

ООО «Газпром нефть – Научно-Технический Центр»

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант:

доктор технических наук, профессор

Хасанов Марс Магналиевич

Санкт-Петербург – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ НА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСАХ	16
1.1. Специфика процесса разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов.....	16
1.1.1. Особенности строения трудноизвлекаемых коллекторов.....	16
1.1.2. Традиционный цикл принятия решений при управлении разработкой и добычей.....	21
1.1.3. Необходимость разработки инженерных инструментов поддержки принятия решений на основе моделей пониженной размерности	23
1.1.4. Обзор инструментов по анализу производительности многоскважинных систем.....	26
1.2. Концепция разработки инструментов принятия решений на этапах оценки и оперативного управления	37
1.2.1. Описание процессов разработки.....	37
1.2.2. Описание процессов добычи и эксплуатации	43
1.2.3. Использование физико-информированных методов машинного обучения.....	46
1.3. Выводы по Главе 1 и направления дальнейших исследований.....	48
2. ПОДХОДЫ И АЛГОРИТМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА И ВАЛИДАЦИИ ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ	50
2.1. ИТ архитектура со сквозным учетом сырых данных телеметрии.....	51
2.2. Алгоритмы автоматической валидации и подготовки высокодискретной телеметрии.....	55
2.3. Автоматизация анализа высокодискретной телеметрии.....	59
2.4. Алгоритмы виртуальной расходомерии.....	64
2.5. Выводы по Главе 2	69
3. ИНСТРУМЕНТЫ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ.....	72
3.1. Методы анализа и прогнозирования производительности неоднородных и низкопроницаемых коллекторов	72
3.1.1. Оценка производительности скважин сложного заканчивания	72
3.2. Оценка производительности скважин в низкопроницаемых коллекторах на нестационарных режимах.....	78
3.2.1. Прогноз производительности скважин в низкопроницаемых коллекторах	78
3.2.2. Обобщение метода источников в неоднородных коллекторах	81
3.2.3. Модель для продуктивности скважины в пласте с резкой неоднородностью развития коллектора по латерали	86

3.2.4. Оценка применимости подходов планирования продуктивности скважин с помощью подходов на основе диффузионного времени пролета.....	98
3.2.5. Использование реализованных методов на задаче оценки оптимального способа заканчивания.....	102
3.3. Методы анализа продуктивности скважин в системах разработки	104
3.3.1. Использование матрицы взаимных продуктивностей для учета влияния окружающих скважин в неоднородных пластах	104
3.3.2. Разложение решения задачи о поровом давлении в неоднородном пласте с различным типом границ по собственным функциям.....	110
3.3.3. Связь собственных функций задачи фильтрации с коэффициентами матрицы взаимных продуктивностей	125
3.3.4. Использование метода граничных элементов для прогноза производительности скважин в пластах с наличием амплитудных разломов.....	126
3.3.5. Алгоритм сведения системы уравнений МГЭ к матрице взаимных продуктивностей .	143
3.3.6. Использование методов возмущения для учета межскважинных неоднородностей.....	147
3.4. Методы прогноза производительности скважин в подгазовых зонах	159
3.4.1. Обобщение блочного материального баланса для учета газовой шапки	159
3.4.2. Использование псевдофункций	162
3.4.3. Учет прорыва газа из газовой шапки	163
3.4.4. Использование ансамблевого фильтра Калмана.....	168
3.5. Способ оперативного ранжирования эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи для пластов с высоковязкой нефтью	172
3.5.1. Анализ доступных аналитических подходов	173
3.5.2. Численный подход сравнительной оценки эффективности тепловых МУН.....	175
3.6. Методы планирования обводнения, управления и оптимизации системы ППД в неоднородных коллекторах и коллекторах с высокой выработкой	180
3.6.1. Обобщение концепции блочного материального баланса	180
3.6.2. Методы прогноза обводнения и выработки в неоднородных пластах со скважинами сложного заканчивания	190
3.6.3. Использование методов физико-информированного машинного обучения для задач контроля заводнения на коллекторах со сложными геометриями течений	192
3.7. Методы оперативного анализа эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи	198
3.7.1. Аналитические подходы для описания фильтрации активных примесей.....	199
3.7.2. Численная модель фильтрации активных примесей	200

3.7.3. Аprobация инструмента	202
3.8. Подходы повышения устойчивости алгоритмов построения карт свойств пласта	205
3.8.1. Алгоритмы идентификации закрепленных скважинных параметров из данных нормальной эксплуатации	206
3.8.2. Методы сопряженного построения карт геологических свойств пласта.....	245
3.8.3. Метод корректировки и адаптации карт пластовых свойств на фактические замеры с помощью физико-информированных методов машинного обучения	258
3.9. Выводы по Главе 3	262
4. ИНСТРУМЕНТЫ УПРАВЛЕНИЯ МЕХАНИЗИРОВАННЫМ ПОДЪЕМОМ НА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСАХ	264
4.1. Методы мониторинга и контроля периодического фонда скважин на низкопроницаемых коллекторах.....	265
4.1.1. Описание проблематики анализа и планирования производительности периодической скважины.....	265
4.1.2. Описание модели периодической скважины.....	268
4.1.3. Верификация нестационарной модели.....	270
4.1.4. Адаптация модели	274
4.1.5. Аprobация модели	276
4.2. Подходы к управлению фондом скважин осложненным фонтанированием через затруб или установку ЭЦН.....	279
4.2.1. Алгоритм деления жидкости между затрубным пространством и НКТ	279
4.2.2. Работа насоса в отрицательной зоне НРХ	283
4.3. Метод прогноза состояния теплоносителя на забое скважины	285
4.3.1. Описание математической модели	285
4.3.2. Аprobация метода прогноза состояния теплоносителя на забое скважины	289
4.4. Подходы идентификации параметров замыкающих соотношений многофазного потока.....	291
4.4.1. Двухфазные гидравлические корреляции.....	294
4.4.2. Трехфазные гидравлические корреляции	296
4.5. Выводы по Главе 4	298
5. ИНТЕГРИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЛЯ ЗАДАЧ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ	300
5.1. Задача интегрированного моделирования, как задача оптимального управления.....	300
5.2. Интегрированный подход для оценки влияния ограничений инфраструктуры на добычу на перегруженных участках нефтегазосборной сети.....	302

5.2.1. Описание модели.....	304
5.2.2. Верификация модели	307
5.2.3. Аprobация подхода.....	308
5.3. Методика учета неустановившегося режима и одновременного ввода продуктивных горизонтов на многопластовых скважинах	311
5.3.1. Описание методики.....	311
5.3.2. Использование методики для расчета приобщения новых пластов.....	316
5.4. Методика учета нестационарных процессов в линейной инфраструктуре при моделировании нестабильного фонда скважин	319
5.4.1. Описание модели.....	320
5.4.2. Верификация методики	323
5.4.3. Аprobация методики.....	324
5.5. Концепция автоматизированного интегрированного управления сложным фондом скважин	325
5.5.1. Описание концепции автоматического управления механизированным фондом.....	326
5.5.2. Аprobация концепции автоматизированного управления механизированным фондом	330
5.6. Выводы по Главе 5	333
6. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ И АPROБАЦИЯ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕТОДОВ И ПОДХОДОВ	335
6.1. Цифровые инструменты	335
6.2. Трансформация бизнес-процессов	338
6.2.1. Внедрение новых бизнес-процессов	338
6.2.2. Пример сквозного кейса по реализации потенциала нефтепромысла	340
6.3. Примеры использования разработанных подходов.....	344
6.4. Выводы по Главе 6	345
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ	347
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	350
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	369
Приложение 1. Результаты интеллектуальной деятельности	370
Приложение 2. Решения обоснованные и принятые на основании алгоритмов и подходов, изложенных в диссертации:	372
Приложение 3. Список специальных расчетных библиотек и инженерных инструментов	375

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

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 посвящен достаточно обширный ряд трудов отечественных и зарубежных авторов, в частности ставшие уже классикой монографии: Г.И. Баренблатт [27], А.Х. Мирзаджанзаде [133], М.М. Хасанов [354], В.Н. Щелкачев [26], П.Г. Бедриковецкий [158], В.Н. Николаевский [353], В.И. Кондауров [42], Х. Азиз [28], В.Я. Булыгин [37], Т.Д. Голф-Рахт [351], Ю.П. Желтов [349], Э. Озкан [59], Ф. Кучук [358], М.Л. Сургучев [159], П. Валько [348], М. Экономидес [346], В.А. Байков [356], Р. Батлер [355], Ж. Бурже [350] 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 [364], К. Браун [195], Дж.Р. Брилл [174], И.Т. Мищенко [357], Г.Е. Малофеев [352], М.В. Лурье [359], О. Братланд [326-327], А. Хасан [360], А.И. Скобло [365], Х. Мукерджи [166], К. Бреннен [363], Н.И. Колев [361], Г.В. Говьер [362] 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 нефтяного 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 для 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, Балейкинское.);

–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».

Более подробно некоторые принятые решения описаны в **Приложении 2**.

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, полный список которых приведен в **Приложениях 1 и 3**.

Кроме промышленных информационных систем в производственные процессы внедрено более 100 различных инженерных модулей по мониторингу, анализу и оптимизации разработки и добычи в следующих основных направлениях: исследование и анализ данных нормальной эксплуатации, оценка новых активов, расчет производительности, анализ эффективности геолого-технических мероприятий, работа с системой ППД, интегрированная оптимизация. Полный список данных модулей приведен в **Приложении 3**.

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-гидродинамическое 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, отличающихся 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 диссертации. 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 диссертации

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.

Само деление диссертации на главы произведено в соответствии со следующими смысловыми частями. В первой главе приводится обзор проблематики, связанной с принятием решений по управлению разработкой и эксплуатацией месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Вторая глава посвящена разработке подходов и алгоритмов по автоматическому анализу и валидации промысловой информации. В третьей главе представлены методы анализа и мониторинга разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В четвертой главе описаны методы и подходы по управлению и контролю осложненного фонда скважин, характерного для трудноизвлекаемых запасов. В пятой главе представлены подходы и алгоритмы для проведения интегрированных расчетов «пласт-скважина-поверхностная инфраструктура» с учетом специфики эксплуатации осложненного фонда, особенностей строения коллекторов и задач оперативного управления эксплуатацией и добычей. В завершающей шестой главе изложены результаты внедрения и апробации представленных в работе методов, подходов и алгоритмов при принятии оптимизационных решений, представлены результаты внедрения цифровых инструментов и информационных систем для повышения эффективности работы

нефтегазодобывающего предприятия на этапах оценки и оперативного управления активом. Блок-схема, отражающая содержание и взаимосвязь глав между собой, приведена на Рисунке 1.

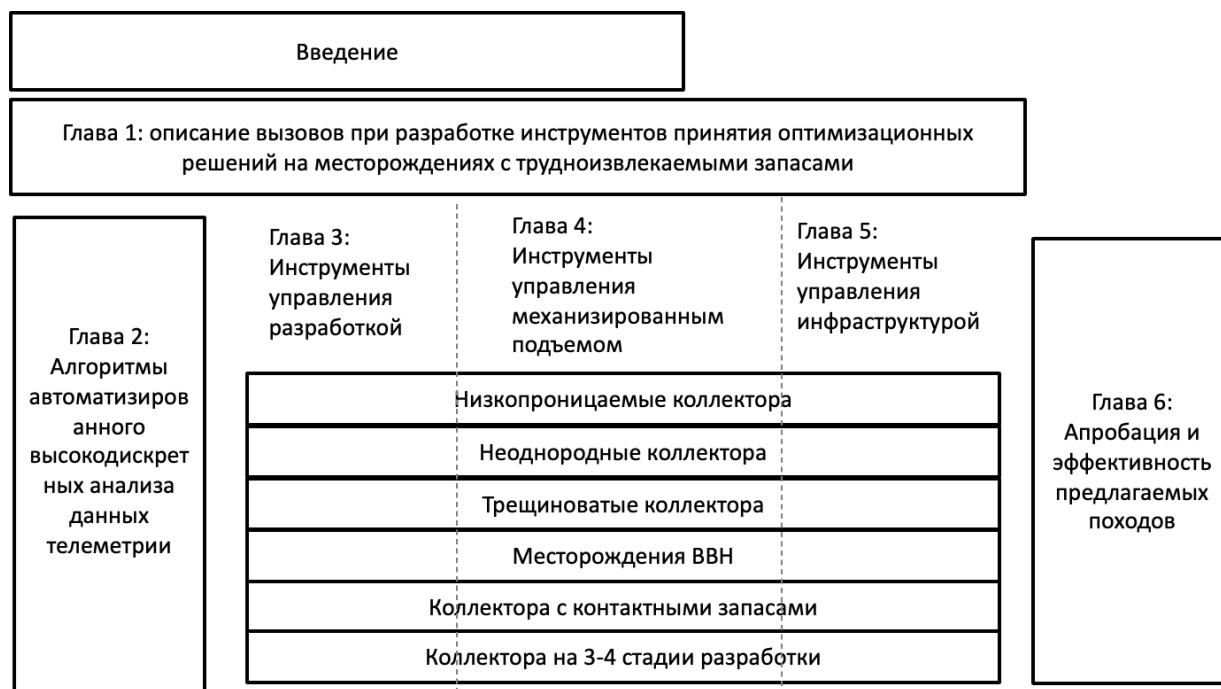


Рисунок 1 – Блок-схема, отражающая содержание диссертационной работы

1. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ НА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСАХ

В Главе рассмотрены вызовы, связанные с разработкой трудноизвлекаемых запасов в отечественной нефтегазодобывающей отрасли. Представлены ограничения традиционных подходов, связанных с управлением разработкой и добычей на этапах оценки и эксплуатации. Определены основные проблемы принятия решений в условиях неопределенности, характерной для нефтяного инжиниринга с учетом специфики строения и эксплуатации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

1.1. Специфика процесса разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов

1.1.1. Особенности строения трудноизвлекаемых коллекторов

Большая часть вводимых в разработку месторождений углеводородов на территории Российской Федерации находится на грани экономической эффективности, что в значительной степени связано с сложностью их строения и особенностями эксплуатации, а также отсутствием возможности снижения затрат с учетом имеющихся технологий. Такие запасы называются трудноизвлекаемыми. Рассмотрим наиболее распространенные типы трудноизвлекаемых запасов на территории России и сложности, связанные с их разработкой и добычей.

Низкопроницаемые коллектора

Низкая проницаемость – проницаемость ниже 1-2 мД – характерна для краевых зон ключевых месторождений Западной Сибири, а также возвратных объектов, на которые переходят к эксплуатации при выработке запасов с основных объектов разработки. Низкая проницаемость является причиной длительных переходных процессов в пласте во время неустановившихся режимов скважин, во время которых продуктивность скважин значительно снижается на интервалах до нескольких лет. Это приводит к необходимости корректной идентификации ФЕС для планирования таких режимов и темпов падения. Кроме того, низкая продуктивность пласта является причиной строительства скважин сложной геометрии – мониторинг, анализ и планирование продуктивности таких скважин является актуальной задачей и отдельным вызовом.

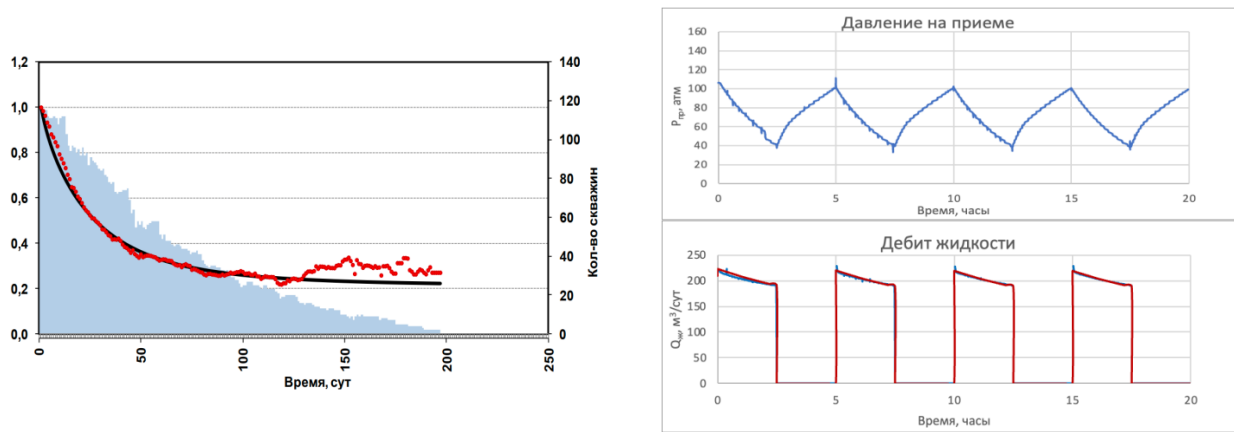


Рисунок 2 – Характерный темп падения жидкости новой скважины для одного из месторождений Западной Сибири (слева), динамика работы периодической скважины (справа)

На Рисунке 2 (слева) изображен темп падения жидкости новой скважины, характерный для краевых зон на примере одного из уникальных месторождений Западной Сибири. Продуктивность такой скважины по жидкости снижается в течение года в 5 раз. Такое резкое снижение продуктивности в течение первых месяцев или даже лет является причиной сложностей механизированного подъема жидкости в постоянном режиме, поскольку рабочая зона погружного насосного оборудования не позволяет держать установленное давление на приеме насоса и отбирать добычной потенциал. Это приводит к тому, что по мере снижения коэффициента продуктивности скважины, насосное оборудование переходит в периодический режим или режим автоматического повторного включения. Возникает задача мониторинга, контроля и управления технологическим режимом такого фонда по мере изменения продуктивности скважины и/или геологических условий, влияние скважин окружения, различных неоднородностей и т.д. Данная задача является новой и не характерна для традиционных запасов. На Рисунке 2 (справа) представлен пример работы скважины в режиме повторного кратковременного включения. Работа периодического фонда приводит к наличию пульсаций в поверхностной линейной и площадной инфраструктуре: периодическому росту давлений, загрузке электрических подстанций и т.д., что снижает общую эффективность добычи. Для минимизации этих негативных факторов необходима разработка подходов по управлению и контролю за периодическим фондом, методов групповой оптимизации режимов работы.

Неоднородные коллектора

Неоднородность коллектора может носить различную природу и быть связана как с условиями осадконакопления, так и с постседиментационными процессами (Рисунок 3). Помимо слоистой неоднородности, связанной с цикличностью процесса осадконакопления, и неоднородности распределения ФЕС по латерали, в Западной Сибири в краевых зонах наблюдается линзовидное строение продуктивной части пласта, связанное с неоднородным

стоит для трещиноватых карбонатных месторождений Тимано-Печорской нефтегазовой провинции. Ключевая задача здесь заключается в разработке методов прогноза обводненности и газового фактора в зависимости от режимов работы скважины и геометрии ее заканчивания в условиях характерной неопределенности строения пласта. Эта связано с тем, что выбранные некорректные параметры эксплуатации скважин приводят к прорыву конусов воды и газа и снижают выработку оторочки и общую эффективность разработки. На Рисунке 4 (слева) изображена динамика газового фактора для горизонтальной скважины, разрабатывающей нефтяную оторочку.

Другой существенной проблемой являются процессы механизированного подъема: существенное содержание газа при добыче из подгазовых зон приводит к наличию снарядных режимов течения в стволе скважин и переводу их в режим ПИД-регулирования и режим фонтанирования через затруб и электро-центробежный насос. Как следствие наблюдаются пульсационные режимы течения в поверхностном обустройстве. Основной вызов здесь заключается в оптимизации режимов работы скважин как с точки зрения потенциала добычи, так и с точки зрения снижения удельного расхода электроэнергии и недоборов. На Рисунке 4 (справа) представлен пример характеристик работы скважины с фонтанированием через затруб.

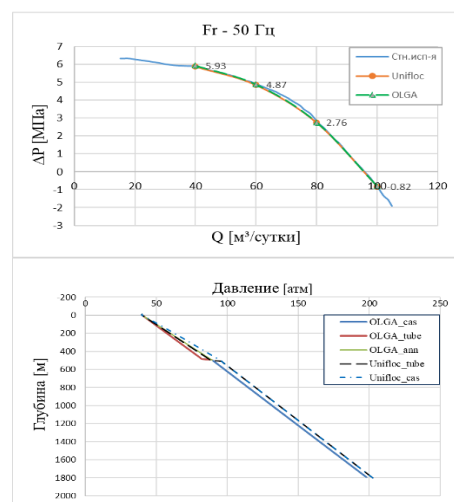


Рисунок 4 – Динамика дебита газа для подгазовой горизонтальной скважины (слева); характеристика работы скважины с фонтанированием через затруб (справа): насос является штуцером потока - отрицательный перепад давления на насосе и на напорно-расходной характеристике

Отдельно необходимо упомянуть проблему запирания инфраструктуры на контактных запасах, связанную с добычей больших объемов воды и/или газа. Это приводит к необходимости разработки методов групповых оптимизаций режимов работы скважин для повышения эффективности добычи.

