения продуктивности скважин при резком росте добычи газа, так и с загруженностью поверхностной инфраструктуры: зачастую на таких месторождениях общие нефтегазосборный коллектор и система первичной подготовки.

В работе предложен способ учета выделения газа при течении с помощью функций псевдавления и псевдовремени. Отражены особенности интеграции модели псевдофункций с методом граничных элементов. При этом показано, что

модели псевдофункций хорошо работают, когда газ выделяется из нефти. Если рассматривается залежь с наличием газовой шапки и газ поступает в скважину преимущественно из газовой части залежи, данная модель не подходит: определяющую роль в продуктивности скважины решает прорыв газового конуса. Для мониторинга его продвижения к горизонтальным скважинам и прогноза газового фактора предлагается использовать решение уравнения безнапорной фильтрации - уравнение Буссинеска:

$$\frac{\partial h}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial}{\partial x} \left(h \frac{\partial h}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(h \frac{\partial h}{\partial y} \right) \right), \quad (5)$$

где $\alpha = \frac{k(\rho_o - \rho_g)g}{\mu\varphi}$;

g — ускорение свободного падения;

y — координата вдоль скважины;

h — толщина нефтенасыщенного слоя;

ρ_g — плотность газа;

ρ_o — плотность нефти;

k — проницаемость;

μ — вязкость нефти;

φ — пористость;

$\tilde{q}_o$ — дебит нефти на единицу длины горизонтального ствола.

В работе предложены методы адаптации рассматриваемой модели к истории работы скважины с учетом неоднородности ФЕС с помощью ансамблевого фильтра Калмана. Апробация метода прогноза газового фактора проведена на примере скважин Новопортовского месторождения.

Методы планирования обводнения, управления и оптимизации системы поддержания пластового давления в неоднородных коллекторах и коллекторах с высокой выработкой

Методы анализа и контроля вытеснения основаны на интеграции модели линий тока (ЛТ) и МГЭ. Это имеет ряд преимуществ по сравнению с конечно-разностными или конечно-элементными методами при решении оперативных

задач разработки и добычи. Во-первых, это связано с повышением скорости расчета за счет понижения размерности задачи расчета поля давления и поля насыщенности. Во-вторых, в явном виде моделируются резкие неоднородности, разломы, особенности сложного заканчивания скважины, что делает прогноз более физичным и точным, и не требует измельчения сетки вокруг особенностей. В-третьих, вычисления по этим алгоритмам можно производить по параллельным схемам, что позволяет кратно ускорить расчеты. При увязке МГЭ и ЛТ решен ряд проблем, связанных со сходимостью и устойчивостью численного счета, корректному усреднению насыщенности в неоднородных коллекторах и в окрестностях скважин.

Для дополнительного ускорения расчетов предлагается использовать методы физико-информированного машинного обучения. Процесс обучения нейронной сети в таком случае предполагает использование в функции потерь составляющей $L_{\text{дифф}}$, связанной с решением дифференциальных уравнений. В работе рассматривается функция потерь, связанная с двухмерным уравнением пьезопроводности с источниками/стоками и одномерным уравнением Баклея-Леверетта:

$$\begin{aligned}
 L_{\text{дифф}} = & \frac{1}{N_r} \left| \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{B_0 \mu_0} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y}{B_0 \mu_0} \frac{\partial p}{\partial y} \right) \right. \\
 & \left. + \sum_{j=1}^{N_1+N_2} q_j \delta(x_r^n - x_j, y_r^n - y_j) - \frac{\phi C_0}{B_0} \frac{\partial p}{\partial t} \right|^2, \\
 L_{\text{дифф}} = & \frac{1}{N_r} \left| \frac{dS}{dt} + \frac{dF(S)}{dx} \right|^2,
 \end{aligned} \tag{6}$$

где $\{x_r^n, y_r^n, t_r^n\}_{n=1}^{N_r}$ - случайная выборка точек из Ω .

Такой подход позволяет ускорить обучение нейронной сети и сделать его более устойчивым. На Рисунке 2 представлен расчет поля давления и поля насыщенности в сравнении с расчетом на численном коммерческом симуляторе

для синтетического примера: видно хорошее качественное и количественное совпадение результатов расчета.

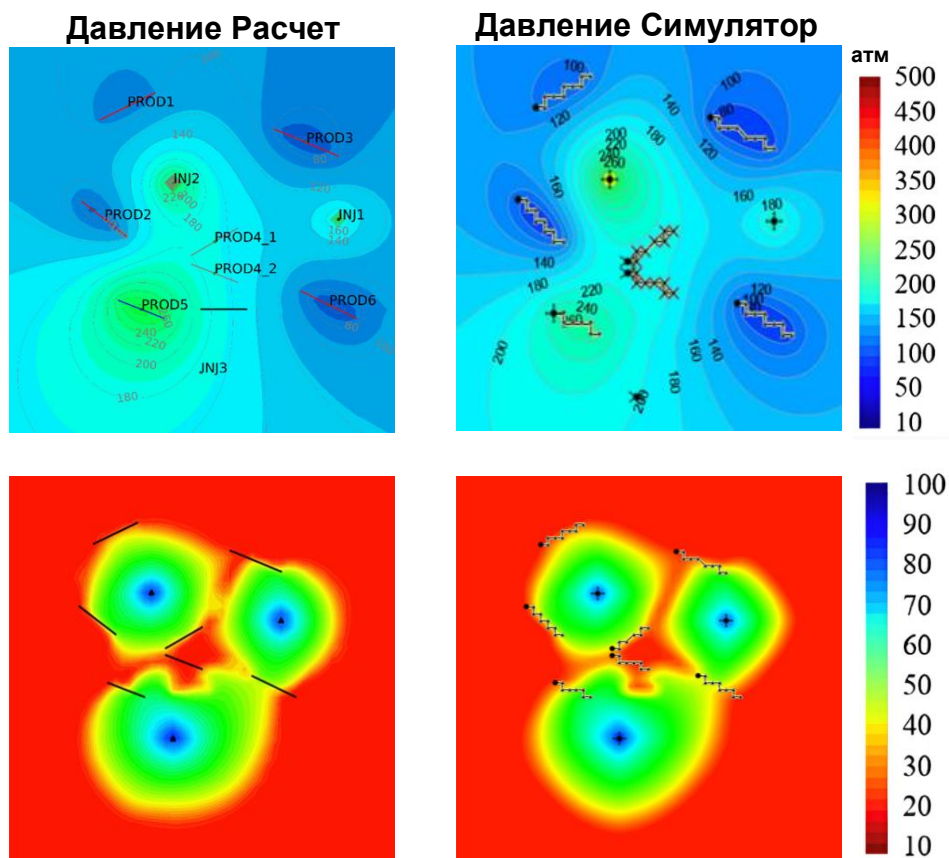


Рисунок 2 – Сравнение расчета поля давления (сверху) и поля насыщенности (снизу) с коммерческим численным симулятором

Методы оперативного анализа эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи

Разработка методов управления и оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД) фокусируется на перераспределении фильтрационных потоков как основном рычаге повышения эффективности вытеснения. Следующим этапом работы с остаточными запасами является использование физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Процесс анализа эффективности физико-химических МУН на стадии оценки и оперативного управления недостаточно обеспечен инструментами принятия решений. Традиционно используются либо верхнеуровневые методики, отражающие области принципиальной применимости тех или иных МУН без количественной

оценки, либо полномасштабные композиционные симуляторы, требующие огромных массивов исходной лабораторной и промысловой информации о месторождении, которая отсутствует на ранних стадиях разработки или неактуальна на поздних.

Предлагаемые методы оценки эффективности физико-химических МУН основаны на описанной выше комбинации модели линий тока и МГЭ. При этом в каждой из линий тока решается модифицированное уравнение Баклея-Левретта с учетом зависимости функции Баклея-Левретта от концентрации активной примеси, а также уравнение для баланса массы примеси:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial F(S_w, c)}{\partial \tau} = 0, \quad (7)$$

$$\frac{\partial [cS_w + \varphi(1 - S_w) + a]}{\partial t} + \frac{\partial [cF + \varphi(1 - F)]}{\partial \tau} = 0, \quad (8)$$

где c – концентрация активной примеси в воде;

S_w – водонасыщенность;

a – изменение концентрации примеси за счет на стенки породы;

φ – концентрация примеси в нефти за счет диффузии;

$F(S_w, c)$ – функция Баклея-Левретта, зависящая не только от водонасыщенности, но и от концентрации активного вещества.

Данный подход позволяет в автоматическом режиме учитывать фактическое заканчивание скважин, наличие зон выклинивания и замещения коллектора, амплитудные разломы, а масштабирование лабораторных исследований происходит для каждой из линий тока. Поэтому расчеты выполняются оперативно и появляется возможность решать обратные задачи адаптации прямо во время проведения пилотных работ, корректируя план и повышая их эффективность в целом.

Способ оперативного ранжирования эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи

В диссертации приводится обзор аналитических и численно-аналитических моделей для описания процесса неизотермической фильтрации в общем случае

вязко-пластичного флюида и методов оценки эффективности тепловых МУН. Рассматриваются следующие типы тепловых МУН: парогравитационный дренаж (SAGD), постоянная или циклическая закачка пара, нагрев пласта скважинными нагревателями. Для случаев, когда параметры пласта не позволяют пользоваться аналитическими подходами для учета всего спектра физических процессов, происходящих в пласте при воздействии теплоносителя, предложен новый инженерный инструмент. Его реализация основана на решении уравнений двухмерной многокомпонентной многофазной неизотермической фильтрации. В рамках разрабатываемого инженерного инструмента при реализации численных расчётов рассматривается 3 фазы: жидкая вода, газ, жидкая нефть и 3 компонента: компонента воды, легкая нефть, тяжелая нефть. Расчет выполняется на основе композиционной модели, включающей в себя уравнения материального баланса и уравнения сохранения энергии:

$$\begin{aligned} \frac{\partial m_i}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha} x_{i\alpha} \rho_{\alpha} \mathbf{W}_{\alpha} \right) &= 0, (m_i = \varphi x_{i\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha}), \\ \frac{\partial e}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} h_{\alpha} \mathbf{W}_{\alpha} - \lambda \nabla T \right) &= 0, \left(e = (1 - \varphi) \rho_s e_s + \varphi \sum_{\alpha} e_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} \right), \end{aligned} \quad (9)$$

где m_i – молярная плотность компонента i ;

$x_{i\alpha}$ – молярная доля компонента i в фазе α ;

ρ_{α} – массовая плотность фазы α ;

$\mathbf{W}_{\alpha}$ – поток фазы α ;

e – энергия единицы объема пористой среды;

h_{α} – молярная энтальпия фазы α ;

λ – коэффициент теплопроводности;

T – температура.

Приведенные уравнения замыкаются соотношениями, выражающими свойства флюидов, совместность объемов и т.д. При этом предложенный инструмент позволяет напрямую использовать эмпирические зависимости и корреляции, полученные по результатам лабораторных исследований керна и

нефти или по пластам-аналогам. В результате работы создано программное обеспечение для проведения оперативных инженерных расчетов, позволяющее оценивать эффективность воздействия на пласт различных тепловых методов увеличения нефтеотдачи, проводить их ранжирование.

На основании разработанного инструмента проведены оценки и оптимизация пилотного проекта по закачке пара в битуминозные мергели на месторождении в поясе тяжелых нефтей Республики Куба.

Подходы повышения устойчивости алгоритмов построения карт свойств пласта

Для анализа и контроля текущего состояния разработки в качестве традиционного инструмента используются полномасштабные гидродинамические модели. Актуальные модели зачастую есть по месторождениям с активным эксплуатационным бурением, но даже они во многих случаях не сфокусированы на задачи оперативного управления текущей производственной программой ГТМ, оптимизации системы ППД, поиска остаточных запасов и т.д. Так, для месторождений 3 и 4 стадии основным инструментом принятия решений остаются двумерные карты свойств пласта, которые строятся из геометрических принципов с ограниченным учетом промысловых замеров и данных нормальной эксплуатации скважин. В связи с этим разработка помехоустойчивых методов учета и интеграции данных нормальной при построении карт свойств пласта является крайне актуальной задачей.

В работе приводятся алгоритмы по идентификации как закрепленных на скважинах параметров пласта – давления, проницаемости, насыщенности, так и оценки их распространения в межскважинном пространстве из данных анализа нормальной эксплуатации на псевдоустановившемся и неустановившемся режимах. Предложены алгоритмы сопряженного определения поля давления, поля проницаемости, взаимовлияния скважин и насыщенности. Для повышения устойчивости используются дополнительные алгоритмы регуляризации, основанные на разложении решения задачи фильтрации по собственным функциям $\{\psi_m\}_{m=1}^{\infty}$:

$$\begin{aligned}
& - \sum_{m=1}^{\infty} \oint_{S_e} \frac{k}{\lambda_m} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \left\{ \sum_{j=1}^N k_j p_{wj} \oint_{S_{wj}} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \right\} = \mu \sum_{j=1}^N q_{wj_ss}, \\
& \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{\lambda_m} \left[\frac{\partial \Psi_m}{\partial n} \Big|_{r=r_w} \right]^2 = \frac{1}{k_w \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{e^{\gamma} C_A r_w^2} + S \right)}, \\
& J_{ij} = \frac{k_i k_j}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{\exp(-\lambda_m t) - 1}{\lambda_m} \left[\oint_{S_{wi}} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \right] \left[\oint_{S_{wj}} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \right] \right\},
\end{aligned} \tag{10}$$

где λ_m – собственное число;

S_e – внешняя поверхность пласта;

S_{wj} – граница j -ой скважины;

C_A – форм фактор;

γ – константа Эйлера-Маскерони;

J_{ij} – элементы матрицы взаимных продуктивностей.

Исследуются возможности физико-информированных нейронных сетей для решения задачи интеграции промысловых замеров. Основная идея заключается в модификации функции потерь нейронной сети для учета реальных замеров, под которые необходима адаптация. Например, для карт изобар это могут быть замеры пьезометрического фонда, для задач вытеснения – обводненность в заданных скважинах, данные СО-каротажа и т.д.