Высоковязкая нефть

Коллектора высоковязкой нефти представлены во всех основных нефтегазовых провинциях России. Основные методы разработки таких коллекторов связаны с тепловыми методами, преимущественно представляющими закачку теплоносителя, как правило пара или горячей воды, в нефтяные пласты. Для выбора оптимального способа воздействия на пласт необходим учет сложных процессов неизотермической фильтрации, моделирование которого требует огромного массива исходной лабораторной и промысловой информации, зачастую недоступного. В связи с этим возникает задача ранжирования по относительной эффективности различных способов теплового воздействия и его параметров. На Рисунке 5 представлен пример моделирования закачки горячей и холодной воды в нефтяной пласт, содержащий высоковязкую нефть с начальным градиентом сдвига: видно, что охват заводнением при закачке горячей воды гораздо выше. Такая оперативная количественная оценка эффективности различных тепловых методов составляет важную актуальную задачу.

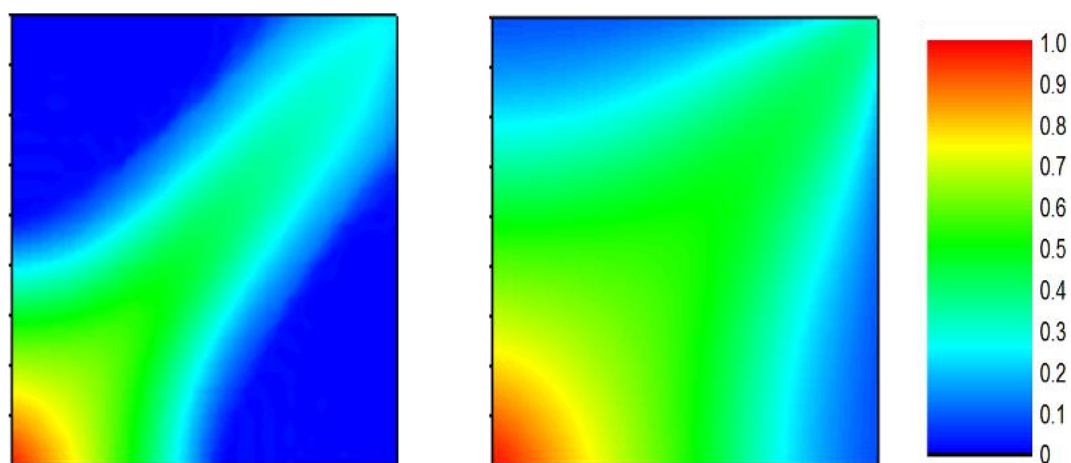


Рисунок 5 – Моделирование закачки холодной (слева) и горячей воды (справа) в пласт с высоковязкой нефтью, цветом - водонасыщенность

Кроме того, для оптимизации режимов закачки теплоносителя необходимо понимание его состояния на забое, что зачастую технологически невозможно без проведения специальных исследований, поэтому развитие методов контроля состояния теплоносителя на забое также крайне актуально.

Месторождения на 3 и 4 стадии разработки

Многие месторождения Западной Сибири переходят на 3 и 4 стадию разработки, когда производственная программа исключает эксплуатационное бурение. Геолого-технические мероприятия и оптимизация заводнения становятся основными рычагами повышения эффективности. В этих условиях особую роль играет понимание актуального энергетического состояния пласта, распределение ФЕС, остаточных запасов, и оптимизация их выработки за счет

перечисленных выше мероприятий. Традиционными инструментами для принятия перечисленных решений являются полномасштабные гидродинамические модели. Как показывает практика, моделирование крупных месторождений для решения оперативных задач разработки не всегда эффективно. Это связано с большим циклом адаптации модели, а зачастую и отсутствием самой модели в актуальном состоянии; отсутствием полного набора данных для адаптации, включая часть истории для старых месторождений, проблемами с наличием достаточного количества ручных и автоматизированных замеров, связанной с оснащенностью месторождения, и другими трудностями сопровождения полномасштабной модели крупного месторождения. Поэтому для принятия управленческих решений обычно пользуются двумерными картами, построенными по инженерным или эмпирическим методикам. Основным вызов здесь заключается в разработке методов согласования карт между собой, данными нормальной эксплуатации и построении их в соответствии с основными физическими принципами.

Если говорить о рычагах повышения эффективности и непосредственно об оптимизационных решениях, принимаемых на основе построенных и согласованных между собой карт геологических свойств пласта: с точки зрения разработки, основной вызов заключается в развитии подходов и методов оптимизации производственной программы, в первую очередь - системы поддержания пластового давления (ППД) для снижения неэффективной закачки и повышения выработки, а также третичных методов повышения нефтеотдачи.

С точки зрения процессов добычи и эксплуатации ключевой вызов связан с тем, что поверхностная инфраструктура зачастую разбалансирована на последних стадиях разработки: с одной стороны, есть запирающиеся участки из-за добычи больших объемов воды, а с другой – недогруженные элементы (подстанции, дожимные насосные станции, линейные объекты), которые требуют реинжиниринга. Здесь ключевые задачи состоят в разработке методов оперативной оценки влияния ограничений инфраструктуры на добычу и развитии подходов по расчету и оптимизации и/или выводу из эксплуатации элементов инфраструктуры на поздних стадиях.

1.1.2. Традиционный цикл принятия решений при управлении разработкой и добычей

Рассмотрим схему традиционного цикла принятия решений на примере процессов разработки месторождений (Рисунок 6), не ограничивая при этом выводов только данной областью: аналогичные вывозовы и проблемы наблюдаются в цикле принятия решений и в более

широких областях (механизированный подъем, транспорт, подготовка, интегрированные задачи).

На первом этапе ведется создание геологической основы – полномасштабной геологической модели, отражающей представление о строении залежи/месторождения. Для создания модели используется огромный массив исходной информации: данные сейсмических и геофизических исследований, данные лабораторных фильтрационных и физико-химических исследований. Необходимо отметить, что на ранних этапах оценки новых активов данный набор исходной информации является неполным или не всегда доступен, особенно для оперативной оценки и ранжирования проектов с точки зрения привлекательности дальнейшей проработки.

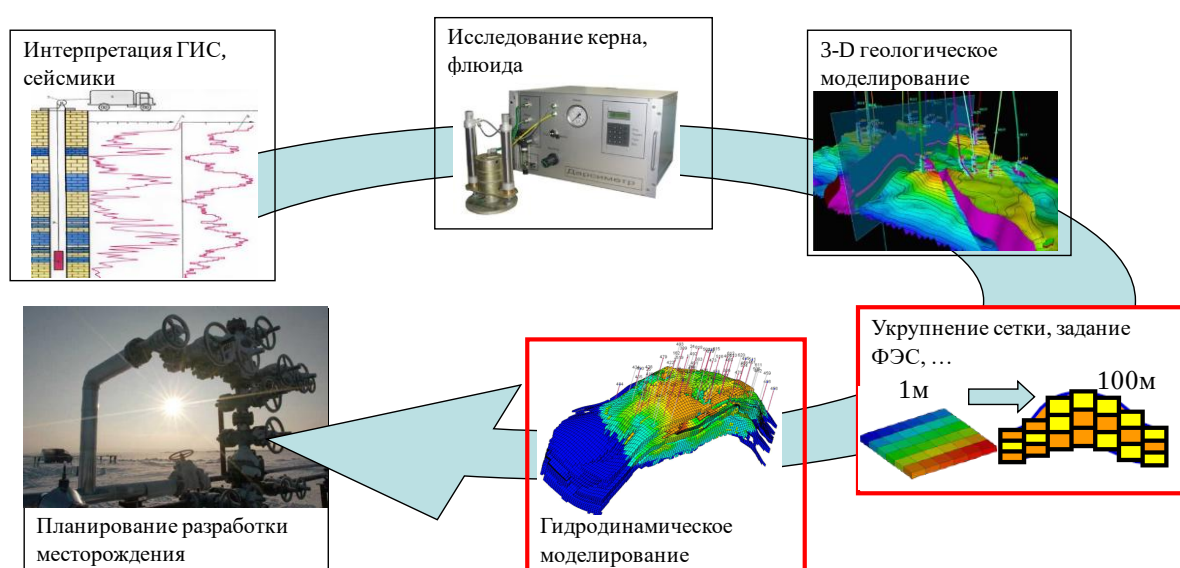


Рисунок 6 – Традиционная схема принятия решений

На следующем этапе происходит укрупнение сетки и на основе геологической модели создается численная конечно-элементная гидродинамическая модель. Данная модель является основой для традиционных инструментов принятия решений по управлению разработкой. При этом существует ряд характерных проблем. Для инициации модели необходимы данные керновых и гидродинамических исследований. Модель дополнительно адаптируется на данные нормальной эксплуатации. Описанный выше массив исходной информации неполон и имеет погрешности. Вектор неизвестных для инициации и адаптации модели имеет большую размерность чем вектор доступных параметров, это приводит к неединственности в решении обратной задачи адаптации, а сама специфика процессов фильтрации – к неустойчивости в решении этой задачи. Кроме того, модель не всегда способна корректно учесть неоднородности, характерные для трудноизвлекаемых запасов вследствие относительно крупной сетки, а сам цикл создания, адаптации и расчета численной гидродинамической модели как правило занимает

период в несколько месяцев и также не всегда подходит для описания относительно более оперативных процессов, происходящих в коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами.

Озвученные факторы приводят к тому, что для ряда задач управления разработкой традиционный цикл принятия решений является закрытым. Значительная часть данных задач сосредоточены на этапах оценки, когда исходной информации об объекте недостаточно, чтобы принять оптимальное решение. Либо на этапе оперативного управления добычей и разработкой, когда исходные данные для учета дополнительных переходных и быстрых процессов в пласте, скважине и поверхностной инфраструктуре неактуальны или не определены.

1.1.3. Необходимость разработки инженерных инструментов поддержки принятия решений на основе моделей пониженной размерности

Рассмотрим историю развития подходов к моделированию пластовых систем с начала основания дисциплины нефтяного инжиниринга (Рисунок 7). С момента выделения в отдельное научное направление и до начала 70-х годов принятие решений по оптимизации разработки основывалось на относительно простых аналитических или эмпирических моделях. Здесь можно выделить модель вытеснения Баклея-Лeverетта [341], а также граф-аналитические методы прогноза заводнения, которые были развиты на ее основе [340, 339]. С точки зрения прогнозирования темпов падения широко распространилась и до сих пор используется эмпирические кривые Арпса [342]. Также стоит отметить фундаментальную монографию Маскета [333], в которой аналитически решены многие задачи производительности скважин.

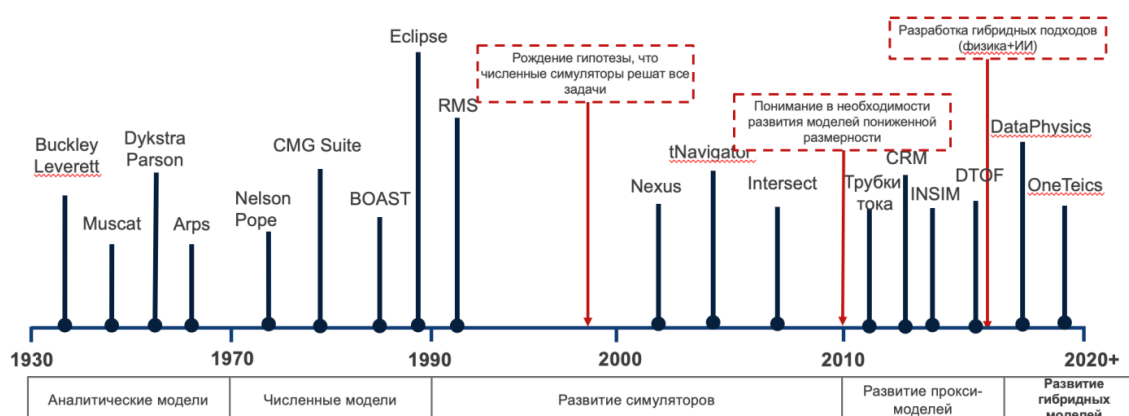


Рисунок 7 – История развития инструментов принятия решений по оптимизации разработки

Начиная с начала 70-х годов с развитием ЭВМ цикл принятия решений в нефтяном инжиниринге начинают внедряться численные модели, появляются первые численные гидродинамические симуляторы, которые впоследствии развиваются в рамках различных

сервисных компаниях (BOAST, CMG, Eclipse, RMS и т.д.). Развитие персональных компьютеров приводит к большей доступности численных симуляторов для инженеров, принимающих решения по управлению разработкой в конце 90-х. К началу 2000-х среди становится популярна гипотеза, что численные симуляторы смогут закрыть большинство потребностей разработчиков и соответственно будут лежать в основе инструментов принятия решений по управлению пластом на всех этапах жизненного цикла нефтегазового актива. Значительная часть публикационной активности в это время посвящена примерам успешного применения численных моделей в различных задачах нефтяного инжиниринга.

По мере роста сложности запасов углеводородов, с одной стороны, а также по накоплению опыта работы с полномасштабными моделями к 2010-м годам в инженерном сообществе приходит понимание, что многие задачи нефтяного инжиниринга являются закрытыми для использования численных симуляторов. В основном эти задачи лежат в области оценки и оперативного управления разработкой. Начинают выходить статьи, посвященные развитию моделей пониженной размерности или прокси-моделей, которые не являясь универсальными, помогают закрывать выбранный спектр задач. Происходит повторная популярность моделей трубок тока [146], развиваются резистивно-емкостные модели (CRM-модели) и их модификации [97 - 104], модели на основе диффузионного времени пролета [81 - 86] и т.д.

В последнее время в связи с развитием вычислительных мощностей и алгоритмов машинного обучения начинают развиваться т.н. гибридные подходы – в первую очередь физико-информированное машинное обучение, когда тот или иной метод машинного обучения учитывает физику моделируемого процесса на этапе обучения [296 - 302]. Данные подходы также относятся к моделям пониженной размерности, поскольку здесь отсутствует попытка учесть в явном виде все начальные и граничные условия, распределение свойств пласта и особенности фильтрации.

Таким образом видно, что несмотря на развитие и внедрение в повседневную практику численных симуляторов, развитие моделей пониженной размерности для создания методов управления и контроля за разработкой и инструментов принятия решений остается актуальной задачей, в которой есть место новым результатам.

В этой связи в настоящее время моделирование с фокусом на принятие решений уходит от использования в качестве единственного инструмента численной полномасштабной модели. Вместо этого развивается принцип иерархии модели, который впервые был сформулирован и далее развит в Хасановым М.М. [133]. В соответствии с данным принципом уровень сложности модели должен соответствовать уровню доступной информации и решаемой задачи. Например, на этапе оценки нового месторождения не имеет смысла строить полномасштабную гидродинамическую модель, поскольку для этого не хватает данных. Она также не нужна для

определения текущей компенсации по участку: даже при наличии данных здесь достаточно модели материального баланса. Но при этом задача создания моделей пониженной размерности, которые бы учитывали особенности рассматриваемого объекта, остается актуальной, поскольку ошибка при принятии решения в начале разработки приводит к высоким издержкам (Рисунок 8).

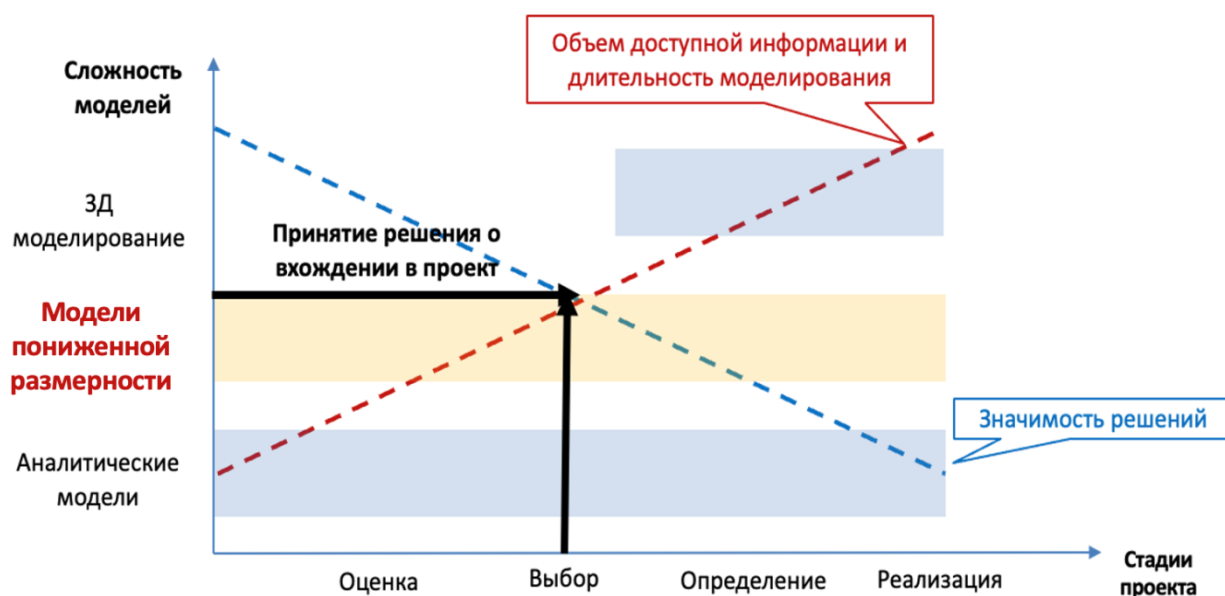


Рисунок 8 – Соответствие используемой модели уровню доступной информации и цене принимаемых решений

Аналогичные принципы действуют и для моделей, лежащих в основе принятия решений по управлению добычей, транспортом и подготовкой. На Рисунке 9 отражена область, в которой недостаточно проработана основа для методов управления разработкой и эксплуатацией на этапах оценки и оперативного управления: существует разрыв между инженерными подходами, не учитывающими особенности строения и процессов в трудноизвлекаемых запасах, и полномасштабными численными моделями.



Рисунок 9 – Иерархия моделей для разработки инструментов принятия решений

Чтобы подчеркнуть недостаточную проработку темы создания моделей пониженной размерности и инструментов поддержки принятия решений на их основе, приведем обзор методов управления разработкой на примере анализа производительности многоскважинных систем.

1.1.4. Обзор инструментов по анализу производительности многоскважинных систем

Материальный баланс

Классическим инженерным подходом для анализа многоскважинных систем является материальный баланс – инструмент, основанный на законе сохранения массы [331]. Главным преимуществом данного инструмента является его простота. Материальный баланс хорошо работает на однородных пластах с высокой проницаемостью. Однако, когда рассматриваемый коллектор является неоднородным, или когда есть необходимость учитывать длительный неустановившийся режим на низкопроницаемых месторождениях рассматриваемый подход приводит к большим погрешностям. Это связано с тем, что сама постановка задачи расчета производительности многоскважинной системы с помощью материального баланса не учитывает взаимного расположения скважин, присутствия неоднородности, рассматривая фильтрационную систему в терминах средних параметров.

Аналитические модели регулярных систем разработки

Наиболее известные результаты при анализе регулярных систем разработки получены Маскетом [333] и Фазлыевым [332]. Потенциальные однофазные течения исследовались с

помощью мощного аппарата теории функций комплексного. В рассматриваемых работах были получены соотношения для производительности скважин пятиточечного, семиточечного элемента симметрии системы разработки, а также для рядных систем разработки месторождений (Рисунок 10). При выводе моделей были сделаны следующие предположения: значения всех забойных давлений скважин в элементе симметрии (или всех дебитов) – одинаковы, рассматривается однофазная фильтрация. Последнее предположение часто заменяется более мягким условием единичного соотношения подвижностей.

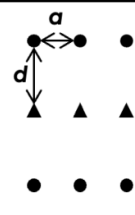
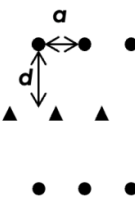
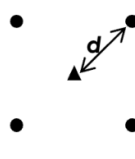
$i = \frac{\pi kh(\Delta P)}{\mu \left(\ln \frac{a}{r_w} + 1.571 \frac{d}{a} - 1.838 \right)}$ $\frac{d}{a} \geq 1$	
$i = \frac{\pi kh(\Delta P)}{\mu \left(\ln \frac{a}{r_w} + 1.571 \frac{d}{a} - 1.838 \right)}$ $\frac{d}{a} \geq 1$	
$i = \frac{\pi kh(\Delta P)}{\mu \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 \right)}$	
$i = \frac{\frac{4}{3} \pi kh(\Delta P)}{\mu \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.569 \right)}$	

Рисунок 10 – Производительность скважин в системах разработки при единичном соотношении подвижностей

В таблице введены следующие обозначения: i - производительность нагнетательной скважины, $\Delta P = p_{wfl} - p_{wfp}$ - разность между забойными давлениями нагнетательных и добывающих скважин, d - межскважинное расстояние (расстояние между рядами для рядных систем), a - расстояние между скважинами в пределах одного ряда для рядных систем.

Отдельно необходимо отметить модель производительности девятиточечной системы разработки. При ее рассмотрении необходимо учесть, что скважины находятся в разных условиях, что объясняется несимметричностью расположения добывающих скважин. Для девятиточечной системы заводнения для единичного соотношения подвижностей в работе [334]

также получена удобная формула. Если задаются забойные давления на нагнетательной скважине и на боковых добывающих, то формула для производительности нагнетательной скважины имеет следующий вид:

$$i = \frac{2\pi kh(\Delta P)_{i,s}}{\left[\frac{3+R}{2+R}\left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.272\right) - \frac{0.693}{2+R}\right]\mu}, \quad (1.1)$$

где $(\Delta P)_{i,s} = P_{inj} - P_{prod}$ - разность забойных давлений на нагнетательной и боковой добывающей скважин;

$R = \frac{Q_{prod}}{Q_{prodS}}$ - отношение дебитов боковой добывающей скважины к угловой.

Основной недостаток описанных выше моделей заключается в рассмотрении только установившегося режима и единичного соотношения подвижности. Кроме того, озвученные формулы получены только для вертикальных скважин и не учитывают различные скин-факторы на добывающих и нагнетательных скважинах. Последующие работы [40, 41], помогают решить эту проблему. В частности, в работе [254] предложено приближенное решение для фильтрации с единичным соотношением подвижности для произвольной регулярной системы разработки на всех режимах: неустановившийся, псевдоустановившийся, установившийся.

В статье [41] предложена универсальная формула для расчета производительности скважин для произвольной регулярной системы разработки. Авторы заметили, что формулы для безразмерного давления для различных систем разработки дают крайне схожие результаты (Рисунок 11). В итоге, для описания производительности скважин для единичного соотношения подвижности можно описать с помощью следующих формул:

$$\begin{aligned} q_{inj} &= \frac{2\pi kh(p_{inj} - \bar{p})}{\mu_w(p_{Dpat} + S_{inj})}, \\ q_{prod} &= \frac{2\pi kh(\bar{p} - p_{prod})}{\mu_l B_l(p_{Dpat} + S_{prod})}, \end{aligned} \quad (1.2)$$

где q_{inj} , q_{prod} - дебиты добывающих и нагнетательных скважин, среднее пластовое давление $\bar{p}$ определяется из материального баланса и вычисляется по формуле:

$$\bar{p} = \frac{p_{inj} + (\tilde{N}_p/\tilde{N}_l)p_{prod}}{1 + (\tilde{N}_p/\tilde{N}_l)}, \quad (1.3)$$

где p_{prod} - давление добычи;

p_{inj} - давление нагнетания.

Безразмерное давление и эффективное соотношение добывающих и нагнетательных скважин определяются соответственно:

$$\bar{p}_{D(pat)} = \ln \frac{d}{r_w} - 0.443, \quad (1.4)$$

$$\frac{\tilde{N}_p}{\tilde{N}_I} = \frac{N_p}{N_I} \frac{p_{Dpat} + S_{inj}}{p_{Dpat} + S_{prod}}, \quad (1.5)$$

где $\frac{N_p}{N_I}$ - соотношение добывающих и нагнетательных скважин в элементе симметрии системы разработки;

S_{inj} - скин-фактор нагнетательных скважин, S_{prod} - скин-фактор добывающих скважин.

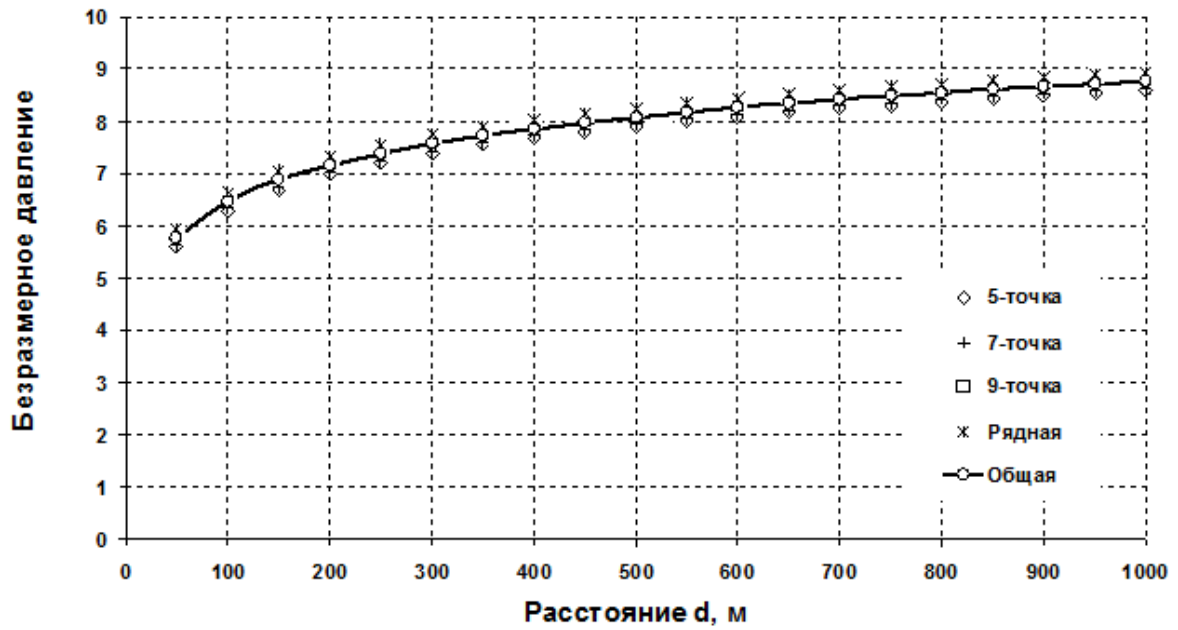


Рисунок 11 – Безразмерное давление для различных регулярных систем разработки [40]

Данные формулы могут быть обобщены на случай неединичного соотношения подвижности и различного заканчивания:

$$q_{inj} = \frac{2\pi kh(p_{inj} - \bar{p})k_{rw}^{(1-S_{or})}}{\mu_w(p_{Dpat} + S_{inj})}, \quad (1.6)$$

$$q_{prod} = \frac{2\pi kh(\bar{p} - p_{prod})}{B_l(p_{Dpat} + S_{prod})} \left(\frac{k_{rw}^{\bar{S}_w}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}^{\bar{S}_w}}{\mu_o} \right),$$

$$\bar{p} = \frac{Mp_{inj} + \frac{N_p}{N_I} p_{prod}}{M + \frac{N_p}{N_I}}, \quad (1.7)$$

где $k_{rw}^{(1-S_{or})}$ - конечная точка по воде;

$k_{rw}^{\bar{S}_w}, k_{ro}^{\bar{S}_w}$ - относительная фазовая проницаемость соответственно для воды и нефти для средней насыщенности в зоне отборов $\bar{S}_w$.

Кроме того, вычисляя соответствующим образом среднее пластовое давление можно перейти к учету псевдоустановившегося режима. При таком подходе в качестве среднего пластового давления принимается одно значение, определяемое из материального баланса. Данный подход работает для инженерных расчетов для однородных пластов

Описанные модели имеют ограниченную область применения поскольку рассматривают только регулярные системы разработки и однородные пласты, при этом в качестве пластового давления принимается одно значение, вычисленное из материального баланса. На практике инженеры встречаются с неоднородными пластами, в которых присутствуют разломы и зоны выклинивания, вносящие существенный вклад в распределение фильтрационных потоков. Кроме того, зачастую сама система разработки бывает разбалансирована вследствие различных режимов работы скважин. В таких условиях пользоваться описанными моделями нельзя. Более того, именно определение степени «разбалансированности» разработки – энергетического состояния пласта, распределения пластового давления, степени взаимовлияния скважин – является целью инженера-разработчика. В связи с этим получили развитие другие инструменты.

Матрица взаимных продуктивностей

В работе [52] впервые на основе аналитических решений производительности скважины в прямоугольном пласте [59] введено понятие матрицы взаимных продуктивностей. Авторы [52] рассмотрели работу вертикальных скважин в прямоугольном замкнутом пласте на псевдоустановившемся режиме. С помощью принципа суперпозиции авторы показали, что решение для производительности многоскважинной системы можно описать следующим выражением:

$$\vec{q} = \hat{f} \cdot \vec{d},$$

$$\vec{d} = \begin{pmatrix} d_1 \\ d_2 \\ \dots \\ d_N \end{pmatrix}, \vec{q} = \begin{pmatrix} q_1 \\ q_2 \\ \dots \\ q_N \end{pmatrix}, \quad (1.8)$$

где $\hat{f}$ - матрица взаимных продуктивностей;

q_i - дебит i -ой скважины;

d_i - депрессия i -ой скважины: $d_i = \bar{p} - p_{wfi}$;

$\bar{p}$ - среднее пластовое давление.

Среднее пластовое давление $\bar{p}$ в рассматриваемом подходе [52] определяется из материального баланса и принимается одним для всей рассматриваемой системы. Такой подход применим для анализа многоскважинных систем только в однородных пластах и, очевидно, не

может быть использован для анализа разбалансированных месторождений со значительной дифференциацией пластового давления по площади. Другие авторы [337, 338] предлагали решения для конкретного вида коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей для пластов различной формы. Отдельно стоит упомянуть работу [97], в которой авторы попытались учесть неоднородность при рассмотрении многоскважинных систем. В данной работе предлагалось разделить матрицу взаимных продуктивностей на две части – однородную $\hat{f}^*$ и добавку, которая отвечает за неоднородность $\hat{f}_{heter}$:

$$\hat{f} = \hat{f}^* + \hat{f}_{heter}. \quad (1.9)$$

При этом предполагается, что решение для $\hat{f}^*$ можно получить аналитически, а добавку $\hat{f}_{heter}$ – можно идентифицировать из данных нормальной эксплуатации скважин.

Несомненно, такой подход весьма расширяет применимость метода матриц взаимных продуктивностей для анализа производительности многоскважинных систем. Однако на решение обратной задачи определения коэффициентов матрицы неоднородной добавки $\hat{f}_{heter}$ на практике приводит к очень неустойчивым и зачастую нефизичным результатам. Это связано как с большим количеством параметров, которые необходимо найти, так и с отсутствием конкретного механизма учета неоднородности в пласте: различные проницаемости на скважинах, наличие непроницаемых разломов, близость контура питания и т.д. В самой работе [97] не дается предложений для решения этой задачи.

Указанные недостатки побудили инженеров развивать новые направления для анализа производительности многоскважинных систем.

Статистический анализ взаимодействия скважин

При разработке методов статистического анализа многоскважинных систем можно выделить следующие общие тенденции. Рассматриваются «сигналы» со скважин – дебиты, приемистости и забойные давления. С помощью различных инструментов статистического анализа находят коэффициенты взаимовлияния скважин.

Одной из первых работ на эту тему можно назвать [96]. В данной работе авторы анализировали данные суточных дебитов добывающих скважин и приемистостей нагнетательных с помощью корреляции Спирмена. Из теоретических недостатков данного подхода можно отметить отсутствие учета конкретного расположения скважин. На практике такой подход зачастую приводит к нефизичным результатам вследствие псевдокорреляции – показывает связь между далеко расположенными скважинами.

В работе [95] дебит добывающей скважины было предложено рассматривать как сумму закачиваемой жидкости из окружающих нагнетательных скважин с соответствующими коэффициентами:

$$q_{prod}^i(t) = \sum_{j=1}^N \lambda_{ij} q_{inj}^j(t), \quad (1.10)$$

где λ_{ij} - коэффициенты, отражающие взаимосвязь добывающих и нагнетательных скважин, которые необходимо определить;

N - количество нагнетательных скважин, влияющих на дебит рассматриваемой добывающей.

Для учета не мгновенного взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин авторы предложили использовать «фильтры», которые преобразуют «сигналы» приемистости нагнетательных скважин с небольшим запаздыванием:

$$q_{prod}^i(t) = \sum_{j=1}^N \lambda_{ij} q_{inj}^j(t), \quad (1.11)$$

$$q_{inj}^j(t) = \sum_{m=1}^M \alpha_m^{ij} q_{inj}^j(t - m),$$

где M - базовый период, в течение которого производится преобразование приемистости нагнетательных скважин. В данном подходе коэффициенты λ_{ij} определяются путем линейной регрессии.

Дальнейшие работы [97-104] по сути являются улучшением рассматриваемой. Были сделаны попытки добавить больше физических аспектов при вычислении коэффициентов взаимовлияния. В частности, были разработаны так называемые емкостные (capacitance models) и емкостно-резистивные (capacitance resistivity models) модели. В их основе лежит решение уравнения материального баланса в межскважинном пространстве: каждой добывающей скважине приписывается свой объем дренирования, в рамках которого и решается уравнение материального баланса:

$$q_{prod}^i(t) = \sum_{j=1}^N \lambda_{ij} q_{inj}^j(t) - \tau_i \frac{dq_i(t)}{dt} - J_i \tau_i \frac{dp_{wfi}(t)}{dt}, \quad (1.12)$$

где q_{prod}^i - дебит i -ой добывающей скважины;

q_{inj}^j - приемистость j -ой нагнетательной скважины;

λ_{ij} - коэффициенты влияния j -ой нагнетательной скважины на i -ую добывающую;

$\tau_i = \frac{V_{pori} C_t}{J_i}$ – константа;

V_{pori} - объем дренирования рассматриваемой добывающей скважины;

C_t – сжимаемость;

J_i - коэффициент i -ой добывающей скважины;

p_{wfi} - забойное давление добычи.

Далее модели развиваются в сторону большей дискретизации в описании фильтрационных потоков. Предполагается, что между каждой парой добывающих и нагнетательных скважин существует общий объем дренирования. В пределах этого объема и решается задача материального баланса. Таким образом для каждой добывающей скважины решается следующее уравнение:

$$q_{prod}^{ij}(t) = \sum_{j=1}^N f_{ij} q_{inj}^i(t) - \tau_{ij} \frac{dq_{ij}(t)}{dt} - J_{ij} \tau_{ij} \frac{dp(t)_{wfj}}{dt}, \quad (1.13)$$

где q_{prod}^{ij} - часть добычи жидкости от добывающей скважины j , которая поддерживается i -ой нагнетательной скважиной;

f_{ij} - коэффициент взаимосвязи j -ой добывающей скважины с i -ой нагнетательной скважиной;

J_{ij} - коэффициент продуктивности связанный с рассматриваемой парой добывающих и нагнетательных скважин $q_{ij} = J_{ij}(\bar{p}_{ij} - p_{wfj})$;

$\bar{p}_{ij}$ - среднее пластовое давление в области совместного дренирования рассматриваемой пары скважин;

$\tau_{ij} = \frac{V_{porij} C_t}{J_{ij}}$, V_{porij} - объем совместного дренирования рассматриваемой парой скважин.

Коэффициенты f_{ij} и τ_{ij} находятся с помощью регрессии путем минимизации расчетной и фактической динамики дебита скважин и отражают степень их взаимовлияния.

Основными недостатками описанных CRM моделей является большое количество неизвестных параметров и отсутствие физического способа регуляризации решения обратной задачи нахождения данных параметров: это приводит к псевдокорреляции при нахождении и некорректным решениям. Постановка задачи CRM модели не предполагает механизма учета неоднородностей (разломы, высокопроницаемые каналы) и другой априорной геологической информации (форма и активность контура питания, распределения проницаемости и т.д.), отражающей особенности строения трудноизвлекаемых запасов. Косвенный учет неустановившегося режима путем введения «фильтров» взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин [95] вносит некоторую произвольность: для каждой пары скважин должен быть свой фильтр, связанный с проницаемостью и объемом дренирования между двумя скважинами, сам учет неустановившегося режима не является физическим. Предполагается, что коэффициенты f_{ij} , τ_{ij} , J_{ij} постоянны во времени – тем самым принимается, что картина фильтрационных потоков постоянна. Тогда как очевидно, что даже на псевдоустановившемся

режиме из-за изменения режимов работы скважин и как следствие изменения фильтрационных потоков, эти коэффициенты могут значительно меняться.

Отдельным направлением в идентификации межскважинных взаимодействий является развитие для этой цели нейронных сетей [335, 336]. В целом, нейронные сети обладают озвученными выше недостатками CRM моделей, включая также длительность периода обучения – до нескольких десятков лет.

Использование полномасштабных гидродинамических моделей

Про недостатки использования гидродинамических моделей говорилось выше. Прдемонстрируем здесь лишь пример, связанный с анализом и прогнозированием продуктивности скважин в многоскважинных системах. Для этого возьмем пример адаптированной полномасштабной гидродинамической модели. На Рисунке 12 представлено сравнение коэффициентов продуктивности этой модели. Видно огромное отличие в продуктивности скважин по модели и по данным технологических режимов. Оно связано с тем, что модель являясь адаптированной по запасам, дебитам жидкости и нефти, не адаптирована по забойным давлениям. Очевидно, что, являясь валидной для задач оценки выработки на длительном горизонте, данная модель совершенно бесполезна для принятия оперативных решений, поскольку не учитывает реальную продуктивность скважин.

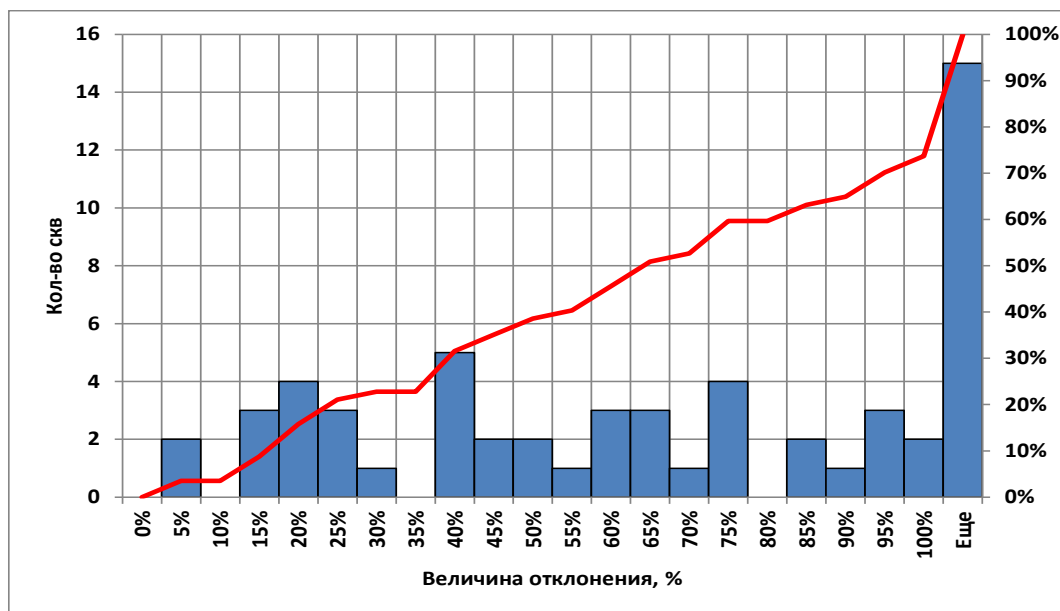


Рисунок 12 – Гистограмма распределения отклонения расчетных дебитов от фактических

Анализ многоскважинных систем на практике

Недостатки рассмотренных выше методов для анализа производительности многоскважинных систем приводят к тому, что инженеры зачастую не имеют необходимых инструментов под рукой. Для анализа энергетического состояния пласта на ряде скважин

проводятся замеры пластового давления, из которых путем простой интерполяции в межскважинное пространство происходит построение карт изобар. И хотя для относительно однородных пластов такой подход дает удовлетворительные результаты, он в корне неверен: при интерполяции замеров в межскважинное пространство решается система уравнений (двумерные сплайны, кригинг), которая не имеет ничего общего с уравнениями, описывающими фильтрацию жидкости в пористой среде. Для неоднородных пластов с наличием разломов, зон выклинивания и замещения коллектора интерполяция замеров пластового давления в межскважинное пространство приведет к значительным погрешностям. На Рисунке 13 показан пример построения карты изобар, построенной путем простой интерполяции замеров для неоднородного коллектора. Видно, что карта абсолютно не учитывает фактические непроницаемые разломы, что вносит серьезные погрешности при планировании геолого-технических мероприятий и анализе энергетического состояния различных зон пласта.