Четвертая глава посвящена разработке методов анализа и контроля осложненного фонда скважин. Изложенные в Главе 3 методы управления разработкой учитывают особенности, связанные с наличием трудноизвлекаемых запасов в пласте, но не позволяют замкнуть расчетный цикл для принятия оптимальных решений. Это связано с тем, что сама добыча углеводородов ведется непосредственно через скважины, эксплуатация которых для трудноизвлекаемых запасов имеет свои особенности и вызовы. Низкая проницаемость в краевых зонах крупных месторождений Западной Сибири приводит к длительным неуставившимся режимам работы пласта и периодическим режимам работы фонда скважин. Работа скважин на оторочках зачастую осложняется

фонтанированием через затруб или погружной насос. Работа на месторождениях высоковязкой нефти требует быстрых расчетных моделей нестационарного течения пароводяной смеси по стволу для диагностики состояния теплоносителя на забое в режиме реального времени и т.д. Традиционные подходы для контроля и управления таким осложненным фондом скважин так или иначе направлены на усреднение или игнорирование описанных выше процессов.

Методы мониторинга и контроля периодического фонда скважин на низкопроницаемых коллекторах

Метод мониторинга и контроля периодического фонда основан на алгоритме моделирования скважины путем разделения ее объема на три сообщающиеся системы «внутритрубное пространство – затрубное пространство – область дренирования» (Топольников и др.). Массообмен между выделенными элементами определяется граничными условиями, описывающими переток из затрубного пространства и области дренирования в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) через пропускную способность электроцентробежного насоса (ЭЦН):

$$Q_{f\ casing}(P_{in}, T_{in}) = Q_{f\ tubing}(P_{in}, T_{in}) + Q_{f\ ann}(P_{in}, T_{in}), \quad (11)$$

где $Q_{f\ casing}$ - поток флюида в эксплуатационной колонне при условиях приема насоса;

$Q_{f\ tubing}$ - поток флюида в НКТ;

$Q_{f\ ann}$ - поток флюида в затрубном пространстве;

P_{in}, T_{in} – соответственно, давление и температура на приеме насоса.

Главной особенностью, на которой построена представленная в работе модель, является ее индифферентность относительно алгоритмов расчёта отдельных гидравлических элементов. Данный принцип позволяет применять ее в комбинации с различными методиками расчетов, в том числе и с традиционными подходами физико-математического моделирования, реализацию которых предоставляют большинство открытых программных решений. В соответствии с моделью поток в затрубном пространстве может быть выражен через производную динамического уровня, который в свою очередь зависит от производной давления

на приеме. Подставив полученное выражение для потока флюида в затрубном пространстве в уравнение баланса потоков, выражается производная давления на приеме. Далее давление на приеме раскладывается в ряд Тейлора и при помощи итеративной схемы находится его динамика во времени:

$$P_{in}(t) = P_{in}(t_0) + \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_{in}^k}{\partial t^k} \frac{(t - t_0)^k}{k!} + o(t - t_0)^k. \quad (12)$$

Такое представление зависимости давления на приеме позволяет определить не только конечные технические показатели в процессе циклов работы и остановки в рамках псевдостационарного подхода, но и их динамику, что в свою очередь позволяет выполнить оптимизацию режимов работы с учетом переходных процессов.

В работе приведены подходы к автоматизации процессов создания и адаптации модели скважины, работающей в периодическом режиме эксплуатации. Проведена апробация на скважинах в режиме автоматического повторного включения (АПВ), периодического кратковременного включения (ПКВ), в режиме чередования частот (ЧЧ) для условий особенностей оснащения промыслов и доступности данных месторождений Западной Сибири. Модель верифицирована с помощью коммерческого симулятора нестационарных течений. Необходимо отметить, что в отличие от расчета на коммерческом нестационарном симуляторе, процесс инициации и адаптации модели скважины автоматический, а сам расчет занимает гораздо меньше времени вследствие упрощений, которые можно гибко добавлять при расчете каждого из блоков модели.

Подходы к управлению фондом скважин осложненным фонтанированием через затруб или установку ЭЦН

Режимы фонтанирования через затруб (ФЧЗ) или ЭЦН характерны для скважин, работающих на нефтяных оторочках в присутствии мощных газовых шапок, либо на месторождениях с высокой газонасыщенностью нефти. Управление таким фондом скважин является актуальной задачей по ряду факторов (ЭЦН эксплуатируется в правой зоне, высокая деградация напорно-расходных

характеристик (НРХ) насоса и т.д.), которые приводят к высокому расходу электроэнергии и более интенсивному износу погружного оборудования. Традиционные подходы к управлению таким фондом скважин не имеют комплексного решения: для принятия решений инженеры как правило используют коммерческие гидравлические симуляторы, в которых возможность моделирования ФЧЗ-скважины, либо отсутствует, либо связана со значительными сложностями и требует большого массива дополнительной информации для ручной инициации модели.

Предлагаемый в диссертации подход к контролю ФЧЗ фонда основан на специальной разработанной модели скважины. При построении модели скважина делится на несколько участков течения – течение в эксплуатационной колонне, в насосе, в НКТ и затрубном пространстве. При этом решен ряд проблем, связанных с вычислением коэффициента деления жидкости и газа между НКТ и затрубным пространством, а также с работой насоса в отрицательной зоне напорно-расходной характеристики. Для вычисления коэффициента деления жидкости разработан итерационный алгоритм. Предсказания модели при работе насоса в отрицательной зоне НРХ верифицированы результатами стендовых испытаний и численными расчетами. На базе разработанной модели реализован функционал оптимизации режимов работы скважин. Подход апробирован на месторождениях с газовой шапкой Ямало-Ненецкого региона.

Метод прогноза состояния теплоносителя на забое скважины

Одним из самых распространенных типов трудноизвлекаемых запасов являются месторождения высоковязкой нефти и битума. Повышение нефтеотдачи на таких месторождениях связано с закачкой в пласт теплоносителей – пара и горячей воды. Эффективность тепловых методов в значительной степени определяют параметры теплоносителя на забое скважины, но, как правило, известны лишь параметры теплоносителя на устье. Поэтому для оценки эффективности парозакачки необходимо постоянное проведение термогидродинамических исследований (ТГДИС). В этих условиях особую актуальность приобретает разработка методов прогноза свойств теплоносителя на забое

скважины. В работе описан метод прогноза параметров теплоносителя при проведении парозакачки. Он основан на сопряжении решения уравнения теплопроводности для расчета тепловых потерь и уравнения движения парожидкостной смеси в скважине.

Подходы идентификации параметров замыкающих соотношений многофазного потока

Разработка подходов идентификации параметров замыкающих соотношений при моделировании сложных процессов добычи, транспорта и подготовки углеводородов крайне актуальная задача. Это связано с отсутствием этой информации для многих процессов, происходящих при разработке трудноизвлекаемых запасов. В основном это переходные процессы в стволе скважины и трубах, электротехнических узлах, в емкостном и сепарационном оборудовании. Для решения описанных вызовов быстрой идентификации замыкающих соотношений предложены подходы машинного обучения, основанные на данных. Оценка применимости предлагаемых подходов проводится на примере идентификации параметров закрытых коммерческих гидравлических корреляций. На первом этапе производится серия численных экспериментов на коммерческом программном обеспечении для базового обучения моделей машинного обучения. Рассматривается три типа моделей: для предсказания режима потока, объемной доли жидкости и коэффициента трения. На втором этапе происходит донастройка моделей для учета специализированных свойств нефти и газа рассматриваемого актива или учету специфических процессов, протекающих при добыче, транспорте и подготовке. Результаты идентификации на примере двухфазной гидравлической корреляции: режим потока определяется в соответствии с f -мерой (macro-f1-score) равной 0.94, а объемная доля и коэффициент трения определяются с медианными ошибками 3.04% ($R^2 = 0.99$) и 3.45 % ($R^2 = 0.96$) соответственно. Данные тестов говорят о том, что разработанный подход имеет большую перспективу как по увеличению точности в рассматриваемых примерах, а также для масштабирования на другие направления.

Пятая глава связана задачей с проведения оперативного интегрированного расчета для системы «пласт-скважина-поверхностная инфраструктура» для внутрисуточной и внутримесячной оптимизации технологических режимов различных узлов нефтегазового промысла с учетом характерной для трудноизвлекаемых запасов специфики: длительными неустановившимся процессами в пласте, связанными с низкой проницаемостью, прорывами газа на оторочках, перегруженной инфраструктурой на обводненных месторождениях четвертой стадии и месторождениях с газовой спецификой, образованием эмульсий и запиранием участков нефтесбора, наличием нескольких пластов с различными ФЕС, вскрытыми одной сеткой скважин, наличием сложного нестабильного периодического фонда. Традиционные подходы интегрированного моделирования предполагают стационарный или псевдостационарный режимы в узлах, не учитывая озвученные процессы на активах с трудноизвлекаемыми запасами.

Интегрированный подход для оценки влияния ограничений инфраструктуры на добычу на перегруженных участках нефтегазосборной сети

Как правило, ГТМ на активах с перегруженной инфраструктурой не приводят к ожидаемому увеличению добычи на коммерческом узле учета, что связано с влиянием интенсифицированных скважин на скважины окружения через рост линейного давления. Для комплексного оперативного управления фондом скважин на таких активах нужен подход, позволяющий проводить быструю оценку такого взаимовлияния. Это позволит решать оперативные задачи по управлению фондом скважин на активах с загруженной линейной инфраструктурой.

В диссертации разработан подход, позволяющий избавиться от необходимости задания и настройки каждого физического элемента нефтесборной сети в отдельности при оценке влияния инфраструктуры на общую добычу. Основная идея заключается в упрощении расчета взаимовлияния между моделями скважин через сеть нефтегазосбора, аппроксимируя их связями упрощенного вида, параметры которых вычисляются в автоматическом режиме путем решения

системы линейных или нелинейных уравнений, в зависимости от вида задаваемой связи. В самом простом случае система описывается с помощью следующих уравнений:

$$B_l(P_l^i) \sum_{j=1}^{N_i} q_{l_i}^j + B_g(P_l^i) \sum_{j=1}^{N_i} q_{g_i}^j + B_g(P_l^i) \sum_{j=1}^{N_i} q_{ag_i}^j = \lambda_i(P_l^i - \bar{P}_{ref}), \quad (13)$$

где B_l, B_g - объемные коэффициенты жидкости и газа;

$q_{l_i}^j, q_{g_i}^j, q_{ag_i}^j$ - дебиты соответственно жидкости, попутного и газлифтного газа (при отсутствии газифта $q_{ag_i}^j = 0$) для j -ой скважины в i -ом кусту;

P_l^i - давление в АГЗУ i -го куста скважин;

$\bar{P}_{ref} = \bar{P}_{ref}(q_{l_i}^j, q_{g_i}^j, q_{ag_i}^j)$ - некоторое опорное давление, которое зависит от распределения потоков газа и жидкости в трубе;

λ_i - коэффициент взаимосвязи, который определяется при решении системы уравнений.

В отличие от построения полноценной модели инфраструктуры, представленный подход позволяет проводить оценку влияния инфраструктуры в автоматическом режиме, используя только величины дебитов жидкости и газа на скважинах и замеры давления на устьях скважин. При этом для повышения точности существует возможность учета информации с датчиков давлений в различных узлах инфраструктуры. В работе приведена верификация подхода с результатами коммерческих симуляторов интегрированного расчета для различных случаев. Апробация инструмента проведена на примере технологических линий Восточного Участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Методика учета неустановившегося режима и неодновременного ввода продуктивных горизонтов на многопластовых скважинах

Значительная часть скважин западносибирского региона, вскрывают несколько продуктивных пластов одной сеткой скважин. Пласты имеют различные эффективные толщины, ФЕС, пластовые давления, и зачастую включаются в

разработку в различные моменты времени. Из-за этого возникают трудности при интегрированном моделировании таких объектов на оперативном горизонте: традиционные подходы в рамках решения узлового анализа описывают пласт одной усредненной стационарной индикаторной диаграммой и не учитывают процессы взаимовлияния различных пластов многопластовой системы друг на друга. Суть предлагаемой в работе методики учета данных процессов при оперативном расчете системы «скважина-набор пластов» заключается в обобщении метода узлового анализа с помощью итерационного алгоритма построения нестационарных индикаторных диаграмм, учитывающих неодновременный ввод пластов. Приведены примеры применения методики при моделировании различных операций и ГТМ на многопластовых скважинах.

Методика учета нестационарных процессов в линейной инфраструктуре при моделировании нестабильного фонда скважин

Решение задач интегрированного управления сложным фондом скважин, характерным для трудноизвлекаемых запасов требует учета нестационарных процессов в поверхностной инфраструктуре. Это связано с нестабильным фондом, периодическим режимом скважин, перераспределением жидкости из-за неустановившихся режимов в низкопроницаемых пластах и т.д.

Для учета нестационарных процессов в линейной инфраструктуре в работе предлагается перейти к модели нестационарного движения многофазного потока. Модель строится на основе уравнений течения многофазного флюида, включающих основные законы сохранения. Для ускорения расчетов уравнения усредняются по сечению трубопровода, а для их решения используется комбинация метода характеристик с конечно-разностными расчетами. В диссертации предлагается алгоритм интеграции моделей скважин периодического и ФЧЗ фонда для проведения узлового анализа с нестационарной моделью инфраструктуры.

Реализация рассматриваемой методики открывает возможности к решению целого ряда оперативных задач для промыслов со сложным фондом: групповые оптимизации, разгрузки трубопроводов, оптимизация энергопотребления,

повышение добычи нефти. Так, например, при работе с периодическим фондом скважин необходимо оптимизировать не только режимы работы каждой скважины в отдельности, но и циклы их запусков и остановок друг относительно друга для исключения пиковых нагрузок на трубопровод и энергосеть. Оптимизация графика приводит к снижению среднего давления в коллекторе, снижению нагрузки на инфраструктуру и приросту дебита. На Рисунке 3 представлен пример такой оптимизации: после оптимизации среднесуточная добыча стала выше, а давление испытывает меньшие возмущения.



Рисунок 3 – Пример оптимизации циклов запусков-остановок: сверху – ДО оптимизации, снизу – ПОСЛЕ оптимизации

Концепция автоматизированного интегрированного управления сложным фондом скважин

Основные проблемы при управлении сложным фондом скважин, связаны с неоперативностью идентификации проблем и их решения в «ручном» режиме: начиная от выездов полевого персонала на промысел для получения данных со станции управления, множественными расчетами для определения оптимальных корректирующих мероприятий и заканчивая повторными выездами на скважины для настройки согласованных технологических режимов. Это приводит к потере операционного потенциала добычи, проблемам в эксплуатации и снижению эффективности управления промыслом в целом. В работе предлагается концепция автоматического управления фондом скважин для решения озвученных проблем напрямую через технологическую сеть передачи данных на уровне АСУТП. Концепция основана на разработке метамодели, объединяющей нестационарные модели скважин и трубопроводов, подходы по адаптации этих моделей на опорные замеры, алгоритмы автоматического анализа состояния фонда, виртуальной расходомерии, а также алгоритмы интегрированной оптимизации для повышения эффективности работы фонда.