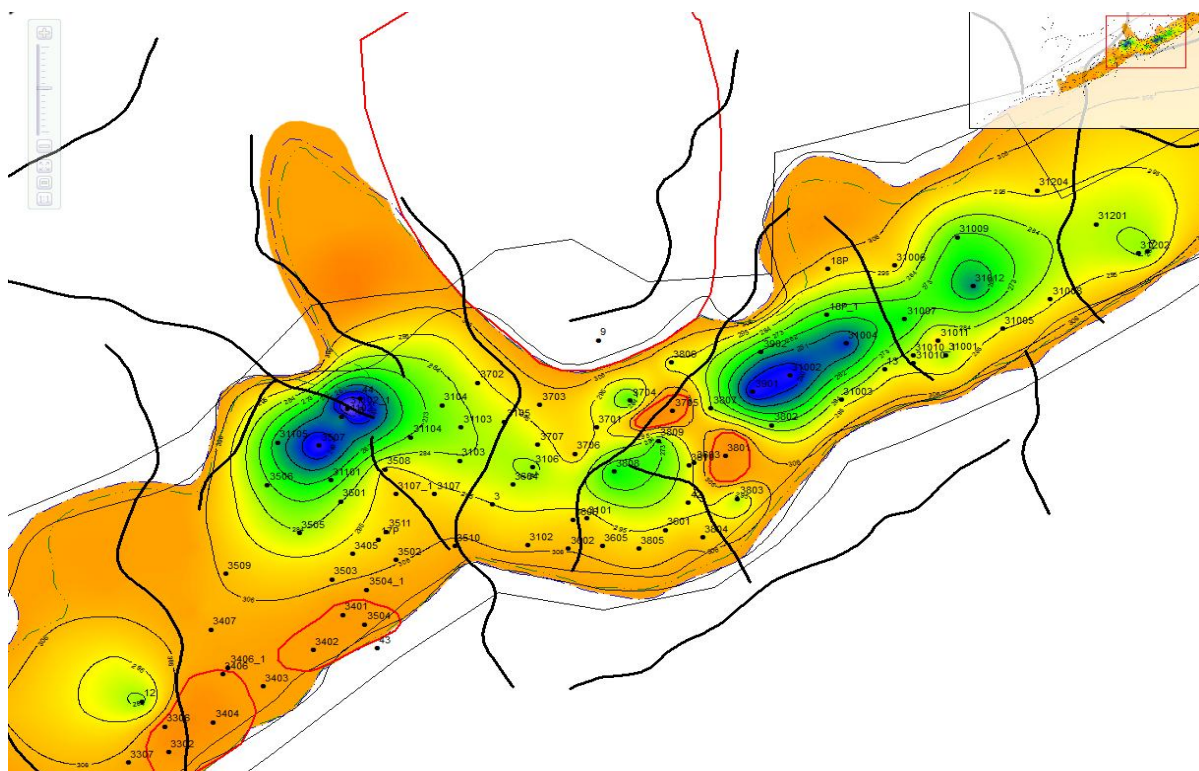


Рисунок 13 – Пример карты изобар, построенной с помощью интерполяции замеров пластового давления [125]

Для анализа производительности скважин в многоскважинных системах инженеры зачастую пользуются формулами для односкважинных моделей – формула Дюпюи (для установившегося и псевдоустановившегося режима) и решение для линейного стока (на неустановившемся режиме). В рамках такого подхода скважине из геометрических соображений присваивается некоторая зона дренирования. Свойства пласта предполагаются постоянными в пределах рассматриваемой зоны. Из карты изобар оценивается среднее давление по зоне

дренирования, а далее производится расчет для односкважинной модели. Например, по формуле Дюпюи и более общей формуле с учетом форм фактора. Такой подход также является некорректным, поскольку он не учитывает влияния окружающих скважин и фактических неоднородностей (разломы, выклинивания и т.д.), что может вносить существенные погрешности при планировании интенсификации скважин многоскважинной системы [251].

Для демонстрации того, что отличия могут быть значительны рассмотрим модельный пример. В прямоугольном пласте расположены 3 добывающих и 1 нагнетательная. Рассматривается установившаяся фильтрация. На нагнетательной скважине задана приемистость, на добывающих – забойные давления. Рассматриваются два случая с наличием непроницаемого разлома и без него (Рисунок 14)

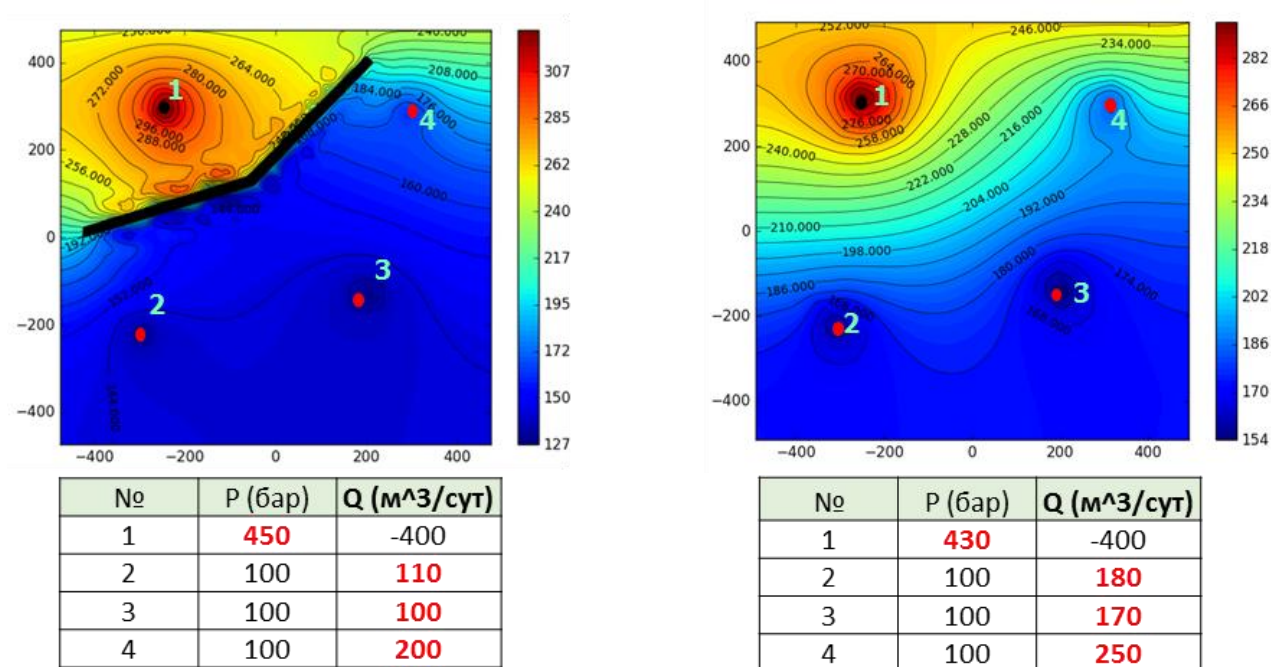


Рисунок 14 – Распределение давления и расчетные дебиты скважин для синтетического случая с наличием и отсутствием разлома

Видно, что отличия в дебитах добывающих скважин значительны – несколько десятков процентов. Это связано с отсутствием учета неоднородности, а если говорить про реальную инженерную практику – и с отсутствием механизма идентификации этой неоднородности.

Проведенный на примере методов анализа и планирования производительности многоскважинных систем обзор, подчеркивает тот разрыв, который существует между инженерными методами и полномасштабными моделями. Разрыв связан как с отсутствием механизма учета особенностей строения и эксплуатации, связанных с трудноизвлекаемыми запасами, в инженерных методах. Так и в ограниченности полномасштабных моделей для

решения ряда задач оценки и оперативного управления. Настоящая работа направлена на решение этой проблемы.

1.2. Концепция разработки инструментов принятия решений на этапах оценки и оперативного управления

Как было показано выше, основные проблемы в принятии решений при эксплуатации трудноизвлекаемых запасов возникают на этапах оценки и оперативного управления разработкой и добычей. Текущая работа направлена на решение озвученной проблемы. В данном разделе приведена концепция, на которой основано дальнейшее развитие инструментов принятия решений. Концепция приведена на примере описания процессов разработки и добычи.

Рассмотрим систему уравнений, на которую опираются предлагаемые в диссертации методы и подходы к разработке инструментов принятия решений. Как было отмечено выше, для использования в задачах оценки и оперативного управления, система уравнений с одной стороны должна учитывать особенности строения и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов, а с другой – ее размерность должна быть понижена для оптимизации расчета прямых и обратных задач.

1.2.1. Описание процессов разработки

Рассмотрим систему уравнений многофазной фильтрации в общей постановке [42]:

$$L[p, S] = \begin{cases} \frac{\partial \left(\frac{\phi S_i}{B_i} \right)}{\partial t} + w_i + \text{div}(\vec{u}_i) = 0 \\ \vec{u}_i = \frac{k k_i}{\mu_i B_i} (\text{grad}(p_i) + \rho_i \vec{g}) \\ S_1 + S_2 = 1 \\ p_2 - p_1 = P_c(S_1), k_i = k_i(S_i) \\ B_i = B_i(p_i), \rho_i = \rho_i(p_i) = \frac{\rho_i^0}{B_i(p_i)} \\ \mu_i = \mu_i(p_i), \phi = \phi(p_i) \\ \phi = \phi(x, y, z, (S_1 p_1 + S_2 p_2)) \\ k = k(x, y, z) \end{cases}, \quad (1.14)$$

где $\vec{g}$ - ускорение свободного падения;

$w = w(x, y, z, t)$ - плотность источника массы;

S_i, p_i – насыщенность и давление в i -ой фазе;

$\vec{u}_i$ – скорость фильтрации i -ой фазы;

$k_i = k_i(S_i)$ - функция относительной фазовой проницаемости.

Функции проницаемости $k = k(x, y, z)$, пористости $\phi = \phi(x, y, z, p)$ считаются известными. Эту систему необходимо дополнить уравнениями, описывающими зависимость капиллярного давления и функций фазовой проницаемостей от насыщенности $P_c(S_1)$, $k_i = k_i(S_i)$ и уравнениями зависимости плотности, вязкости, пористости от давления $\rho_i = \rho_i(p_i)$, $\mu_i = \mu_i(p_i)$, $\phi = \phi(p)$, $B_i(p_i)$.

Для решения задач многофазной фильтрации развиты различные численные методы [28–34]. При этом область фильтрации разбивается на конечное число блоков – ячеек. Характерный размер скважин (10^{-1} м) гораздо меньше характерного размера ячейки ($10^1 – 10^2$ м) в гидродинамической модели ($10^3 – 10^5$ м), что затрудняет моделирование скважины с помощью задания границ скважины в явном виде. Для учета скважины в сеточной модели развиты различные методы, использующие соответствующие аналитические решения [35, 36]. Однако, как было озвучено ранее, такие модели не подходят на этапах оперативного управления добычей и разработкой, а также на этапах оценки. Для этого нужны модели меньшей размерности.

Предлагается ввести следующие упрощения для последующего построения моделей в рамках данной главы. Предполагается нивелирование эффектов капиллярного давления, рассматривается линейная фильтрация с отсутствием зависимости проницаемости и пористости от давления. При этом случай наличия зависимости вязкости и объемного коэффициента от давления можно свести к линейной фильтрации путем введения функции псевдодавления. Кроме того, предлагается понизить размерность задач, усреднив уравнения фильтрации по вертикальной координате. Дополнительное понижение размерности предлагается выполнить за счет более глубокого использования интегральных методов, а также их адаптации с учетом специфики трудноизвлекаемых запасов, а также сопряжения данных методов с линиями тока, материальным балансом и аналитическими приближениями.

Также там, где возможно, предлагается расщепить уравнения фильтрации для порового давления и для насыщенности [24], решая их отдельно и при необходимости сопрягая на различных временных шагах. Различные подходы и предпосылки для такого расщепления обозначены в [24].

Разделение уравнений для насыщенности и давления

Рассмотрим уравнения двухфазной фильтрации с учетом озвученных выше предположений, при этом для простоты будем считать, что распределенные источники отсутствуют:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\phi\rho_1 S)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_1 \vec{u}_1) &= 0, \\ \frac{\partial(\phi\rho_2(1-S))}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_2 \vec{u}_2) &= 0. \end{aligned} \quad (1.15)$$

Будем предполагать, что выполняется обобщенный закон Дарси:

$$\begin{aligned}\vec{u}_1 &= -\frac{kk_1(S)}{\mu_1} \text{grad}(p), \\ \vec{u}_2 &= -\frac{kk_2(S)}{\mu_2} \text{grad}(p).\end{aligned}\quad (1.16)$$

Перепишем уравнения в следующем виде:

$$\begin{aligned}\rho_1 S \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi S \frac{\partial \rho_1}{\partial t} + \phi \rho_1 \frac{\partial(S)}{\partial t} + \rho_1 \text{div}(\vec{u}_1) + \text{grad}(\rho_1) \cdot \vec{u}_1 &= 0, \\ \rho_2 (1-S) \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi (1-S) \frac{\partial \rho_2}{\partial t} - \phi \rho_2 \frac{\partial S}{\partial t} + \rho_2 \text{div}(\vec{u}_2) + \text{grad}(\rho_2) \cdot \vec{u}_2 &= 0.\end{aligned}\quad (1.17)$$

Будем рассматривать движение однородных слабосжимаемых жидкостей, поэтому пятым членом справа пренебрегаем. Считаем, что пористость и плотность есть функции давления: $\phi = \phi(p)$, $\rho_i = \rho_i(p)$. Будем рассматривать фильтрацию на упругом режиме. Обозначим через $C_{fi} = \frac{1}{\rho_i} \frac{\partial \rho_i}{\partial p}$ коэффициент изотермической сжимаемости i -го флюида. Тогда предыдущие уравнения можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned}S \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi S C_{f1} \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial S}{\partial t} + \text{div}(\vec{u}_1) &= 0, \\ (1-S) \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi (1-S) C_{f2} \frac{\partial p}{\partial t} - \phi \frac{\partial S}{\partial t} + \text{div}(\vec{u}_2) &= 0.\end{aligned}\quad (1.18)$$

Сложим уравнения (1.18) и заменим суммой нижнее уравнение, с учетом (1.16) получим:

$$\begin{aligned}S \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi S C_{f1} \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial S}{\partial t} - \text{div}(\lambda_1 \cdot k \cdot \text{grad}(p)) &= 0, \\ \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \frac{\partial p}{\partial t} \left((1-S) C_{f2} + S C_{f1} \right) - \text{div}(\lambda \cdot k \cdot \text{grad}(p)) &= 0,\end{aligned}\quad (1.19)$$

где $\lambda_1 = \frac{k_1(S)}{\mu_1}$;

$$\lambda = \lambda(S) = \frac{k_1(S)}{\mu_1} + \frac{k_2(S)}{\mu_2};$$

$$\phi = \phi(p).$$

Система (1.19) состоит из двух уравнений относительно давления и насыщенности. Причем в общем случае оба уравнения системы (1.19) содержат как давление, так и насыщенность и требуют совместного решения. Однако во многих практически важных случаях уравнения системы (1.19) можно разделить и, в частности, выделить уравнение для давления.

Рассмотрим для начала следующий подход. Разобьем область фильтрации на несколько подобластей, в каждой из которых усредним насыщенность: $\Omega = \bigcup_j \omega_j$, $j = \overline{1, N}$. В каждой из подобластей можно записать уравнение относительно давления, с учетом осредненной по данной подобласти насыщенности, для j -ой подобласти ω_j второе уравнение (1.19) преобразуется:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \frac{\partial p}{\partial t} \left((1-S^j) C_{f2} + S^j C_{f1} \right) - \lambda^j \text{div}(k \cdot \text{grad}(p)) = 0, \quad (1.20)$$

где S^j - средняя насыщенность j -ой подобласти;

$$\lambda^j = \frac{k_1(S^j)}{\mu_1} + \frac{k_2(S^j)}{\mu_2}, \phi = \phi(p).$$

Уравнение (1.20) содержит лишь давление и может быть решено независимо. При этом граничные и начальные условия определяются из граничных и начальных условий задачи и условий сопряжения поля давления между областями:

$$\begin{aligned} p^i|_{\Gamma_{ij}} &= p^j|_{\Gamma_{ij}}, \\ \lambda^i(\nabla p^i \cdot \vec{n})|_{\Gamma_{ij}} &= \lambda^j(\nabla p^j \cdot \vec{n})|_{\Gamma_{ij}}, \end{aligned} \quad (1.21)$$

где Γ_{ij} - граница между подобластью i и j ;

$\vec{n}$ - единичная нормаль к границе раздела Γ_{ij} .

Очевидно, что поле насыщенности при этом кусочно-постоянно.

Описанный выше подход применяется в случаях, когда заранее известно распределение насыщенности или его можно легко оценить, например, на начальном этапе разработки: насыщенность изменяется в областях вокруг нагнетательных скважин. Затем по мере разработки вся область фильтрации делится на подобласти вокруг добывающих и нагнетательных скважинах, а также на некоторые переходные подобласти. При этом границы подобластей и средние насыщенности в них приходится постоянно пересчитывать, оценивая их из соображений материального баланса и т.д., а также до прорыва и после прорыва воды [39-41]. Данный подход используется для описания фильтрации в простых случаях в симметричных системах разработки, а также для задач блочного материального баланса.

Рассмотрим второе уравнение системы (1.19). Как показывает анализ данных эксплуатации, исследования керна, а также данные численных экспериментов по адаптации гидродинамических моделей на многих месторождениях Западной Сибири функция суммарной относительной подвижности слабо отличается от постоянного значения во всем диапазоне изменения насыщенности: $\lambda(S) \approx \lambda_0$. С учетом этого запишем второе уравнение (1.19):

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \frac{\partial p}{\partial t} \left((1-S)C_{f2} + SC_{f1} \right) - \lambda_0 \cdot \operatorname{div}(k \cdot \operatorname{grad}(p)) = 0. \quad (1.22)$$

Очевидно, что для того, чтобы уравнение (1.22) не зависело от насыщенности необходимо выполнение условия $C_{f2} = C_{f1} = C_f$. Данное условие реализуется в нескольких случаях. Во-первых, при однофазной фильтрации, а также в зонах с сильно промытыми областями, где фильтрация близка к однофазной. В этом случае уравнение (1.22) преобразуется к следующему виду:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi C_f \frac{\partial p}{\partial t} - \lambda_0 \cdot \operatorname{div}(k \cdot \operatorname{grad}(p)) = 0. \quad (1.23)$$

Вторым условием, при котором уравнение (1.22) будет независимым от насыщенности является малость членов при насыщенности, то есть малость C_{f1} и C_{f2} . Что выполняется для

несжимаемых жидкостей, а также для слабосжимаемых жидкостей, когда их сжимаемостью можно пренебречь. В этом случае уравнение (1.22) переходит в следующее выражение:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} - \lambda_0 \cdot \operatorname{div}(k \cdot \operatorname{grad}(p)) = 0. \quad (1.24)$$

Наконец, если мы рассматриваем установившуюся фильтрацию и ставим целью найти стационарное поле давления, то члены с частными производными по времени равны нулю, и уравнение (1.22) переходит в следующее стационарное уравнение, также независимое от насыщенности:

$$\operatorname{div}(k \cdot \operatorname{grad}(p)) = 0. \quad (1.25)$$

Так как мы рассматриваем фильтрацию на упругом режиме, то введем коэффициент изотермической сжимаемости скелета $C_\phi = \frac{\partial \phi}{\partial p}$. С учетом этого запишем уравнение (1.22):

$$\frac{\partial p}{\partial t} (\phi(1 - S)C_{f2} + \phi S C_{f1} + C_\phi) - \lambda_0 \cdot \operatorname{div}(k \cdot \operatorname{grad}(p)) = 0, \quad (1.26)$$

С учетом введенного коэффициента сжимаемости уравнения (1.23) и (1.24) будут выглядеть следующим образом соответственно:

$$(\phi C_f + C_\phi) \frac{\partial p}{\partial t} - \lambda_0 \cdot \operatorname{div}(k \cdot \operatorname{grad}(p)) = 0. \quad (1.27)$$

$$C_\phi \frac{\partial p}{\partial t} - \lambda_0 \cdot \operatorname{div}(k \cdot \operatorname{grad}(p)) = 0. \quad (1.28)$$

Уравнение (1.27), не является линейным, однако, как говорилось выше, если принять в качестве зависимости функции пористости от давления ее значение ϕ_0 при начальном пластовом давлении p_0 , то уравнение становится линейным.

Данные уравнения можно записать в следующем общем для них виде:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \cdot \operatorname{div}(k \cdot \operatorname{grad}(p)), \quad (1.29)$$

где коэффициент κ имеет различные значения в зависимости от рассматриваемого случая:

для первого случая (сжимаемости флюидов одинаковы или их различием можно пренебречь) $\kappa = \frac{\lambda_0}{(\phi_0 C_f + C_\phi)}$;

для второго случая (сжимаемостью флюидов можно пренебречь) $\kappa = \frac{\lambda_0}{C_\phi}$.

Здесь, как было указано выше, под пористостью ϕ_0 понимается пористость при начальном давлении p_0 .

Уравнение (1.25), описывающее фильтрацию несжимаемых флюидов в несжимаемой пористой среде – является также предельным случаем уравнения (1.29) и его решения должны стремиться к решениям уравнения (1.25) на больших временах.

Осреднение уравнений фильтрации по вертикальной координате

На практике для описания фильтрации во многих случаях можно перейти к двумерному случаю. Погрешность перехода от трехмерного случая к двумерному тем меньше, чем больше соотношение латеральных размеров пласта к его средней мощности. Большую погрешность вносит вертикальная неоднородность по проницаемости. Однако в этом случае разработаны эффективные алгоритмы по учету данного типа неоднородности через введение функций модифицированных относительных фазовых проницаемостей [43]. Поэтому при моделировании больших месторождений, имеет смысл перейти к рассмотрению двумерной фильтрации. Также моделирование фильтрации в двумерном приближении целесообразно проводить для оценочных расчетов при решении обратных задач. В данном разделе рассмотрены вопросы моделирования осреднения уравнений фильтрации.

Рассмотрим уравнения однофазной фильтрации в виде (1.29):

$$\frac{(\phi_0 C_f + C_\phi)}{\lambda_0} \frac{\partial p}{\partial t} - \operatorname{div}(k \cdot \operatorname{grad}(p)) = 0. \quad (1.30)$$

Напишем уравнение (1.30) в декартовой ортонормированной системе координат (ось z направлена вертикально):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{(\phi_0 C_f + C_\phi)}{\lambda_0} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (1.31)$$

Аналогично [37] проинтегрируем по вертикальной координате z , при этом предполагаем, что все условия для применения формулы Лейбница выполнены:

$$\int_0^h \frac{\partial}{\partial x} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \right) \cdot dz + \int_0^h \frac{\partial}{\partial y} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial y} \right) \cdot dz + \int_0^h \frac{\partial}{\partial z} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial z} \right) \cdot dz = \int_0^h \left(\frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} \right) dz, \quad (1.32)$$

где $k = k(x, y, z)$;

$\kappa = \kappa(x, y, z)$;

$h = h(x, y)$ - мощность пласта.

Если предположить, что поток жидкости через подошву и кровлю пласта отсутствует, то есть что $\frac{\partial p}{\partial z} \Big|_{z=0} = \frac{\partial p}{\partial z} \Big|_{z=h} = 0$, то последнее слагаемое в левой части (1.32) исчезает.

Рассмотрим первое и второе слагаемые в левой части. По формуле Лейбница:

$$\begin{aligned} \int_0^h \frac{\partial}{\partial x} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \right) \cdot dz &= \int_0^h \frac{\partial}{\partial x} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \right) \cdot dz - k \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial h}{\partial x} \Big|_{z=h} + k \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial h}{\partial x} \Big|_{z=0}, \\ \int_0^h \frac{\partial}{\partial y} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial y} \right) \cdot dz &= \int_0^h \frac{\partial}{\partial y} \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial y} \right) \cdot dz - k \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial h}{\partial y} \Big|_{z=h} + k \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial h}{\partial y} \Big|_{z=0}. \end{aligned} \quad (1.33)$$

Если предположить [37], что мощность пласта слабо меняется, а также с учетом того, что проницаемость пласта вблизи кровли и подошвы близка к нулю, то двумя последними членами справа в (1.33) можно пренебречь, а уравнение (1.32) примет следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial x} \int_0^h \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \cdot dz \right) + \frac{\partial}{\partial y} \int_0^h \left(k \cdot \frac{\partial p}{\partial y} \cdot dz \right) = \int_0^h \left(\frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} \right) dz. \quad (1.34)$$

Воспользовавшись теоремой о среднем, придем к следующему уравнению [37]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\tilde{k} h \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\tilde{k} h \cdot \frac{\partial p}{\partial y} \right) = \frac{h}{\tilde{\kappa}} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (1.35)$$

или

$$\nabla(\tilde{k} h \cdot \nabla p) = \frac{h}{\tilde{\kappa}} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (1.36)$$

где $\tilde{k}(x, y)$ - поле проницаемости, полученное усреднением $k(x, y, z)$ по вертикальной координате $\tilde{k}(x, y) = \frac{1}{h} \int_0^h k(x, y, z) dz$;

$\tilde{\kappa}$ - эффективный коэффициент пьезопроводности;

$h = h(x, y)$ – зависимость эффективной мощности продуктивного пласта от латеральных координат, операторы градиента и дивергенции действуют уже в двумерном пространстве.

В диссертации используются описанные выше уравнения, при этом их решения также предполагают дополнительный уровень понижения размерности за счет использования трубок тока и интегральных методов, позволяющих свести двумерную задачу к набору одномерных. При этом даже в случае возможности расщепления уравнений для давления и насыщенности в работе предлагаются дополнительные способы учета эффектов многофазной фильтрации: метод псевдофункций, сопряжение модели материального баланса с моделью Баклея-Левретта с учетом взаимовлияния скважин, сопряжения метода граничных элементов и метода линий тока, учет прорыва воды или газа с помощью решения сопряженного уравнения безнапорной фильтрации Буссинеска [38, 44].

1.2.2. Описание процессов добычи и эксплуатации

Уравнения, описывающие течение многофазного потока в стволе скважины и трубопроводе, сводятся к законам сохранения массы, импульса и энергии. В общем случае, это трехмерные уравнения, однако из-за симметрии и наличия выделенного направления течения данные уравнения необходимо усреднить по сечению трубы. Записанные для в усредненных показателях одномерные уравнения, отражающие закон сохранения массы и импульса для каждой фазы многофазного потока, выглядят следующим образом [184]:

$$\frac{\partial(\alpha_i \rho_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_i \rho_i v_i)}{\partial x} = M_{ij} + M_{i \text{ env}}, \quad (1.37)$$

$$\frac{\partial(\alpha_i \rho_i v_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_i \rho_i v_i^2)}{\partial x} = \alpha_i \rho_i g - \frac{\partial p_i}{\partial x} + \frac{\partial \tau_i}{\partial x} + P_{ij} + P_{i \text{ env}}, \quad (1.38)$$

где ρ_i – плотность i -ой фазы;

v_i – скорость i -ой фазы;

M_{ij} – величина, характеризующая интенсивность фазовых превращений;

M_{ienv} – величина, характеризующая интенсивность источника (или стока) i -ой фазы в окружающей среде;

p_i – давление i -ой фазы;

τ_i – касательные напряжения, действующие на i -ую фазу;

P_{ij} и P_{ienv} – величины, характеризующие интенсивность обмена импульсом между фазами и окружающей средой.

В данной работе произведен переход к дополнительному осреднению параметров потока по сечению трубопровода. При таком подходе средняя плотность и скорость смеси задаются формулами, соответственно:

$$\rho_m = \sum_{i=1}^N \alpha_i \rho_i , \quad (1.39)$$

$$v_m = \frac{1}{\rho_m} \sum_{i=1}^N \alpha_i \rho_i v_i . \quad (1.40)$$

Поскольку все фазы движутся как единая однородная смесь, обменные члены взаимно уничтожаются, например, $\sum_{i=1}^N M_{ij} = 0$. Тогда уравнения для массы, импульса и энергии в терминах усредненных величин можно записать в виде:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_m v_m)}{\partial x} = 0 , \quad (1.41)$$

$$\frac{\partial (\rho_m v_m)}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_m v_m^2)}{\partial x} = \rho_m g - \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial \tau}{\partial x} , \quad (1.42)$$

$$\frac{\partial \left(\rho_m \left(u_m + \frac{v_m^2}{2} \right) \right)}{\partial t} + \frac{\partial \left(\rho_m v_m \left(u_m + \frac{v_m^2}{2} \right) \right)}{\partial x} = \rho_m v_m g - \frac{\partial (p v_m)}{\partial x} + \frac{\partial (\tau v_m)}{\partial x} + \rho_m q_m , \quad (1.43)$$

где u_m – внутренняя энергия смеси;

q_m – интенсивность внешнего источника теплоты.

При некоторых упрощениях (стационарный режим), а также допущении, что скорость движения смеси значительно ниже скорости звука, уравнение (1.42) сводится к хорошо известному уравнению, решаемому в коммерческих симуляторах многофазных течений (PipeSim, Prosper, Gap):

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \rho_m g - \frac{\partial (\rho_m v_m^2)}{\partial x} + \frac{\partial \tau}{\partial x} . \quad (1.44)$$

Однако, как было сказано выше, данное уравнение и допущения, при которых оно получено, не всегда подходит для описания процессов механизированного подъема и транспорта,

характерных для эксплуатации трудноизвлекаемых запасов, в которых наблюдаются периодические и другие переходные нестационарные процессы. Это требует доработки изначальной системы уравнений, при условии сохранения параметрической размерности получаемой системы уравнений. Будем использовать систему уравнений, усредненных по сечению скважины [330, 331], описанную выше, в следующем виде в нестационарной постановке:

$$\begin{cases} \frac{\partial \rho_m}{\partial t} + \frac{\partial \rho_m v_m}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial (\rho_m v_m)}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_m v_m^2)}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = F, \\ \frac{\partial \rho_m}{\partial p} = \frac{1}{c^2} \end{cases} \quad (1.45)$$

где F – силы трения и гравитации;

c – скорость звука.

Раскрыв скобки в частных производных и подставив третье уравнение в первые два, получим систему уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + v \frac{\partial p}{\partial x} + \rho c^2 \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \\ \rho \frac{\partial v}{\partial t} + \rho v \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = F \end{cases} \quad (1.46)$$

В отличие от подхода, реализованного в коммерческом нестационарном симуляторе (OLGA) [330, 331], в данной работе предлагается нестационарный процесс учитывать через следующие допущения. Вектор внешних сил рассчитать по методикам псевдоустановившегося потока [166, 174]:

$$F = \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{grav} + \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{fric}, \quad (1.47)$$

где $\left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{grav}$ – потери давления из-за гравитации;

$\left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{fric}$ – потери давления из-за трения.

Таким образом, режим потока, коэффициент трения, истинное газосодержание, вычисляется с учетом гидравлических корреляций для псевдостационарного режима. А вклад нестационарных членов при вычислении градиента давления в (1.46) находится из системы уравнений, при ее разрешении с помощью метода характеристик.

Это позволяет, пользуясь уже известными замыкающими соотношениями для движения многофазного потока (гидравлические корреляции для проскальзывания газа, коэффициента трения и т.д.), полученными для псевдостационарных режимов, учесть нестационарные и переходные процессы. Это дает возможность использовать эту систему уравнений как основу при разработке инструментов интегрированной оптимизации процессов добычи на

трудноизвлекаемых запасах. Подробнее эта тема раскрыта в соответствующей главе диссертации.

1.2.3. Использование физико-информированных методов машинного обучения

Как упоминалось выше, специфика эксплуатации промыслов на трудноизвлекаемых запасах, где наблюдаются быстропротекающие процессы, требует оперативности расчетов. Физически обусловленные модели учитывают процессы в пласте и законы сохранения, но не всегда подходят для оперативного управления, из-за длительного времени расчета (даже с учетом моделей пониженной размерности), связанного с численным решением дифференциальных уравнений, трудностей при создании и инициации моделей, требующих отдельного препроцессинга для подготовки данных. В последнее время стали популярны так называемые *data driven* подходы, когда методами машинного обучения пытаются заменить физически обусловленные модели. Такой подход также весьма ограничен, поскольку не обеспечивает физичности результата и выполнение законов сохранения. Кроме того, погрешности в исходных данных приводят к длительному времени обучения и требованиям наличия больших массивов исторических данных, которых зачастую просто нет. Именно поэтому весьма перспективной выглядит гибридный подход, когда методы машинного обучения используются с учетом априорной информации о физике процесса. От методов машинного обучения мы получаем скорость расчета, при этом результат расчетов физичен, а время обучения модели заметно ниже. На Рисунке 15 представлены основные работы, посвященные физико-информированным методам машинного обучения. Это относительно новое направление и большинство цитируемых работ появляются после 2015 года. Авторы большинства статей из США и Китая. Лидером с точки зрения отдельной компании является NVIDIA.

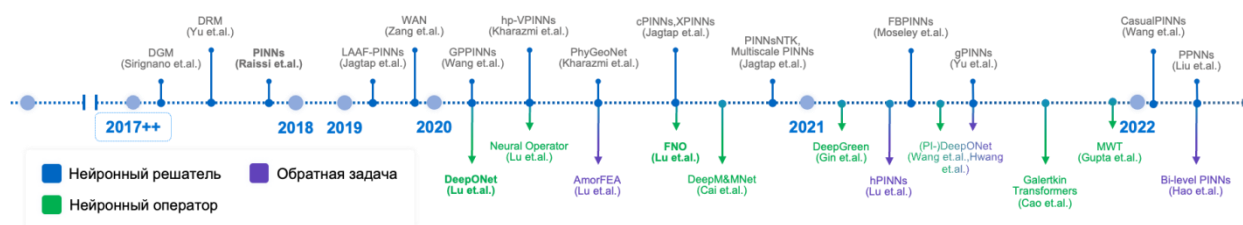


Рисунок 15 – Основные публикации по направлению физико-информированного машинного обучения в области прикладного моделирования

В последние десятилетия активно развиваются методы машинного обучения, способные решать задачи различной сложности, такие как распознавание объектов на изображениях или обработка естественного языка, в работах [198, 199] проведена оценка применимости данных

методов для задач нефтяного инжиниринга. Несмотря на свои огромные эмпирические перспективы и несомненный успех в решении ряда проблем, большинство подходов машинного обучения в настоящее время не способны извлекать интерпретируемую информацию из большого потока данных. Более того, модели, основанные исключительно на данных, могут точно соответствовать наблюдениям, но могут давать физически противоречивые и неправдоподобные прогнозы (например, из-за ошибок наблюдений), что приводит к низкой эффективности использования таких методов и данных. В этом контексте машинное обучение с учетом физики (Physics Informed Machine Learning - PIML) представляет собой мощный инструмент для моделирования сложных процессов. PIML [200] позволяет интегрировать физические законы в модели нейронных сетей, что может повысить точность моделирования и позволить работать с ограниченными данными.

Одной из ключевых технологий в данной области стали т.н. физико-информированные нейронные сети (Physics Informed Neural Networks – PINN), подход предложенный первоначально в [296, 297] был возрожден и получил дальнейшее развитие в работах [298-300]. Эмпирические и теоретические результаты развиваются и далее в решениях прямых и обратных задач для уравнений в частных производных [301-305]. Физически-информированные нейронные сети стали классом алгоритмов машинного обучения, в которых физические законы и ограничения интегрированы в нейронные сети. В традиционных нейронных сетях информация о входных и выходных данных изучается без предварительного знания физических законов, которые управляют моделируемой системой. Напротив, PINN используют уравнения, которые описывают физическую систему как ограничения, накладываемые на нейронную сеть во время обучения. Рассмотрим процесс, описываемый дифференциальным оператором, граничными и начальными условиями:

$$\begin{aligned} D[u(x, t)] &= f(x, t), \quad x \in \Omega, \quad t \in [0, T], \\ u(x, t) &= g(x, t), \quad x \in \partial\Omega, \quad t \in [0, T], \\ u(x, 0) &= h(x), \quad x \in \Omega. \end{aligned} \quad (1.48)$$

Физико-информированные нейронные сети (далее PINN – Physics Informed Neural Network) – это класс методов машинного обучения с помощью нейронных сетей, где ограничения и физические законы интегрированы в нейросеть через функцию потерь (loss функцию):

$$L_{all} = \alpha L_{ic}^2 + \beta L_{bc}^2 + \gamma L_{pde}^2, \quad (1.49)$$

где L_{ic}^2 - ошибка адаптации начальных условий;

L_{bc}^2 - ошибка адаптации граничных условий (в т.ч. на источниках);

L_{pde}^2 - ошибка решения дифференциального уравнения;

α, β, γ – коэффициенты.

Архитектура нейронной сети в данном подходе может варьироваться в зависимости от задачи, используя различные модели нейронных сетей и глубокого обучения [306-308]. Общая структура таких моделей:

$$NN_{\theta} = C_n \circ \sigma \circ C_{n-1} \dots \circ \sigma \circ C_1 \circ \sigma \circ C_0, \quad (1.50)$$

где σ - скалярная нелинейная функция активации;

C_i – обучаемые слои;

$\circ$ - произведение Адамара.

Использование в функции потерь информации о физических законах, интегрированных в дифференциальное уравнение, делает результат адаптации нейронной сети физическим и устойчивым к погрешностям в исходных данных, при этом давая необходимую скорость в расчетах при решении оперативных задач. Это позволяет решать не только обратные, но и многие оптимизационные задачи (см. пример в [372]).

1.3. Выводы по Главе 1 и направления дальнейших исследований

Основные **вызовы** и сложности принятия решений по управлению разработкой и добычей на трудноизвлекаемых запасах обусловлены наличием длительных переходных процессов в пласте, скважине и поверхностной инфраструктуре, нестабильными и периодическими режимами эксплуатации скважинного оборудования, неопределенностями в локализации остаточных запасов и производительности скважин, связанных с неоднородным строением коллектора.

Основные направления **решения** озвученных проблем и вызовов связаны:

- с реализацией инструментов автоматизации анализа данных высокодискретной телеметрии для анализа текущего состояния разработки и мониторинга технологических режимов оборудования на промысле;
- с разработкой методов для анализа и прогноза производительности скважин в условиях низкой проницаемости, длительных неустановившихся режимов и наличия различных типов неоднородности;
- с развитием подходов контроля и оптимизации заводнения, в особенности для месторождений с высокой выработкой запасов, наличием разломов и сложного заканчивания скважин;
- с разработкой подходов и инструментов оперативной оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи;

- с реализацией инструментов помехоустойчивого построения карт текущих свойств коллектора, сопряженного с данными его эксплуатации и результатами проведенных исследований, как одного из основных этапов анализа текущего состояния разработки;
- с разработкой методов мониторинга и управления сложным фондом скважин, характерным для трудноизвлекаемых запасов;
- с подходами и алгоритмами проведения интегрированных расчетов с учетом переходных процессов в скважинах и линейной инфраструктуре, характерных для трудноизвлекаемых запасов.

2. ПОДХОДЫ И АЛГОРИТМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА И ВАЛИДАЦИИ ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

Первая глава посвящена разработке подходов и алгоритмов по автоматическому анализу и валидации промысловой информации. В главе 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, такими как периодические режимы работы скважин, длительные нестационарные процессы, частые осложнения, изменения состава и характера течений. Показано, что эти данные содержат полезную информацию, однако зачастую она не используется. Во-первых, это связано с отсутствием необходимой ИТ архитектуры и технологической инфраструктуры для обеспечения движения, хранения и обработки большого объема сырых данных с высокой дискретностью. Во-вторых, с отсутствием алгоритмов и цифровых инструментов для автоматического анализа таких данных. Все это приводит к тому, что классические подходы по анализу данных телеметрии на основании моделирования в коммерческих гидравлических симуляторах здесь не работают: они не настроены на потоковый анализ данных, сам процесс расчета не автоматизирован, требовательны к исходным данным – зачастую многих данных просто нет (отсутствие или неисправность датчиков), не учитывают перечисленных сложных процессов.

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, анализа вылетов и пропущенных интервалов, предупреждения технологических осложнений, виртуальной расходомерии, аллокации добычи скважин. Для решения этой главы в первом параграфе обсуждается целевая схема информационных систем, отражающая движение информации от инструментальных замеров (промысел) до Генерального директора (корпоративный центр). Во втором параграфе предлагаются принципы и подходы для автоматической подготовки данных высокодискретной телеметрии. В третьем параграфе представлены алгоритмы для автоматического анализа подготовленных высокодискретных данных для диагностики аномалий в работе скважин. В четвертом параграфе предложены подходы и модели для разработки концепции виртуальной расходомерии для фонда с оснащением замерной инфраструктуры, характерным для континентальных месторождений РФ. Связь основных задач приведена на Рисунке 16.



Рисунок 16 – Взаимосвязь решенных задач в области автоматического анализа данных высокочастотной телеметрии

2.1. ИТ архитектура со сквозным учетом сырых данных телеметрии

В данном параграфе предлагается целевая схема ИТ-систем, отражающая движение информации от инструментальных замеров (промысел) до Генерального директора (корпоративный центр).

Построение корпоративной архитектуры с фокусом на прозрачное и сквозное движение данных является главным фактором развития цифровой трансформации. Современными исследователями предложена интегральная модель оценки зрелости ИТ систем с точки зрения обеспечения потребностей бизнеса [1]. Ниже приведен перечень основных признаков, характеризующих состояние ИТ систем на каждом этапе развития (Рисунок 17).



Рисунок 17 – Уровни зрелости ИТ-систем и место АО «Зарубежнефть» на момент 2014г.

Стадия I. Построение базы ИТ. ИТ построены по принципу обеспечения базовых потребностей бизнеса. Реализованы решения по автоматизации наиболее критичных бизнес процессов, с точки зрения бизнес управления. Элементы ИТ инфраструктуры: создание центра обработки данных, развитие телекоммуникационных сетей.

Стадия II. ИТ – инструмент принятия решений. ИТ построены по принципу обеспечения текущих потребностей, не учитывается создание новых ценностей за счет ИТ для развития Компании. При этом организовано единое информационное пространство для подразделений Компании: реализованы корпоративные хранилища данных, внедрены системы бизнес-аналитик, разработаны шаблонные решения, обеспечен контроль материальных потоков, созданы системы управления производством, определена структура бизнес-процессов. Технологические объекты объединены в единую ИТ-инфраструктуру.

Стадия III. ИТ – фактор развития Бизнеса. Структура ИТ позволяет развивать бизнес, отвечать технологическим вызовам на опережение. Внедрены онлайн-системы оптимизационного моделирования, ИТ решения используются в бизнес-системах сценарного анализа, ИТ-системы способствуют созданию конкурентных преимуществ, используются подходы по формированию компетенций по направлениям.

Начиная с конца 2000-х годов российские вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК) произвели переход от первой ко второй-третьей стадиям разработки. Исходное состояние характеризовалось рядом следующих факторов от уровня цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) и заканчивая уровнем корпоративного центра (КЦ). В ЦДНГ в режиме ручного ввода заполнялось большое количество дублирующей производственной отчетности. На всех уровнях движения информации отсутствовали инструменты представления и анализа промысловых данных. У КЦ был ограниченный доступ к вторичной и первичной промысловой информации (ГИС, РИГИС, карты, координаты и т.д.). Отсутствовали регламенты и положения по верификации и актуализации промысловой информации. Производственная отчетность не была стандартизирована. Таким образом единое информационное пространство в области геологии, разработки и добычи, по сути, отсутствовало, а сырые данные высокодискретной телеметрии крайне ограниченно участвовали в процессе принятия решений вследствие незрелой архитектуры и отсутствия инструментов для автоматического анализа таких данных.