Концепция реализована в рамках единой информационной системы, включающей непрерывно актуализируемый цифровой двойник системы «пласт-скважина-поверхностная инфраструктура» и алгоритмы решения оптимизационных задач. Период автоматического управления фондом реализован в рамках 2-х часового цикла, где последовательно выполняются этапы анализа, моделирования и оптимизации технологического режима. Представленные подходы к автоматизированному управлению фондом могут быть далее масштабированы в рамках локального развертывания для краевых вычислений прямо на промысле, что делает их перспективными для управления элементами промысла в условиях автономии.

Шестая глава посвящена примерам применения разработанных в диссертации подходов, алгоритмов и моделей для задач оперативного управления разработкой и добычей. Результаты, описанные в предыдущих главах,

использованы для развития новых цифровых инструментов принятия технологических и технических решений. В главе обсуждаются особенности интеграции информационных систем и бизнес-процессов в рамках реализации элементов цифровой трансформации при внедрении таких инструментов. В качестве примера данной интеграции рассмотрен сквозной процесс работы с потенциалом нефтегазодобывающего предприятия. Результаты представленных исследований успешно апробированы в крупнейших нефтегазовых компаниях России (ПАО «Газпром нефть», АО «Зарубежнефть», ООО «РН-Юганскнефтегаз») и на активах зарубежом, внедрены в их нормативные и методические документы, а основанные на них цифровые инструменты переведены в промышленную эксплуатацию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За счет разработки и внедрения инструментов поддержки принятия решений реализованы методы повышения эффективности разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. При этом получены следующие результаты и выводы:

1. Проведен анализ современных проблем в области оперативного управления разработкой и эксплуатацией нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Они обусловлены наличием длительных переходных процессов в пласте и поверхностной инфраструктуре, нестабильными и периодическими режимами эксплуатации скважинного оборудования, неопределенностями в локализации остаточных запасов и производительности скважин, связанными с неоднородным строением коллектора и неблагоприятными свойствами пластового флюида. Выявлены ключевые вызовы в области инструментов принятия решений, ответ на которые позволит повысить эффективность разработки нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: реализация инструментов автоматизации анализа данных высокодискретной промысловой телеметрии, разработка оперативных методов для анализа и прогноза производительности скважин с учетом особенностей строения трудноизвлекаемых запасов, развитие подходов контроля и оптимизации заводнения, разработка подходов и инструментов оперативной оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи, реализация инструментов помехоустойчивого построения карт текущих свойств коллектора, разработка методов мониторинга и управления сложным фондом скважин.

2. Реализованы методы, подходы и алгоритмы автоматизации анализа высокодискретной промысловой телеметрии для определения текущего состояния осложненного фонда скважин. Данные результаты внедрены в промышленную эксплуатацию в рамках ряда информационных систем, апробированы на более чем 12000 скважин в течение более чем пяти лет и показали свою эффективность для анализа осложнений, таких как.: образование гидратов, срывов подачи, подклинок, некорректных режимов работы, выявления неявных внутрисменных простоев,

недоборов и отклонений в добыче периодического фонда скважин и скважин с наличием пробковых режимов течения.

3. Разработаны подходы и методы для мониторинга текущего состояния разработки и оценки потенциала повышения ее эффективности:

- подходы к анализу производительности скважин, вскрывающих трудноизвлекаемые запасы, внедрены в процессы планирования и мониторинга эксплуатационного бурения на низкопроницаемых коллекторах при планировании приростов и анализе текущей производительности скважин. Инженерный расчетный модуль планирования приростов новых скважин имеет более 10000 пользователей в различных нефтедобывающих компаниях, что подчеркивает перспективность представленных в работе методов анализа и планирования производительности скважин для других типов трудноизвлекаемых запасов;

- методы по анализу и управлению системой ППД с учетом специфики неоднородных коллекторов, коллекторов с разломами, высокой выработкой запасов и наличия скважин сложного заканчивания позволяют повысить эффективность заводнения до 10%. Это связано с возможностью в явном виде учесть сложное заканчивание скважин, межскважинную неоднородность, преграды для фильтрации, а также с оперативностью расчета;

- представленные в работе методы оценки эффективности третичных тепловых и физико-химических МУН могут быть использованы для разработки инженерных инструментов принятия решений, которые займут место между верхнеуровневыми эмпирическими оценками и полномасштабными неизотермическими композиционными симуляторами, что позволит решить проблемы обеспеченности пилотных проектов применения МУН количественными моделями как на этапе оценки применимости, так и на этапе непосредственного проведения ОПИ;

- в связи с отсутствием актуальных для оперативных задач полномасштабных численных гидродинамических моделей для значительной части месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, внедрение процесса построения и регулярного обновления карт свойств пласта с помощью

представленных в работе алгоритмов учета нормальной эксплуатации скважин, методов взаимного согласования различных карт свойств, а также методов машинного обучения интеграции фактических замеров, является крайне актуальным направлением. Произведена оценка применимости предлагаемого подхода на примере процесса для построения карт проницаемости при планировании параметров эксплуатационного бурения, а также карт пластовых давлений при оптимизации производственной программы геолого-технических мероприятий.

4. Для моделирования течений в поверхностной инфраструктуре предложены методы и алгоритмы, отличающиеся возможностью учета переходных нестационарных эффектов, в т.ч. при эксплуатации низкопроницаемых и многопластовых объектов, осложненного и периодического фонда скважин. С помощью разработанных подходов апробирован процесс автоматического управления сложным фондом скважин, имеющий важное значение для автономных нефтегазовых активов.

5. Внедрение изложенных методов контроля сложного фонда скважин, характерного для трудноизвлекаемых запасов позволяет повысить эффективность механизированного подъема (удельный расход электроэнергии) до 15%, а также реализовать операционный потенциал добычи до 10% от текущего уровня за счет мероприятий поскважинной и групповой оптимизации режимов работы погружного оборудования.

6. Разработанные методы, модели и алгоритмы внедрены в информационные системы ПАО «Газпромнефть», АО «Зарубежнефть», ООО «РН Юганскнефтегаз», использованы как основа для реализации элементов цифровой трансформации.