В работе предлагается схема ИТ систем, отражающая движение информации от инструментальных замеров (промысел) до Генерального директора (КЦ). Важно отметить, что все участники бизнеса по направлению становятся не только потребителями, но и участниками в системе создания единого информационного пространства: корпоративный центр - управляющая компания, корпоративные институты компании (НИПИ), добывающие и сервисные дочерние общества (ДО), промысловые службы, цеха добычи нефти и газа.

Концептуально процесс движения информации в пределах добывающего общества можно отразить следующим образом: на первом этапе информация о месторождении в виде результатов инструментальных замеров поступает для анализа и обработки (уровень цеха), далее происходит интеллектуальный анализ данных и подготовка текущей производственной отчетности (уровень ДО), на следующем уровне принимаются управляющие решения, происходит оптимизация производственных процессов (уровень корпоративного центра). При переходе от нижнего уровня к верхнему часть информации об исходном объекте отсекается (остаётся на соответствующем уровне) либо корректируется. При этом от того, как схема движения информации работает на каждом уровне зависит корректность принимаемых управляющих решений и эффективность работы производства в целом. В связи с этим особую актуальность приобретает развитие единого информационного пространства, формализация процессов движения и обработки информации, и, как следствие, внедрение портфеля ИТ-проектов, реализующего данные изменения.

Предложены ключевые принципы формирования функциональной архитектуры и ИТ ландшафта с учетом целей использования данных высокодискретной телеметрии:

- единое информационное пространство производственной информации;
- исключение дублирования производственной отчетности;
- исключение дублирования ввода данных в разные системы;
- минимизация количества и уровня сложности интеграционных связей;
- расчеты в одном месте с последующей трансляцией в смежные системы;
- предоставление качественной (оперативной, полной, достоверной) информации для принятия управленческих решений;
- повышение уровня автоматизации необходимых контролей;
- максимальное исключение влияние человеческого фактора;
- обеспечение требуемой точности измерения количества добываемой и реализуемой продукции;
- выстраивание корпоративных процедур, стандартов по работе с данными;
- обеспечение сохранности и доступности первичной и производной информации;

- обеспечение оптимальных режимов процессов добычи, подготовки, транспортировки нефти;
- внедрение корпоративных процедур, стандартов по работе с данными;
- стандартизация производственной отчетности, в том числе расчетов добычи, подбора и оценки эффективности ГТМ, анализ текущего состояния разработки и т.д.;
- обеспечение безопасности эксплуатации объектов добычи подготовки и транспорта нефти.

На Рисунке 18 приводится реализация целевой схемы ИТ-ландшафта, обеспечивающей движение и использование промысловых замеров и высокодискретной телеметрии в соответствии с предлагаемыми принципами на примере АО «Зарубежнефть» [224].

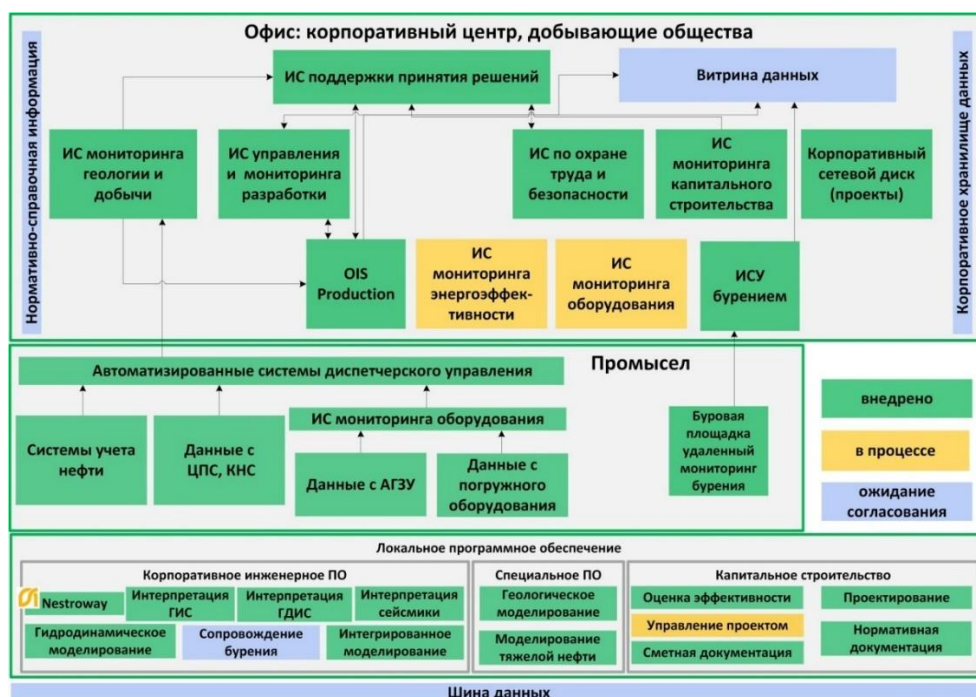


Рисунок 18 – Целевая схема движения промысловой информации в рамках единого информационного пространства на примере реализации в АО «Зарубежнефть»

Внедрение целевого цифрового ландшафта и реализация единого информационного пространства в АО «Зарубежнефть» в соответствии с описанной выше схемой была причиной объективного роста производственных показателей на основных активах [224]: снижение доли некупаемого бурения в три раза, повышение среднего дебита ЗБС и уплотняющего бурения более чем в 2 раза. Озвученные результаты, безусловно являясь результатом совместной комплексной работы технических специалистов, были бы, тем не менее, невозможны в отсутствии качественных сдвигов в области подходов к разработке цифрового ландшафта и разработке единого информационного пространства, и есть следствия повышения доступности верифицированных промысловых данных, стандартизации производственной отчетности,

появления большего объема свободного времени на анализ результатов, вместо подготовки информации, и др.

2.2. Алгоритмы автоматической валидации и подготовки высокодискретной телеметрии

Данный раздел диссертации посвящен разработке алгоритмов и подходов по автоматизации подготовки и анализа высокодискретной информации. Актуальность этого направления продиктована тем, что «сырые» неподготовленные данные высокодискретной телемеханики нельзя использовать без предварительной обработки: удаления «выбросов», заполнения пропущенных интервалов, удаления флуктуаций и других артефактов, связанных с погрешностью приборов, выходом из строя элементов замерной инфраструктуры и каналов связи. В рамках данного раздела системно апробированы различные методы машинного обучения для решения задачи подготовки данных. Предложены рекомендации использования различных методов ML для промысловых данных различного вида и дискретизации. Результаты реализованы в информационной системе для подготовки сырых данных.

Современные скважины хорошо оснащены, их эксплуатация отслеживается по более чем 50 промысловым показателям (давления и температуры в различных узлах системы, данные электротелеметрии с погружного оборудования и др.). Ежедневно по скважине накапливается более 10000 измерений. Обработка такого объема информации в ручном режиме занимает большое количество времени. На практике специалист на месторождении чаще анализирует усредненные значения показателей за сутки и только при возникновении проблем спускается на уровень анализа высокочастотных данных. Однако высокочастотные измерения содержат ценную информацию, поэтому задача разработки алгоритмов для автоматического анализа больших объемов промысловых данных является актуальной. При работе с данными на внутрисуточном горизонте наиболее важными являются задачи по быстрой предобработке данных, оперативному выявлению внутрисменного простоя и осложнений, а также оптимизация режима работы скважины, устранение отклонений дебитов скважин от запланированных режимов работы. Быстрая реакция и устранение возникших проблем позволяет снизить недоборы по нефти, оставаясь на плановых уровнях добычи, кроме того, сократить непроизводительные расходы на добычу нефти, например, оптимизировав удельный расход электроэнергии и увеличив срок службы оборудования за счет эксплуатации в наиболее оптимальном режиме.

В сложившихся условиях крайне актуально применение передовых методов анализа информации и моделей. Из разных источников [2] выгода от таких решений оценивается ростом

на несколько процентов операционной выгоды и снижением потерь по добыче. Методы автоматического анализа высокочастотных данных промысловой телеметрии находятся на этапе активного развития и внедрения в технологические процессы в нефтегазовой отрасли. В разделе рассмотрены бизнес вызовы, которые успешно удалось решить при помощи передовых методов анализа данных, показаны рычаги, за счет которых удалось достичь существенные экономические эффекты.

Направления по автоматическому анализу данных высокодискретной телеметрии представлены в работах [3-5]. В настоящий момент работ и решений, посвященных автоматическому анализу данных высокодискретной телеметрии не так много. Это связано как со сложностью анализа периодического фонда скважин, доля которого на низкопроницаемых коллекторах Западной Сибири неуклонно растет, так и технологической возможностью доступа к таким данным, которая появилась относительно недавно. Для прямого использования высокодискретных данных их необходимо верифицировать, убрав инструментальные погрешности, а также факторы неисправной замерной инфраструктуры. В разделе приведены новые подходы по анализу высокочастотной информации системы телеметрии на примере решения задачи комплексной верификации измерений и выявления некорректно работающих датчиков [220, 233, 236, 267, 277 - 280].

В рамках исследования проводилась оценка применимости различных статистических методов и методов машинного обучения, включая глубокое машинное обучение. Так, валидация данных высокодискретной телеметрии проводится за счет следующих методов: базовые проверки на физичность, различные статистические методы, использование вариационного автоэнкодера. Основная цель данного этапа заключается в обеспечении остальных инструментов качественными согласованными данными, увеличение ценности информации, поступающей с месторождения и обоснованности принимаемых решений.

Важность качественных, согласованных данных сложно переоценить. Чем лучше промысловые данные характеризуют реальную систему, тем выше прогнозная способность моделей всех уровней, которые строятся на ее основе и выше точность принимаемых производственных решений. В связи с этим одна из первостепенных задач заключается в выстраивании процесса работы с замерной инфраструктурой для автоматического выявления некорректно работающих датчиков и повышения качества полученной промысловой информации. Для ее решения реализованы пять подходов с целью верификации и валидации поступающих промысловых замеров. Верификация происходит по принципу «от простого к сложному» в соответствии со следующими функциональными блоками:

Проверка на отсутствие данных. В зависимости от степени оснащенности скважины осуществляется проверка на наличие значений телемеханики. При отсутствии соответствующих

мероприятий на скважине и проверки, что датчик не находится в исключении, автоматически создается заявка на проверку работоспособности датчика.

Выявление зависящих значений. Данный тип проверки позволяет идентифицировать сбои в работе аппаратуры для последующего устранения неисправностей. Интегрировав ДАРС с другими системами источниками данных на промысле, позволяет учитывать актуальный режим работы оборудования, исключив определение номинального значения как аномального.

Выход измерений за граничные значения, обусловленные технологическими и техническими границами измерений приборов, а также физическими ограничениями измеряемых параметров.

Базовые статистические подходы с целью обнаружения выбросов, некорректных значений независимо по каждому временному ряду. В соответствии с этим подходом можно исключить значения промысловых замеров при их резком изменении. Например, буферное давление не может моментально увеличиться с 30 до 45 атм, если никаких работ в скважине не проводили. Для периодического фонда проверки усложняются. Прежде чем начать расчет, алгоритм отсекает моменты накопления. Валидируются только те промежутки времени, когда скважина работала. Основным алгоритмом данного этапа является модифицированный медианный фильтр, автоматически перестраивающийся учитывая предыдущие значения. На Рисунке 19 доверительный интервал, построенный на основе данного подхода, обозначен зеленым. Такой алгоритм позволяет фильтровать временной ряд от одиночных выбросов [277].



Рисунок 19 – Пример работы статистического подхода к верификации данных для буферного давления скважины (данные телеметрии)

Интеллектуальный алгоритм верификации промысловых замеров. С целью учета зависимостей между физическими величинами и временем, разработана модель с использованием вероятностных нейросетей [5], позволяющая проводить ретроспективную

фильтрацию данных в потоковом режиме. В основе алгоритма лежит принцип модели условного вариационного автокодировщика. Данный вид нейронной сети характерен тем, что позволяет с приемлемым качеством устанавливать главные зависимости в данных при заданных условиях. Особенностью модели исследования является ее вероятностная природа, то есть она способна вычислять распределения данных, а также распределения значений на определенных слоях нейросети. Распределение на выходе модели используется для оценки степени аномальности объектов. Специальные преобразования данных, введение весов и добавление ключевых признаков, позволяют бороться с пропущенными значениями (часто наблюдается в промышленных данных по причинам неисправности работы датчика, особенностей замерных мероприятий, несоответствия временных шкал для нескольких замеров и др.), и фиксировать важные закономерности в данных. Ключевым моментом в работе с признаками является специальная схема обработки временных рядов, а именно введение весов, зависящих от частоты измерений, подсчет взвешенных квантилей для разных интервалов времени (Рисунок 20).

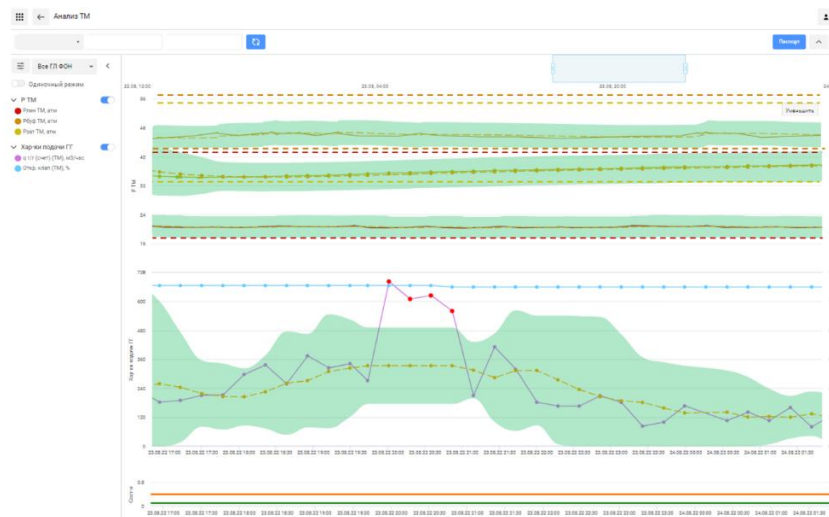


Рисунок 20 – Пример работы интеллектуального алгоритма верификации данных телеметрии

Также преимуществом данного подхода к верификации данных является возможность детектирования групповых выбросов, в отличие от предыдущего этапа, где используется медианный фильтр. При накоплении определенного числа нарушений в замерах в технологическую службу направляется отчет о некорректно работающем замерном оборудовании для планирования корректирующих мероприятий. Доступна также двухчасовая сводка о качестве замерной инфраструктуры по каждой скважине.

Помимо значений телемеханики производится анализ низкочастотная информация о режимах работы скважин (в работе ли скважина). Данная информация часто вносится вручную и подвержена человеческому фактору, иногда данных об остановках вводятся с опозданием.

Высокочастотные данные позволяют определять режим работы скважины, тем самым исключить человеческий фактор. Целесообразность точной информации о режиме работы обусловлена необходимостью применения конкретных алгоритмов анализа данных под определенный режим работы.

Важной задачей является и валидация замеров дебита. На первом этапе, с помощью диапазонов плотностей ГЖС при заданных давлениях и измеренных значений плотности, определяется корректность работы самой ГЗУ. Замер верифицируется на основе косвенных параметров - данных телемеханики и значений результатов проведенных исследований. Также на основе исторических данных о замерах дебита и мероприятиях, проводимых на скважине, непрерывно корректируется модель темпа падения добычи. Это позволяет предъявлять для поступающих замеров более актуальные и обоснованные границы, тем самым снижая вероятность утверждения и дальнейшего использования некорректного замера.

2.3. Автоматизация анализа высокодискретной телеметрии

В данном разделе приведены результаты исследований применимости методов динамической трансформации временной шкалы (DTW, dynamic time warping), методов агломеративной кластеризации, а также ряда статистических алгоритмов для автоматического выявления аномалий в работе скважины по данным высокодискретной телеметрии, включая сложный фонд: неявные внутрисменные простои, фактические режимы работы периодического и ЧЧ фонда, срывы подачи, подклинки, продувки (для г/л скважин), перегрузы, снижение изоляции [233, 236, 267, 277-280, 366]. Актуальность данного направления заключается в сокращении удельного расхода электроэнергии, снижении межремонтного периода технологического оборудования, понимании ограничений на интенсификационные мероприятия.

Предупреждение технологических осложнений и мониторинг нестабильно работающего фонда скважин. Реализованы модули по использованию высокочастотной информации для предупреждения технологических осложнений и контроля эксплуатации нестабильно работающего фонда скважин. Алгоритмы позволяют оперативно идентифицировать остановки и неявные внутрисменные простои (ВСП). На Рисунке 21 приведен пример работы модуля по предупреждению увеличения количества отложений твердой фазы (гидратов, парафинов) в элементах компоновки скважины и линии. Анализ основан на высокочастотных данных давления и температуры. Показаны временные ряды по давлениям в нескольких узлах для газлифтной скважины. Из него видно, что нетипичное поведение давления интерпретируется алгоритмом (бирюзовая подсветка) как подозрение на гидрат между устьем и лини (гидрат на устьевом

штуцере). Подобное нехарактерное изменение промысловых параметров началось более чем за 20 часов до остановки скважины из-за образования гидрата на угловике обвязки устья скважины. При оперативном реагировании можно было избежать потерь добычи вследствие простоя скважины.



Рисунок 21 – Визуализация результатов работы модуля по выявлению ВСП (данные телеметрии)

Важно отметить, что подобный анализ по предупреждению технологических осложнений, идентификации неявных простоев скважин привязан к сводной отчетности о добыче по активу: анализ всего фонда скважин проводится каждый час. Это позволяет выбрать скважины для проведения замерных и/или компенсационных мероприятий: начиная от ручных замеров и заканчивая мероприятиями по подаче химических реагентов, выводу скважин на режим и др.

Алгоритмы поиска интервалов с ВСП и интервалов с подозрением на АСПО. На основе статистических подходов рассчитываются режимные значения давлений. Анализируются не только значения нескольких дней до рассматриваемого интервала, но и аномалии, которые были на скважине. На основе статистического алгоритма PELT [6] определяются точки значительных изменений во временном ряду, которые являются началами интервалов аномалий. Используя время начала аномалии, рассчитывается индекс по скважине и отображается на карте Гтеетар всего фонда – давая пользователям быстрое представление о наличии и времени начала аномалии. Гтеетар можно группировать и выбирать размер ячеек по усмотрению пользователя, настраивая интерфейс под себя (Рисунок 22).

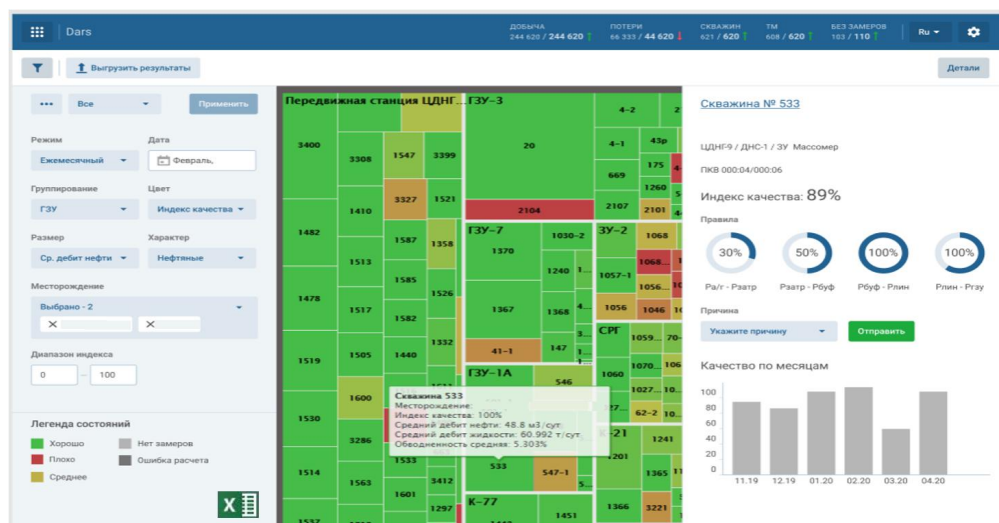


Рисунок 22 – Карта скважин (Treemap) [275]

Анализ периодического фонда скважин. В настоящее время значительная часть фонда скважин на месторождениях Западной Сибири эксплуатируется в режиме постоянного кратковременного включения (ПКВ). Данный режим отличается от более традиционного режима автоматического повторного включения тем, что циклы работы скважины и накопления существенно короче и составляют несколько минут, что позволяет спускать в скважины с относительно низкими добычными характеристиками более производительные насосы с высокими КПД, поддерживать стабильное целевое забойное давление, а также стабилизировать работу УЭЦН с низким давлением на приеме насоса и повысить наработку оборудования на отказ. Кроме того, данный режим эксплуатации расширяет рабочий диапазон системы «глубинное насосное оборудование – скважина», что актуально при вводе в эксплуатацию новых скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов, когда стартовый дебит может отличаться от установившегося в 5 раз и более вследствие длительного неустановившегося режима дренирования. Доля фонда скважин, работающих в режиме ПКВ, может составлять 70–80 % для месторождений на поздней стадии разработки. В этих условиях актуальными задачами являются автоматическое обнаружение нарушений в режиме эксплуатации такого фонда и оптимизация циклов его работы.

Необходимость дополнительной оптимизации работы фонда в режиме ПКВ после его первичной настройки возникает из-за изменения геологических либо технологических условий эксплуатации (изменение пластового давления, обводненности, газового фактора, износ элементов насосного или электротехнического оборудования). Вследствие указанных изменений эксплуатация насоса может стать неоптимальной по причине различных нарушений его работы: подклинивание, перегрузка, срыв подачи в течение цикла работы. Такие нарушения в цикле работы скважины можно выявить при анализе данных высокочастотной электротелеметрии. В

работе представлены результаты использования методов сегментации сигнала на основе тока, загрузки и активной мощности для выделения характеристик поведения параметров для каждого типа аномалий. Паттерны, характеризующие тот или иной тип аномалий, в автоматическом режиме идентифицируются при анализе данных электротелеметрии со станций управления и далее направляются в технологические службы вместе с запросами на корректировку режима эксплуатации таких скважин.

Для периодического фонда данная задача состоит в выделении рабочих циклов работы и отделении их от периодов накопления. Далее каждый период работы – «зубец» – рассматривается и анализируется с помощью алгоритма на основе машинного обучения. Основная задача – анализировать каждый цикл. Проблемы, детектируемые системой, построенной на основе разработанных алгоритмов: срывы подачи, клины и подклинки, недогрузки, длительные сверхплановые остановки.

Задача формирования библиотеки аномалий заключается в детальном анализе работы отдельной скважины. Для этого определяются технологические параметры, применимые к анализу, сегментируется сигнал, записанный станцией управления скважины, и рассчитывается матрица отображений сегментированного сигнала по алгоритму DTW [7]. Полученная матрица преобразуется методом главных компонент и кластеризуется методом агломеративной кластеризации. Особенность кластеризации при анализе сигнала со скважин с ПКВ в том, что нет готовой разметки зубцов на характерное и нехарактерное поведение скважины. Отбор кластеров, имеющих аномальное поведение сигнала производится экспертом, затем осредненное значение (среднее или медианное) кластера заносится в библиотеку аномалий (Рисунок 23).



Рисунок 23 – Пример занесения осредненного аномального кластера в библиотеку аномалий и блок-схема формирования библиотеки аномалий

Поиск сходства циклов с библиотекой аномалий заключается в массовом анализе большого количества скважин, для выявления участков аномальной работы скважин. Для этого для каждой скважины определяются технологические параметры, применимые к анализу и сегментируется исходный сигнал. Для полученных зубцов (циклов) рассчитывается расстояние по алгоритму DTW до всех аномалий из сформированной библиотеки и по установленному порогу фиксируется схожесть с соответствующей аномалией. На Рисунке 24 приведен пример автоматической идентификации нарушений работы скважины в режиме ПКВ. В данной скважине происходит срыв подачи насоса: при режимном значении частоты вращения в конце цикла ток (и нагрузка) значительно снижается. Из Рисунка 24 видно, что на протяжении всех циклов аномалия остается, соответственно необходимо провести корректировку цикла работы.



Рисунок 24 – Идентификация нарушений работы при автоматическом анализе данных электротелеметрии

Основные эффекты от корректировки цикла работы скважины связаны с повышением дебита нефти при том же уровне расхода электроэнергии, например, за счет уменьшения цикла накопления. Оптимизация работы скважины также может быть связана со снижением удельного расхода электроэнергии (УРЭ) вследствие уменьшения цикла работы за счет неэффективного периода: например, исключения периода срыва подачи в конце цикла работы скважины. В этих условиях насос уже не поднимает жидкость, но потребляет электроэнергию при работе на холостом ходе.

В настоящее время рассматриваемый в данном разделе модуль анализа аномалий апробирован на месторождениях ПАО «Газпром нефть». В результате апробации установлено, что для 26 % скважин, эксплуатируемых в режиме ПКВ, УРЭ можно снизить на 1–3 % за счет незначительной корректировки циклов работы и накопления. При этом в 17 % скважин требуется

существенная корректировка технологического режима. Необходимо отметить, что эксплуатация насосов без срывов подачи, подклиниваний и других осложнений увеличит межремонтный период работы, насосы прослужат дольше, что также улучшит экономические показатели актива.

2.4. Алгоритмы виртуальной расходомерии

Для оперативного мониторинга работы фонда и своевременного реагирования на возникшие отклонения по добыче важно понимать динамику изменения дебитов в постоянном режиме. Именно эту задачу решает алгоритм виртуальной расходомерии, восстанавливая дебит по фазам между реальными замерами по косвенным показателям. На подавляющем большинстве месторождений дебит скважин замеряется автоматизированными групповыми замерными установками (АГЗУ), переключаясь между набором скважин и замеряя каждую из них определенное время по заданному расписанию. Поэтому самый важный показатель, характеризующий работу нефтяной скважины – дебит, замеряется не в постоянном режиме. На нестабильно работающем фонде, где по регламенту каждая скважина замеряется сутки, перерыв между соседними замерами по скважине может достигать недели и более. Для таких месторождений особо актуально применение алгоритма виртуальной расходомерии, чтобы заблаговременно, до фактического замера детектировать отклонение от режимных показателей и устранить их. В отличие от дебита, другие показатели, такие как электротелеметрия с погружного оборудования, давления в узлах системы, поступают в постоянном режиме с достаточно низкой дискретностью (от секунд до десятков минут). Кроме того, точность замеров этих показателей достаточно высокая. Основная цель – разработать модель, которая позволит пересчитать дебит через данные параметры с частотой раз в час или чаще. Причем фокус в настоящей работе идет на специфику эксплуатации трудноизвлекаемых запасов. С точки зрения виртуальной расходомерии особенно остро стоит задача виртуальной расходомерии на фонде скважин с наличием пробкового режима течения.

Одним из наиболее распространенных способов классификации подходов к решению задач виртуальной расходомерии является их разделение на три группы: использование только физических моделей объектов добычи, методов машинного обучения или применение гибридных подходов [8].

В случае физического подхода способы реализации могут быть разными: в некоторых работах [11, 18] предлагается адаптировать полную модель скважины с граничными условиями по пластовому давлению и внутритрубному давлению. Полученные решения узлового анализа кривых притока и оттока для различных управляющих параметров: текущей частоты, диаметра

штуцера и внутритрубного давления в этом случае могут быть представлены в виде n -мерной таблицы, которую можно использовать для интерполяции и решения задач как виртуальной расходомерии, так и подбора новых режимов работы скважины, оборудованной УЭЦН. В других работах предлагается выделять из всей системы добычи гидравлические или электрические объекты [20]: определять дебит скважины по перепаду давления на штуцере, УЭЦН, потребляемой активной мощности. При этом возможно объединение нескольких моделей (например, ЭЦН + НКТ + штуцер), либо объединение независимых результатов расчетов путем усреднения прогнозируемых значений каким-либо образом. При использовании методов машинного обучения широко используются методы градиентного биннинга и различные архитектуры нейронных сетей, причем довольно часто в статьях упоминается простая полносвязная нейронная сеть прямого распространения или ансамбль различных методов [14]. Между тем, существуют существенные усовершенствования базовых подходов в виде физико-информированных нейронных сетей (PINN) [15], которые дополнительно показывают высокий рост точности при описании нестационарных процессов. В случае гибридных подходов [9, 13, 21] особое внимание уделяется способу объединения физических и статистических моделей: результаты расчетов цифрового двойника могут быть поданы в модель машинного обучения, которая делает окончательный прогноз с использованием дополнительно сформированных физических данных [15]. Однако возможна и обратная ситуация, когда физическая модель скважины является конечным элементом в процессе расчета. Кроме того, существуют подходы, в которых конечный расход определяется путем голосования результатов расчетов белого и черного ящиков, которых может быть несколько [10]. Расчеты могут идти параллельно и корректировать друг друга [19].

Также можно классифицировать методы решения задачи виртуальной расходомерии по количеству скважин, описываемых одной моделью: схема «одна скважина — одна модель» в целом работает для физических подходов, а также может использоваться для моделей машинного обучения с большими объемами данных. Особый интерес представляют общие модели в схеме «много скважин — одна модель», где обычно применяются алгоритмы машинного обучения и глубокого обучения: линейные модели, деревья решений, нейронные сети разных архитектур, включая полносвязные нейронные сети и трансформаторы с графовыми нейронными сетями. Последняя группа подходов предъявляет более высокие требования к качеству и количеству данных.

По использованию данных подходы также могут сильно различаться в зависимости от уровня оснащенности месторождения, для которого создавалось решение. Как правило, наличие датчика давления на входе и выходе ЭЦН является достаточным условием для построения высокоточной виртуальной системы измерения расхода. Однако в некоторых работах

описывается успешная реализация аналитических систем с меньшим набором данных, где недостающие значения давления в узлах системы рассчитываются с использованием других физико-математических моделей [23]. Имеются также положительные примеры использования дополнительных данных для повышения точности расчетов, таких как датчики забойного давления, температуры и портативные накладные датчики [17]. Также стоит упомянуть использование вероятностных подходов к оценке расхода, в которых выходом алгоритма является не только прогнозное значение, но и оценка достоверности ему с учетом неопределенности входных данных [12, 22]. С точки зрения внедрения в производство в отечественной практике стоит отметить результаты Пашали А.А. [343] в компании Роснефть и Ивановского В.Н. [344, 345] в компании Лукойл.

В данной работе представлена метамодель, основанная 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 25) [232, 236, 247, 267, 277-280].

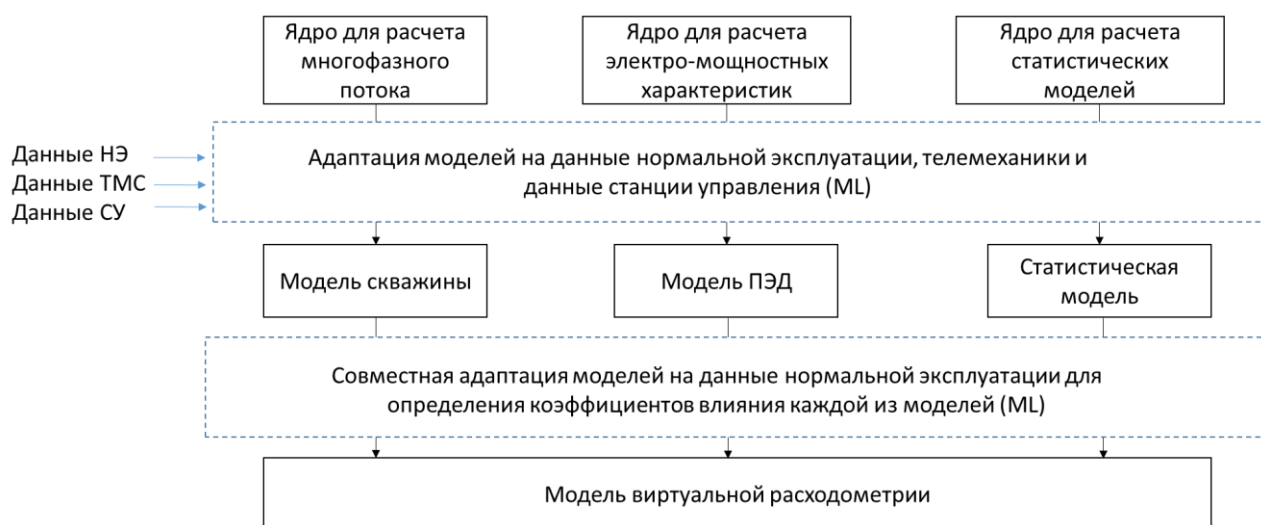


Рисунок 25 – Концепция подхода по решению задачи виртуальной расходомерии с учетом данных телеметрии

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. Каждая модель адаптируется на свой вектор параметров:

$$\begin{aligned}\widehat{W}(\vec{q}, \vec{p}, \vec{w}): |\vec{q}_{calc} - \vec{q}_{fact}| + \lambda_1 |\vec{p} - \vec{p}_{fact}| &\xrightarrow{\vec{w}} \min, \\ \widehat{E}(\vec{s}): |N_{calc}(\vec{q}, \eta) - N_{fact}| + \lambda_2 |I_{calc} - I_{fact}| &\xrightarrow{\vec{s}} \min, \\ \widehat{\Psi}(\vec{\zeta}): |\vec{q}_{calc}(\vec{\zeta}) - \vec{q}_{fact}| + \lambda_3 |\vec{p}_{calc}(\vec{\zeta}) - \vec{p}_{fact}| &\xrightarrow{\vec{\zeta}} \min,\end{aligned}\tag{2.1}$$

где $\vec{q}, \vec{p}, \vec{w}$ - вектор дебитов по фазам, вектор давлений с датчиков на компоновке скважины и вектор, описывающий внутреннюю компоновку скважины (размеры НТК, шероховатость, гидравлические диаметры и т.д.) соответственно;

N, I - активная мощность и фазовый ток;

$\vec{s}$ - совокупность параметров ПЭД (активное сопротивление, КПД, фазовый угол и т.д.);

$\vec{\zeta}$ - совокупность различных параметров доступных временных рядов (телемеханика, замеры АГЗУ, замеры динамического уровня;

$\vec{q}_{calc}(\vec{\zeta})$ и $\vec{p}_{calc}(\vec{\zeta})$ - предсказания на основе моделей машинного обучения;

$\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ - регуляризирующие коэффициенты.

Таким образом, данная модель объединяет три подхода: статистический, подходы на машинном обучении и подходы на моделировании. При этом применимость того или иного подхода, а также конкретной реализации их комбинации, определяется наличием исходных данных и технологической оснащённостью скважины, а также предсказательной способностью моделей по каждому направлению. Например, данный подход имеет существенное преимущество в случае, когда замеры на скважине полностью отсутствуют. В такой ситуации физико-математическая модель не может быть адаптирована, однако задача остается решаемой благодаря дополнительной статистической модели. Принцип остается схожим, за тем исключением, что вместо расчета адаптационных коэффициентов модели через физико-математический расчет, они рассчитываются через модель машинного обучения. Далее решается задача по получению показателей добычи с использованием данной калибровки через физико-математическую модель.

На Рисунке 26 представлен пример работы алгоритма виртуальной расходомерии для одной из скважин Западной Сибири.

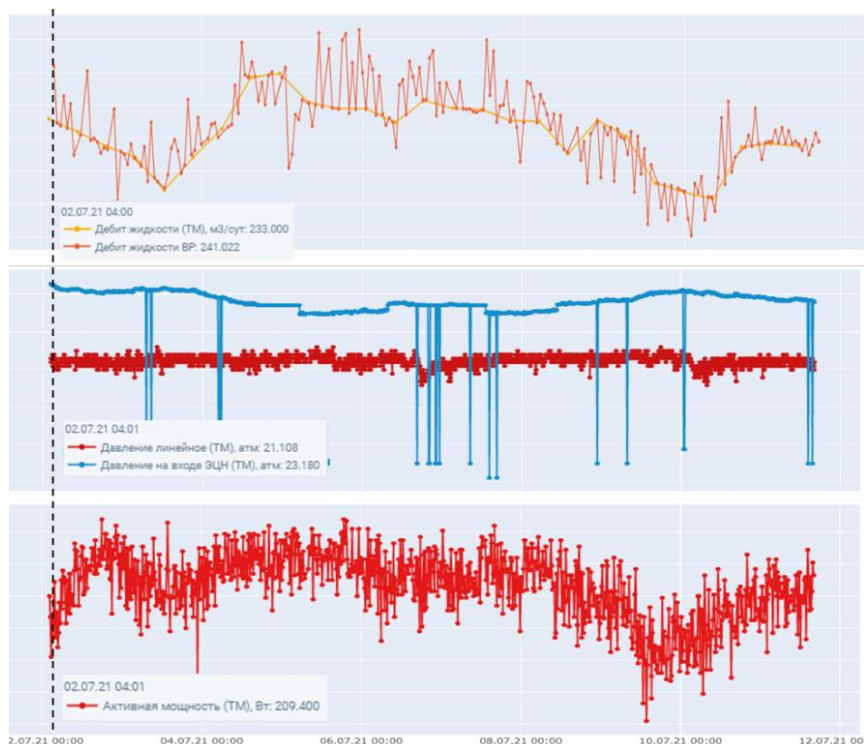


Рисунок 26 – Результат работы алгоритмов виртуальной расходомерии на примере одной из скважин Западной Сибири

Озвученные принципы виртуальной расходомерии позволяют решать бизнес-задачи недоступные традиционным методам для типовых месторождений Западной Сибири, включая сложный фонд скважин, характерный для трудноизвлекаемых запасов, а также фонд, по которому есть проблемы физическими инструментальными замерами.

Ниже представлен пример работы алгоритма виртуальной расходомерии на нестабильной скважине, на которой наблюдается снарядный режим течения с периодическими газовыми прострелами. Когда пузырь газа попадает в насосную установку наблюдается деградация напора, что снижает дебит в данный момент времени. Это приводит к тому, что традиционные подходы виртуальной расходомерии, основанные на псевдоустановившемся режиме течения флюида со средними показателями, работают плохо (см. верхний график на Рисунке 27). Метод, отраженный на Рисунке 25, предполагает общий гибридный подход, который в данном случае сводится к следующему: провести нормализацию коэффициента деградации напора с использованием данных электротехнической телеметрии. Таким образом по загрузке двигателя с учетом методов машинного обучения идентифицируется истинная деградация напора в каждый из моментов времени, а затем, используя эту информацию в соответствии с формулами (2.1), пересчитывается виртуальный дебит (см. средний и нижний графики на Рисунке 27). Видно, что прогноз с помощью предлагаемого гибридного подхода работает гораздо лучше простого моделирования, даже при наличии необходимой информации.

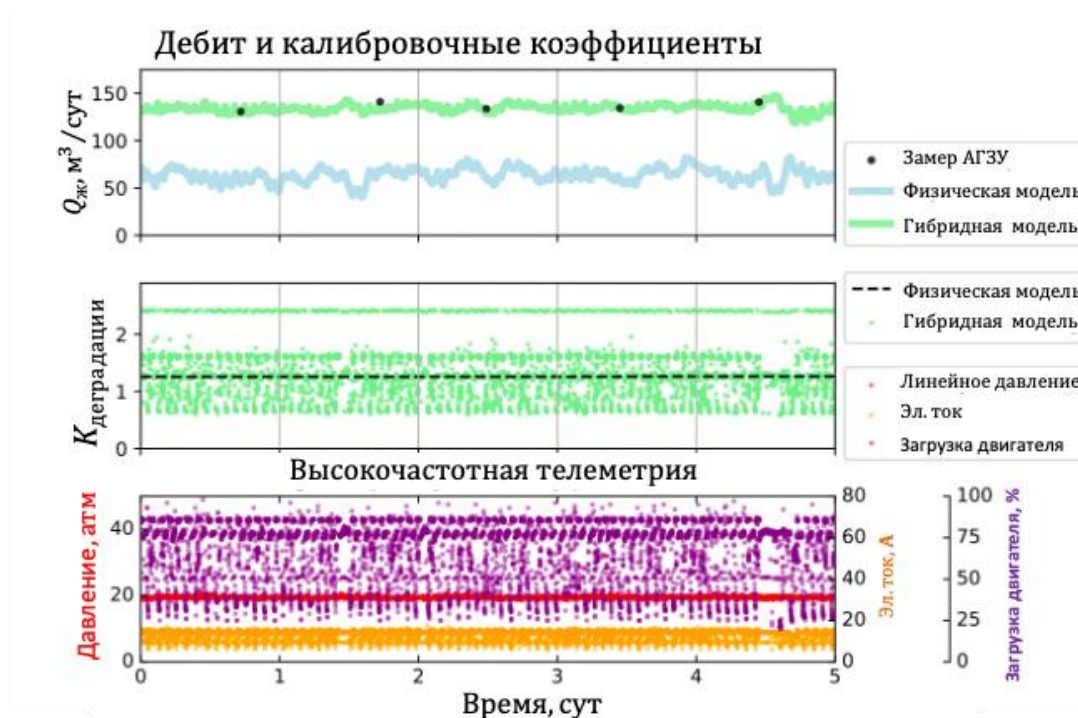


Рисунок 27 – Расчет виртуального расходомера с помощью моделирования и гибридного алгоритма

Алгоритмы виртуальной расходомерии в настоящий момент развиты только для скважин с большим количеством датчиков давления и температуры в компоновке, поскольку основаны на гидравлическом расчете многофазного потока в классических гидравлических симуляторах, таких как Prosper и PipeSim. Поэтому традиционные решения по виртуальной расходомерии относительно дорогостоящие, доступны только для скважин с большими дебитами и чаще всего используются на небольших активах с «золотым фондом», например, на шельфовых платформах. Предлагаемый в работе подход позволяет реализовать модули виртуальной расходомерии на активах с несколькими тысячами скважин с гораздо меньшими требованиями к оснащенности в замерной инфраструктуре. Алгоритмы виртуальной расходомерии реализованы при разработке промышленной платформы работы с высокодискретной телемеханикой ДАРС и успешно апробированы на более чем 10 тысячах скважин.