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации:

По теме диссертационной работы опубликован 65 научных трудов, в том числе:

- в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Министерства образования и науки РФ и/или входящих в базу данных Scopus:

1. Афанасьев И.С., Юдин Е.В., Лубнин А.А., Турчановский Д.В., Хатмуллина Е.И. Внедрение единого информационного пространства в области геологии, разработки и добычи на примере АО «Зарубежнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №2. – с. 96-100
2. Юдин Е.В., Воробьев К.В., Быков А.А., Степаненко И.К. Расчетная модель для оценки изменения свойств теплоносителя по стволу скважины при закачке пара. Нефтяное хозяйство. – 2018. – №3. – с. 50-53
3. Чуранова Н.Ю., Баранов Т.С., Чорный А.В., Соловьев А.В., Куреленков С.Х., Юдин Е.В., Данько Д.А. Методика изучения карбонатных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на основе петроупругого моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №10. – с. 25-31
4. Юдин Е.В., Лубнин А.А., Лубнина Е.В., Завьялов И.Н., Завьялова Н.А. Новые инженерные инструменты для оперативной оценки эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №10. – с. 72-76
5. Юдин Е.В., Губанова А.Е., Краснов В.А. Метод оценки интерференции скважин с использованием данных технологических режимов их эксплуатации // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №8. – с. 64-69
6. Чорный А.В., Кожемякина И.А., Чуранова Н.Ю., Соловьев А.В., Хайруллин М.М., Юдин Е.В. Анализ интерференции скважин на основе алгоритмов комплексирования промысловых данных // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №1. – с. 36-39
7. Власов В.Н., Чорный А.В., Попов Д.А., Садреев Э.А., Ткачев И.В., Ходаков И.О., Юдин Е.В. Оценка эффективности заканчивания горизонтальных скважин для разработки участков с низкой плотностью запасов в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №8. – с. 94-98
8. Галяутдинов И.М., Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Смирнов Н.А., Бабин В.М., Чигарев Г.А. Повышение эффективности управления нефтяными оторочками на основе разработанного инструмента интегрированного моделирования // Нефть. Газ. Новации. – 2019. - №12 (229). – с. 28-33 (только ВАК)
9. Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Галяутдинов И.М., Смирнов Н.А., Бабин В.М., Чигарев Г.А. Создание прокси-интегрированной модели Восточного участка Оренбургского месторождения в условиях недостаточного объема исходных данных // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №12. – с. 47-51
10. Юдин Е.В., Галяутдинов И.М., Пиотровский Г.А., Колюк О.А., Смирнов Н.А. Особенности эксплуатации и способы определения оптимальных параметров работы скважин, вскрывающих карбонатные трещиноватые коллектора, на примере нефтяных оторочек ВУ Оренбургского НГКМ // Ргонефть. – 2020. - №2. – с. 26-32 (только ВАК)
11. Юдин Е.В., Колюк О.А., Замахов С.В. Интерпретация пластового давления для низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №3. – с. 66-70
12. Юдин Е.В., Пиотровский Г.А., Петрова М.В., Рошкетев А.П., Штробель Н.В. Аналитическая методика экспресс-оценки производительности трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №4. – с. 76-79
13. Андрианова А.М., Юдин Е.В., Ганеев Т.А. и др. Применение интеллектуальных методов анализа высокочастотных промысловых данных для решения задач нефтяного инжиниринга // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №9. – с. 70-75
14. Юдин Е.В., Воробьев Д.С., Слабевский А.А. и др. Новые подходы к оценке потенциала добычи Нефтяное хозяйство. – 2021. – №11. – с. 114-119

15. Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Смирнов Н.А. и др. Новые подходы к управлению потенциалом добычи из скважин механизированного фонда // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №6. – с. 67-73
16. Юдин Е.В., Горбачева В.Н., Смирнов Н.А. Моделирование и оптимизация режимов работы скважин, фонтанирующих через затрубное пространство // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №11. – с. 122-126
17. Юдин Е.В., Марков Н.С., Котежеков В.С. Анализ энергетического состояния месторождений и оптимизация работы скважин на основе результатов прокси-моделирования // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2021, – № 12. – с. 44-50
18. Шарифов А. Р., Юдин Е. В., Накаева М. В. и др. Новые подходы к управлению базовой добычей на основе решения уравнения материального баланса по блокам заводнения // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2022, – №12. – с. 100-104
19. Евсеенков А.С., Гузь В.С., Шпетный Д.Н., Юдин Е.В. Краткосрочное прогнозирование дебита скважин на основе ансамблевого подхода // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2023, – №2. – с. 78-83
20. Зоткин О.В., Юдин Е.В., Плохова К.Ф. и др. Гибридная интегрированная модель актива – гибкий инструмент для оперативного управления промыслом // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2023, – №4. – с. 86-90
21. Юдин Е.В., Пиотровский Г.А., Смирнов Н.А. и др. Методы моделирования и оптимизации периодических режимов работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2023, – №5. – с. 116-122
22. Власов Д.Ю., Занчаров А.А., Юдин Е.В., Мосягин Г.А. Автоматизация мониторинга и факторного анализа отклонений по добыче // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2023, – №6. – с. 78-82
23. Юдин Е.В., Андрианова А.М., Ганеев Т.А. и др. Контроль дебита жидкости нестабильно работающего фонда скважин при помощи виртуального расходомера // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2023, – №8. – с. 82-87
24. Юдин Е.В., Порошин И.О., Груздев И.Е., Марков Н.С. Новые подходы к быстрой оценке производительности скважин в неоднородных пластах // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2023, – №10. – с. 61-67
25. Шевченко Д.В., Саламатин А.А., Юдин Е.В. и др. Численно-аналитическое моделирование добычи нефти горизонтальной скважиной из-под газовой шапки с автоматической адаптацией // Георесурсы – 2023, – том 25, – №4. – с. 58-68
26. Попов Д.А., Матвеев И.В., Шишаев Г.Ю., Хамидов А.Н., Юдин Е.В., и др. Использование интеллектуального анализа данных и решений уравнений пьезопроводности на основе подхода DTOF (diffusive time of flight) для учета гетерогенных свойств коллектора при оценке полей давлений // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2024, – №6. – с.83-87
27. Юдин Е.В., Смирнов Н.А., Любимов В.С., Херсон Е.Ю. Информационные решения по управлению технологически сложным фондом на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами // Инженерная практика 11-12/2024 с. 34-38, 2025.
28. Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Кобзарь О.С., Рыжиков А.В., Чернышов В.Е., Усиков Д.В., Сулейманов М.А., Григорьев И.В., Шабунин М.Д., Вербицкий М.В. Методика расчета коэффициента деления жидкости в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН) в условиях фонтанирования через затрубное пространство // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти, вып.3, 2025.
29. Юдин Е.В., Моисеева Е.Ф., Чуракаев К.Р. и др. Применение композиционного калькулятора и адаптация PVT-расчета к данным месторождений с аномальными свойствами флюидов // Нефтяное хозяйство. – Москва, №8, 2025 г. с. 42-49.
30. Юдин Е.В., Пиотровский Г.А., Смирнов Н.А. и др. Методы групповой оптимизации и моделирования механизированных скважин в условиях периодического режима эксплуатации // Нефтяное хозяйство. – Москва, №8, 2025 г. с. 69-74.

31. Хасанов М.М., Латыпов Б.М., Юдин Е.В. и др. Оптимизация расположения скважин на месторождении на основе нейронного оператора // Нефтяное хозяйство. – Москва, №12, 2025 г. с. 107-113.

32. Латыпов Б.М., Хасанов М.М., Юдин Е.В. и др. Концепция автономизации процессов добычи нефти на основе мультиагентных LLM-систем // Нефтяное хозяйство. – Москва, №12, 2025 г. с. 63-69.

33. Юдин Е.В., Латыпов Б.М., Григорьев И.В. и др. Разработка эмпирической корреляции для оценки естественной сепарации газа на приеме электроцентробежного насоса в высокообводненных нефтяных скважинах // Нефтяное хозяйство. – Москва, №12, 2025 г. с. 70-75.

34. Юдин Е.В. Управление процессом механизированной добычи на основе модельно ориентированного подхода // Нефтяное хозяйство. – Москва, №1, 2026 г. с. 64 – 70.

35. E. Yudin, M. Kovaleva M., V. Shevchenko, G. Bekh, M. Gudilov, D. Isaev, A. Zaytsev. Maintaining ESP operational efficiency through machine learning-based anomaly detection // Geoenergy Science and Engineering, Volume 251, August 2025.

- в ведущих научных изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования:

36. A. A. Lubnin, I. S. Afanasiev, E. V. Yudin, etc. System Approach to Planning the Development of Multilayer Offshore Fields // SPE-176690-MS.

37. I. Afanasiev, E. Yudin, T. Azimov, etc. Technology for the thermal treatment of the productive formations of the Boca de Jaruco field: Challenges, opportunities, prospects // SPE-176699-MS.

38. A. A. Lubnin, E. V. Yudin, R. A. Khabibullin, etc. A New Approach of Gas Lift Wells Production Optimization on Offshore Fields // SPE-181903-MS.

39. E. N. Yudin, O. V. Petrashov, A. V. Osipov. Results of Pilot Work on Extraction of Natural Bitumens From Oil-Wet Fractured Carbonate Rocks: Boca De Jaruco Field Case // SPE-187683-MS.

40. E. V. Yudin, R. D. Bagmanov, M. M. Khairullin, etc. Development of Approach to Modelling Complex Structure Carbonate Reservoirs using Example of the Central Khoreyver Uplift Fields // SPE-187811-MS.

41. A. Lubnin, E. Yudin, G. Sansiev, T. Karimov, V. Bondarenko. Methods to Improve the Efficiency of Development of a Multi-Layer Offshore Gas Condensate Field: Thien Ung Case Study // SPE-187865-MS.

42. A. Lubnin, I. Afanasiev, E. Yudin, G. Sansiev, A. Galimova. Peculiarities of White Tiger Field Basement Development Forecasting: Chllenges and Solutions // SPE-191571-18RPTC-MS.

43. E. V. Yudin, A. V. Chorniy, N. Y. Churanova, etc. Sweep Efficiency Increasing of Fractured Oil-Wet Reservoirs: Case Study of Central Khoreyver Uplift Fields // SPE-191579-18RPTC-MS.

44. E. V. Yudin, A. E. Gubanova, V. A. Krasnov. The Method of Express Estimation of Pore Pressure Map Distribution in Reservoirs with Faults and Wedging Zones // SPE-191582-18RPTC-MS.

45. E. V. Yudin, A. A. Lubnin, E. V. Lubnina, I. N. Zavialov, N. A. Zavialova. New engineering tools for rapid ranking and effectiveness evaluation of thermal EOR methods // SPE-191608-18RPTC-MS.

46. N. Y. Churanova, E. V. Yudin, A. V. Chorniy, etc. Reservoir Properties Distribution Based on Petroelastic Modeling PEM // SPE-191609-18RPTC-MS.

47. E. Yudin, R. Khabibullin, I. Galyautdinov, etc. Modeling of a Gas-Lift Well Operation with an Automated Gas-Lift Gas Supply Control System // SPE-196816-MS.

48. E. Yudin, I. Galyautdinov, G. Piotrovskiy, etc. Approach to Determining the Optimal Parameters of Well Performance in Fractured Reservoirs with a Gas Cap: Orenburg GCF Case Study // SPE-196852-MS.

49. E. Yudin, R. Khabibullin, N. Smirnov, etc. New Applications of Transient Multiphase Flow Models in Wells and Pipelines for Production Management // SPE-201884-MS.
 50. E. Yudin, I. Poroshin, D. Korikov, A. Morozova, O. Kolyuk. Analysis and Prediction of Well Performance in Heterogeneous Reservoirs Based on Field Theory Methods // SPE-201955-MS.
 51. V. Berezkin, A. Sharifov, E. Khatmullina, E. Yudin, I. Khatmullin. A Tool and Mathematical Model for Estimation of Wells Initial Water-Cut and Residual Oil Reserves on Large-Sized Oil Fields // SPE-207076-MS.
 52. E. Yudin, G. Piotrovskiy, M. Petrova, A. Roshchektaev, N. Shtrobel. New Analytical Approach to Operational Assessment of Fractured Well Productivity with Variable Permeability // SPE-206652-MS.
 53. E. Yudin, N. Markov, V. Kotezhekov etc. Efficiency of Using a Proxy Model for Modeling of Reservoir Pressure // SPE-206553-MS.
 54. E. V. Yudin, A. S. Evseenkov, D. K. Kuchkildin, etc. Short-Term Forecasting of Well Production Based on a Hybrid Probabilistic Approach // SPE-206519-MS.
 55. D. Sun, E. Yudin, A. Slabetsky, etc. Improving the Approach to Assessing the Production Potential from Well Interventions for Mature Fields with a Large Well Stock // SPE-212065-MS.
 56. E. Yudin, S. Polyanskiy, A. Slabetsky, N. Smirnov, A. Andrianova. Oil and Gas Production Management: New Challenges and Solutions // SPE-212086-MS.
 57. E. Yudin, G. Piotrovskiy, N. Smirnov, etc. Modeling and Optimization of ESP Wells Operating in Intermittent Mode // SPE-212116-MS.
 58. E. Yudin, A. Andrianova, T. Ganeev, etc. Intelligent Methods for Analyzing High-Frequency Production Data to Optimize Well Operation Modes // SPE-212118-MS.
 59. E. Yudin, O. Kobzar, G. Mosyagin, etc. A New Approach to Creating a Digital Twin of Well for Production Monitoring in Western Siberia Fields // SPE-216731-MS.
 60. A. Andrianova, E. Yudin, A. Shestakov, etc. Development of a Hydrate-Free Operating Mode Model for Gas Lift Wells // SPE-217651-MS.
 61. E. Yudin, A. Andrianova, D. Isaev, etc. Using Deep Learning Algorithms to Monitor Well Performance and Restore Well Rate Dynamics // SPE-217526-MS.
 62. E. Yudin, G. Piotrovskiy, N. Smirnov, M. Petrova, M. Petrushin, E. Ovsepyan, S. Isaeva, E. Kherson, K. Kabantsov, A. Sizanov, M. Nakaeva, D. Skorikov, R. Murzin, Advanced System For Managing Gas-Lift Well Operations In The Eastern Sector Of Orenburg Oil And Gas Condensate Field // SPE-225638.
 63. E. Yudin, R. Khabibullin, O. Kobzar., Innovative Monitoring Technologies for Well Control Through Sensor Integration and Edge Computing // SPE-226940-MS/ Paper presented at the Middle East Oil, Gas and Geosciences Show (MEOS GEO), Manama, Bahrain, September 2025.
 64. E. V. Yudin, M. O. Kurchukov, P. D. Dudnik, etc. Slug Flow Regime Modeling Using Machine Learning and Practical Application for ESP Well Optimization // SPE-230456-MS / Paper presented at the SPE Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan, November 2025.
 65. E. V. Yudin, M. A. Petrushin, E. Y. Kherson, etc. Performance Optimization of ESP Wells Under Intermittent Operation Using Long-Term Asymptotic Model Predictions // SPE-230454-MS / Paper presented at the SPE Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan, November 2025.
- в свидетельствах о государственной регистрации программы для ЭВМ:*
66. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2018616024. ТеплоМУН. / Юдин Е.В., Лубнин А.А., Лубнина Е.В., Завьялов И.Н., Завьялова Н.А., Семаков В.Ю., Евдокимов А.Ю., Невмержицкий Я.В., Панов В.А.
 67. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2022612573. Программа для верификации временных зависимостей промысловых параметров. / Юдин Е.В., Андрианова А.М., Ганеев Т.А., Валиев Э.Р., Волков Н.А., Евграфов А.А.
 68. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2022619101. Инструмент для оперативного управления пластом и прогнозирования показателей разработки на основе блоков

заводнения. / Юдин Е.В., Накаева М.В., Рощектаев А.П., Шарифов А.Р., Назаров К.В., Винокуров М.Н.

69. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2022665873. Суммарный факторный анализ отклонений добычи нефти. / Юдин Е.В., Власов Д.Ю., Ганеев Т.А., Абдуллин Н.Р., Рыбников В.В., Решетников С.С., Абдеев Н.М., Белогуров К.В., Яковлев К.К., Абдоньев В.С.

70. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2022661381. Программа для моделирования стационарных и нестационарных полей давления методом граничных элементов. / Юдин Е.В., Котежеков В.С., Марков Н.С.

71. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2022619404. Инструмент для оперативного построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин, запасов нефти и обводненности. / Шарифов А.Р., Березкин В.В., Хатмуллина Е.И., Хатмллин И.Ф., Юдин Е.В., Кравченко И.С.

72. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2021681867. Гибридная интегрированная модель актива. / Юдин Е.В., Слабецкий А.А., Зоткин О.В., Винокуров М.Н., Валишин Р.В., Яковлева М.Р., Евдокимов А.Л., Бастраков А.С., Кушнир А.С., Арсланов А.З., Васильев О.Ю., Гайфуллин В.Р., Емельянов М.И., Сакаев Э.М., Мамбетов К.Р., Велижанцев Н.Р.

73. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2022610089. Статический потенциал единых кандидатов технологического режима «СПекТР». / Слабецкий А.А., Юдин Е.В., Окунев М.В., Воробьев Д.С., Сун Д.В., Тимонин С.Г.

74. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2022610384. Расчет потенциала добычи и оптимизации технологических режимов добывающих скважин «Технологический режим 2.0». / Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Смирнов Н.А., Пиотровский Г.А., Водопьян А.О., Петрова М.В., Замахов С.В., Тимонин С.Г., Зиннатов Э.И., Харицкий Д.К., Башев В.П.

75. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2020617775. Моделирование нестационарной фильтрации в нефтегазовом резервуаре на основе метода граничных элементов. / Юдин Е.В., Котежеков В.С., Марков Н.С.

76. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2020617970. Моделирование стационарных полей давления методом граничных элементов. / Юдин Е.В., Котежеков В.С., Марков Н.С., Краева С.О.

77. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2022619404. Инструмент для оперативного построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин, запасов нефти и обводненности. / Шарифов А.Р., Березкин В.А., Хатмуллина Е.И., Юдин Е.В., Кравченко И.С.

78. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2023664617. Виртуальный расходомер для мониторинга нефтяной скважины периодического механизированного фонда, оборудованной УЭЦН. / Юдин Е.В., Андрианова А.М., Ганеев Т.А., Кобзарь О.С., Исаев Д.О., Абдуллин Н.Р., Хабибуллин Р.А., Деревянко В.О., Яворский М.М., Хайруллин Р.Б., Брагар К.В., Червяк А.Ю., Новиков М.А.

79. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2023619094. Краткосрочный прогноз дебита нефти (КСП). / Евсеенков А.С., Котежеков В.С., Кречетов К.И., Кучкильдин Д.К., Оспищев С.А., Юдин Е.В.

80. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2023664140. Динамический анализ работы скважины (ДАРС). / Юдин Е.В., Андрианова А.М., Ганеев Т.А., Абдуллин Н.Р., Мазитов Р.Р., Ибрагимов Д.А., Кондров А.И., Туйгунов А.З., Хакимов И.И., Кутдусов Р.В., Евграфов А.А., Валиев Э.Р., Рыбников В.В., Решетников С.С., Абдеев Н.М., Кобзарь О.С., Исаев Д.О., Адоньев В.С., Дмитриев В.А., Полинов М.А., Гудилов М.И., Мосягин Г.А.

81. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2023663087. Программа для определения неявных остановок внутри суток для нестабильно работающего фонда. / Юдин Е.В., Андрианова А.М., Ганеев Т.А., Мазитов Р.Р., Евграфов А.А., Сагиров А.А., Давыдов Д.А., Сироткин А.А., Тайланов А.С.

82. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2023686403. Библиотека гидравлических и электротехнических расчетов «UniflocPy». / Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Смирнов Н.А., Пиотровский Г.А., Водопьян А.О., Петрова М.В., Замахов С.В.

83. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2024610291. Оперативный интегрированный расчет системы пласт-скважина-нефтесборный коллектор «Прокси Интегрированная Модель». / Юдин Е.В., Бабин В.М., Смирнов Н.А., Чигарев Г.А., Водопьян А.О.

84. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2024611597. Программный модуль расчета добычи нефти и газа горизонтальными скважинами на нефтяных залежах с газовой шапкой. / Воробьев Д.С., Рошкетев А.П., Савельев В.В., Саламатин А.А., Усманов С.А., Юдин Е.В., Шевченко Д.В., Яруллин А.Д.

85. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ № 2025666602. Информационная система ЭРА:Мехфонд 3.0. / Хазиев А.М., Халиков Р.С., Ряхин Ю.Ю., Павлечко Н.М., Юдин Е.В., Башинский Д.В., Мугаллимов А.Р, Асланова Е.А., Лазарев К.А., Шарипов И.Р., Казаков Е.А.

- в патентах:

86. Патент на изобретение: Свид. об офиц. Рег. № RU2789872C1. Способ определения геолого-физических свойств пласта и запасов нефти. / Шарифов А. Р., Березкин В.А., Хатмуллина Е.И., Хатмуллин И.Ф., Юдин Е.В., Кравченко И.С.

87. Патент на изобретение: Свид. об офиц. Рег. № RU2822969C1. Способ выявления аномалий работы установки электроцентробежного насоса. / Кобзарь О.С., Михайловна А.М., Юдин Е.В., Деревянко В.О., Новиков М.А., Червяк А.Ю., Ибрагимов Д.А., Ганеев Т.А.

88. Евразийский патент на изобретение: Свид. об офиц. Рег. № 047405. Система интегрированного моделирования разработки месторождения углеводородов. / Слабцкий А.А., Юдин Е.В., Окунев М.В., Воробьев Д.С., Сун Д.В., Тимонин С.Г., Пуцман И.Н., Хакимов Р.Ф., Дмитриева Н.А., Теплякова Я.Ю., Шаймарданов Т.И.

- в учебных и методических пособиях:

89. Юдин Е.В., Подопригора Д.Г. Режимы работы и производительность скважин при заводнении (учебное пособие). СПб.: Изд-во СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2022, 99 с.

90. Подопригора Д.Г., Мигунова С.В., Коробов Г.Ю., Юдин Е.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений (учебное пособие). СПб.: Изд-во СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2022, 108 с.