2.5. Выводы по Главе 2

Глава посвящена решению фундаментальной проблемы цифровизации в нефтегазовой отрасли: созданию системы для автоматического сбора, валидации и анализа больших объемов сырых промысловых данных, особенно высокочастотной телеметрии, которая традиционно не используется в полной мере. Ключевые **проблемы**, которые решаются:

– незрелая ИТ-архитектура: отсутствие единого информационного пространства, дублирование отчетности, ручной ввод данных, ограниченный доступ к первичной информации;

– низкое качество «сырых» данных: наличие выбросов, пропусков, «зависших» значений и других артефактов в данных телеметрии из-за неисправностей датчиков и оборудования;

– отсутствие оперативной информации о состоянии фонда: дебит скважин замеряется редко (раз в несколько дней или недель), что не позволяет оперативно реагировать на отклонения в добыче;

– неспособность традиционных методов анализа текущего состояния фонда скважин, основанных на моделировании решить описанную выше проблему: коммерческие гидравлические симуляторы не приспособлены для потокового анализа больших данных, требуют ручной настройки и не учитывают нестационарные процессы на трудноизвлекаемых запасах.

Для решения данных вызовов предложены **решения** и разработаны **методы**:

– предложены целевая ИТ-архитектура для учета и возможности доступа к сырым данным высокодискретной телеметрии;

– автоматическая валидация и подготовка данных: разработан многоуровневый алгоритм очистки «сырых» данных телеметрии: базовые проверки, статистические методы, интеллектуальные методы;

– автоматический анализ данных для диагностики: выявление внутрисменных простоев и осложнений;

– гибридный алгоритм виртуальной расходомерии: разработан метод для оперативного определения дебита скважин между замерами на основе косвенных данных (давления, ток, мощность).

Выводы:

– фундаментальное значение данных: создание единого, стандартизированного и очищенного массива промысловых данных является критически важным фундаментом для любой последующей цифровизации и внедрения сложных инструментов принятия технических и технологических решений;

– автоматизация как необходимость: ручная обработка больших объемов высокочастотных данных невозможна, поэтому многоуровневая автоматическая валидация с использованием как статистических, так и продвинутых методов машинного обучения - необходимое обязательное условие для получения качественного массива промысловых данных для условий эксплуатации трудноизвлекаемых запасов;

– проактивность вместо реактивности: анализ данных телеметрии в реальном времени позволяет перейти от реагирования на уже случившиеся проблемы (н-р, остановки) к их прогнозированию и предотвращению, что значительно сокращает потери добычи;

– экономическая эффективность: представленные инструменты имеют прямые, измеримые экономические эффекты, такие как снижение удельных затрат электроэнергии, увеличение наработки на отказ оборудования, сокращение непроизводительных простоев и оперативное выявление отклонений добычи;

– ключевой фактор для решения задачи виртуальной расходомерии для условий оснащённости замерной инфраструктурой и режимов эксплуатации трудноизвлекаемых запасов – гибридный подход: максимальная эффективность достигается при комбинации физических моделей (понимание природы процессов) и методов машинного обучения (выявление скрытых закономерностей в данных);

– практическая реализуемость: 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. ИНСТРУМЕНТЫ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ

Глава посвящена развитию методов анализа и мониторинга разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Озвученные методы основаны на моделях пониженной размерности, описывающих фильтрацию жидкости в коллекторах, типичных для трудноизвлекаемых запасов, характеризующихся неоднородностью, низкой проницаемостью, трещиноватостью, наличием контактных запасов. Разработанные методы позволяют проводить оперативные инженерные расчеты с приемлемой скоростью и возможностью к автоматизации в процессах инициации и адаптации. Представлены методы планирования и анализа производительности скважин в неоднородных и низкопроницаемых коллекторах, способ прогноза производительности скважин в подгазовых зонах, методы планирования обводнения, управления и оптимизации системы ППД в неоднородных коллекторах и коллекторах с высокой выработкой, методы оперативного анализа эффективности физико-химических и ранжирования по эффективности тепловых методов нефтеотдачи. Отдельное внимание уделено подходам повышения устойчивости алгоритмов построения карт свойств пласта.

3.1. Методы анализа и прогнозирования производительности неоднородных и низкопроницаемых коллекторов

3.1.1. Оценка производительности скважин сложного заканчивания

В данном разделе для задач описания псевдоустановившейся фильтрации предложено обобщение метода фильтрационных сопротивлений. Метод фильтрационных сопротивлений довольно распространенный метод вывода инженерных решений для производительности скважин на установившемся и псевдоустановившемся режимах. Например, одна из самых популярных формул для оценки продуктивности горизонтальных скважин получена с помощью данного метода [46]. Данные формулы обобщены и на более сложные типы заканчивания, например горизонтальные скважины с поинтервальным ГРП [48], многоствольные скважины и т.д.

Дифференциальное фильтрационное сопротивление

Суть метода заключается в том, что в общем случае задача трехмерной фильтрации декомпозируется на несколько двумерных или одномерных задач в зависимости от геометрии течения, в рамках которых удобно получить формулы для оценки фильтрационного сопротивления для каждой из сопряженных задач – величины пропорциональной разности давлений на границах и обратно пропорциональной общему потоку через эти границы. Далее

находится общее сопротивление рассматриваемой фильтрационной системы по аналогии с сопротивлением электрической цепи - здесь действуют те же правила сложения сопротивлений вследствие подобия уравнений электростатики и стационарной фильтрации.

В диссертации предлагается обобщить данный метод фильтрационных сопротивлений по аналогии с работой Meyer et al [47] путем введения дифференциального фильтрационного сопротивления для одномерного течения:

$$\rho(\xi) = \frac{\omega(\xi)}{\frac{A}{2\pi h} \frac{k(\xi)}{k}}, \quad (3.1)$$

где A – площадь течения;

h - мощность течения;

$\omega(\xi) = \frac{q(\xi)}{q(\xi_0)}$ – отношение величины потока в данной точке ξ к рассматриваемой точке ξ_0 .

Безразмерный коэффициент продуктивности может быть выражен через интеграл от такого сопротивления:

$$\frac{1}{J_D} = \int_{\xi_0}^{\xi} \rho(\xi) d\xi + c. \quad (3.2)$$

В случае комбинации нескольких одномерных течений, как например при описании трещины ГРП конечной проводимости, для нахождения продуктивности скважины необходимо произвести интегрирование суммы дифференциальных сопротивлений в соответствии с правилами их сложения в подынтегральном выражении.

Моделирование трещины ГРП переменной проводимости

Использование метода сопряженных сопротивлений основано на оценке распределения потока $\omega(\xi)$ в рассматриваемом течении. Данная информация может быть оценена независимо с использованием известных аналитических решений, полученных другими способами, что делает рассматриваемый метод более устойчивым и масштабируемым.

В параграфе приведен пример применения метода сопряженных сопротивлений для построения модели трещины ГРП с переменной проницаемостью [235] по аналогии с работой [47]. При этом оценка распределения потока вдоль трещины в отличие от работы Meyer [47], где она принимается линейной, получена из решения сопряженной задачи для эллиптической трещины на псевдостационарном режиме [49]:

$$u(\eta) = \frac{4k}{\mu \cdot x_f} \frac{p_i}{\sqrt{\sinh^2 \xi_1 + \sin^2 \eta}} \left[\frac{C}{4} (\sinh 2\xi_e - \sinh 2\xi_1) + \sum_{n=1}^{\infty} 2n \cdot A_n \cdot \sinh(2n(\xi_e - \xi_1)) \cos 2n\eta \right]. \quad (3.3)$$

Представленная выше математическая модель позволяет оценить продуктивность трещины с линейно-изменяющейся и непрерывной проводимостью. Одной из наиболее актуальных задач

для использования приведенной модели является оценка влияния ухудшения проводимости трещины ГРП вследствие различных технологических или геологических причин на продуктивность скважины. Ниже приведено сравнение результатов расчета с помощью предлагаемого в работе подхода и численного симулятора на примере случая загрязнения прискважинной зоны трещины ГРП. Такой вид осложнений является одним из наиболее распространенных в нефтяной практике и связан с некорректно подобранной плотностью раствора глушения скважины после ее освоения.

Рассмотрим влияние изменения проницаемости описанного типа загрязнения на безразмерный коэффициент продуктивности. Для этого произведем варьирование проницаемости загрязненной зоны в пределах от 100 мкм^2 (начальной/паспортной проницаемости проппанта в трещине) до 1 мкм^2 . Длина трещины ГРП в рассматриваемом примере равна 100 м. На Рисунке 28 представлено сравнение зависимости оценки безразмерного коэффициента продуктивности от проницаемости загрязнения в соответствии с рассматриваемой в статье методике с расчетами на численном симуляторе. Рассмотрено три варианта размеров области загрязнения (0,5 м, 10 м, 23 м).

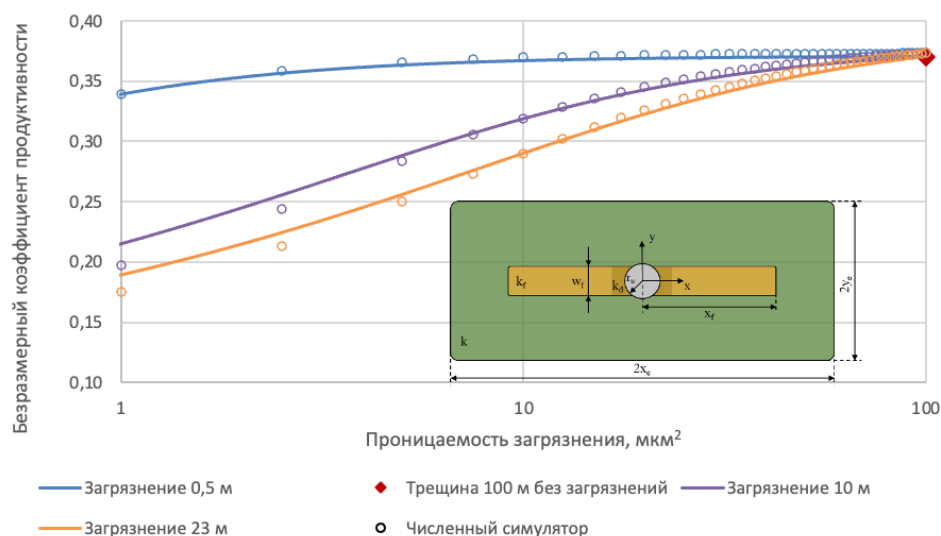


Рисунок 28 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности от проницаемости загрязнения при различных размерах загрязнения около скважины

В Таблице 1 также приведено сравнение погрешности вычисления коэффициента продуктивности для случая использования распределения притока вдоль трещины из сопряженной аналитической модели и без нее, т.е. в предположении о линейном распределении [47].

Таблица 1 – Относительное отклонение безразмерных коэффициентов продуктивностей по разработанной модели и модели [47] от численного симулятора

	Проницаемость загрязнения, мкм ²	1	5	10	20	40	60	80	100
Загрязнение 23 м	Модель с адаптацией α_q , %	8,1	2,5	0,1	1,0	1,2	1,0	0,9	0,7
	Модель при $\alpha_q =$ 1, %	6,9	6,1	4,1	0,4	3,1	4,6	5,3	5,7
Загрязнение 10 м	Модель с адаптацией α_q , %	9,2	1,6	0,2	0,8	0,9	0,8	0,8	0,7
	Модель при $\alpha_q =$ 1, %	7,7	6,3	2,7	1,4	4,1	5,1	5,5	5,7
Загрязнение 0,5 м	Модель с адаптацией α_q , %	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Модель при $\alpha_q =$ 1, %	7,2	3,3	4,8	5,4	5,6	5,7	5,7	5,7

Сравнительный анализ расчетов на представленной модели и результатов численного моделирования показывает хорошую сходимость аналитического решения с коммерческим симулятором. Также следует отметить, что с помощью предлагаемого подхода удастся добиться лучшей сходимости результатов расчета по сравнению с расчетом [47], что позволяет обеспечить большую точность и достоверность результатов моделирования для реальных условий геологических и технологических осложнений.

Рассмотрим другой практически важный случай, касающийся снижения проницаемости трещины ГРП на ее конце. Данная ситуация возникает на различных этапах эксплуатации скважины и связана с засорением трещины ГРП вследствие различных факторов: от технологических (неполное разложение геля) до геологических (загрязнение трещины мехпримесями, «затекание» глин и т.д.). При помощи описанной в работе модели можно оценить влияние данных факторов на продуктивность трещины. На Рисунке 29 представлены расчеты для случая различных проницаемостей загрязнения от 1 мкм² до 75 мкм², для различных размеров зоны загрязнения от 0 до 100 м. Начальная проницаемость проппанта в трещине равна 100 мкм², длина трещины – 100 м, как и в предыдущем примере.

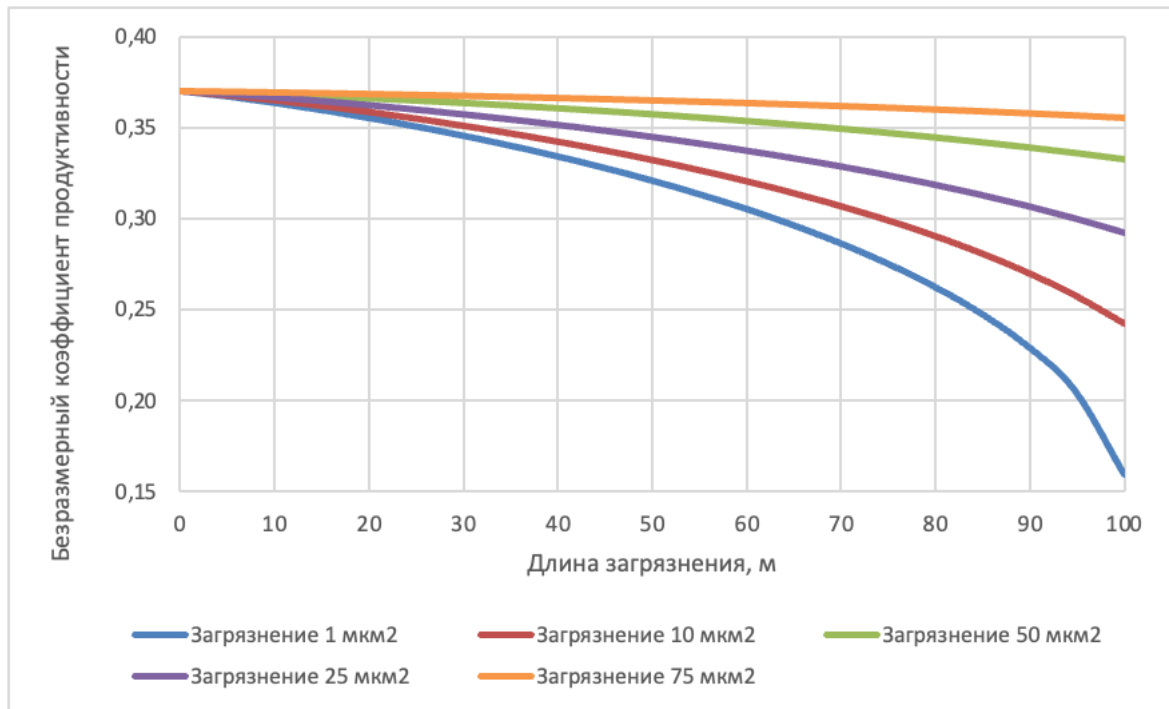


Рисунок 29 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности от размеров загрязнения при проницаемостях загрязнения на конце трещины

Использование преобразования Шварца-Кристоффеля для более сложных течений

Слабым звеном метода фильтрационных сопротивлений является необходимость наличия аналитического выражения для описания сопротивления для рассматриваемого течения – как правило работают с одномерными течениями и их сопряжением. Например, в формуле Joshi et al или Борисова и др. [50] последовательно рассматривается течение к вертикальной трещине и последующее схождение в вертикальной плоскости. В формуле Li et al для горизонтальной скважины с ГРП – это последовательное сопряжение одномерных течений: плоскопараллельное в пласте до трещин, плоскопараллельное между трещин, плоскопараллельное течение в трещине и радиальное схождение потока к горизонтальному стволу.

Ситуация с возможностью сопряжения одномерных течений с заданием параллельной или последовательной схемы в общем случае дифференциально фильтрационного сопротивления не всегда возможна: например, для течений сложной формы. Для сложных геометрий двумерных течений в работе предложено дополнить метод фильтрационных сопротивлений использованием преобразования Шварца-Кристоффеля:

$$w(z) = C_1 \int_0^z \prod_{k=1}^n (t - a_k)^{\alpha_k - 1} dt + C_2, \quad (3.4)$$

которое переводит верхнюю комплексную полуплоскость на внутренность произвольного многоугольника: точки вещественной оси a_k в точки многоугольника, причем $\alpha_k = \frac{\theta_k}{\pi}$ - радианная доля внутреннего угла k -ой вершины образа, а C_1 и C_2 – т.н. аксессуарные параметры,

которые определяются из координат конкретных точек образа/прообраза. Зачастую преобразование Шварца-Кристоффеля сводится к вычислению гипергеометрических функций или эллиптических интегралов, либо производится численно. Один из частных примеров применения преобразования Шварца-Кристоффеля приведен в работе [51] для случая моделирования производительности скважины с бесконечными пересекающимися трещинами ГРП.

На Рисунке 30 приведена схема быстрого конструирования моделей путем комбинации метода фильтрационных сопротивлений, преобразования Кристоффеля-Шварца и данных из сторонних решений на примере расчета модели вертикальной скважины с несколькими пересекающимися трещинами *конечной* проводимости.

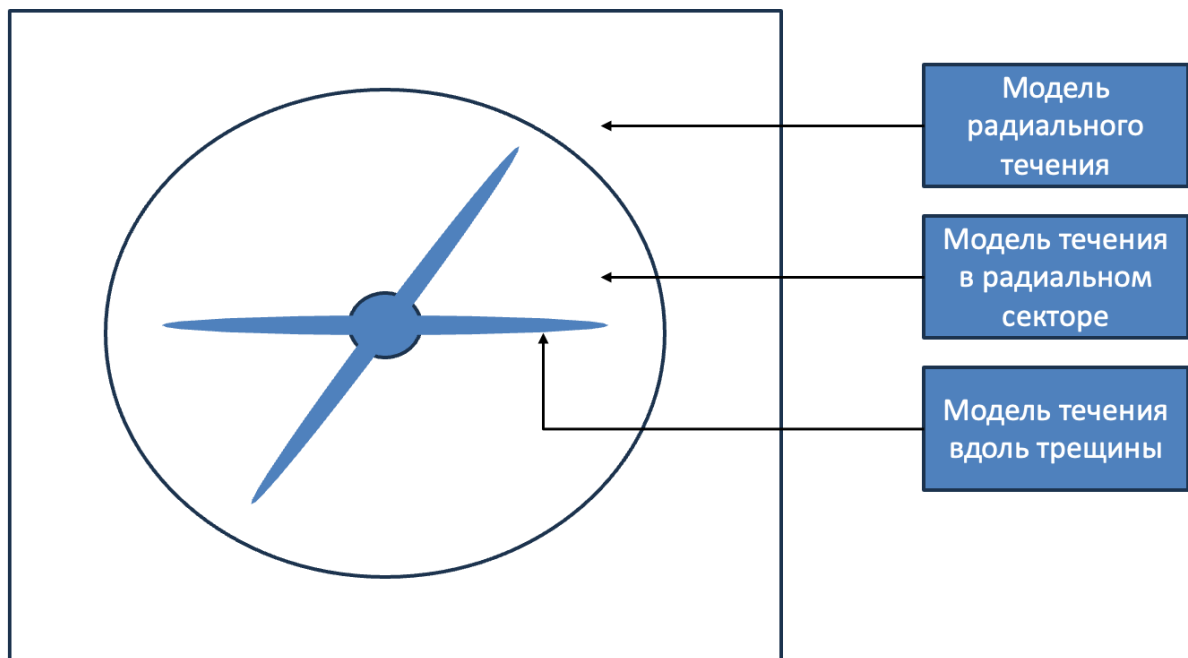


Рисунок 30 – Схема конструирования метамодели для вертикальной скважины с пересекающимися трещинами ГРП

К основным недостаткам метода фильтрационных сопротивлений можно отнести их ограничение использованием в задачах стационарной и псевдостационарной фильтрации. Тогда как на трудноизвлекаемых запасах переходные нестационарные процессы перераспределения давления могут наблюдаться в течение всей жизни месторождения. Тем не менее метод полезен для быстрых оценок добычных возможностей, определения основных влияющих на продуктивность факторов, ранжирования эффективности различных способов заканчивания и определения их оптимальных параметров.

3.2. Оценка производительности скважин в низкопроницаемых коллекторах на нестационарных режимах

В данном разделе предложены различные подходы для оперативного планирования и анализа производительности скважин сложного заканчивания на различных режимах работы с помощью метода источников, а также использование обобщения этого метода на слоистые коллекторы и коллекторы с резкой послойной неоднородностью, характерной для краевых низкопроницаемых зон месторождений Западной Сибири.

3.2.1. Прогноз производительности скважин в низкопроницаемых коллекторах

Для описания производительности скважин рассматривается решение однородного анизотропного уравнения пьезопроводности:

$$\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \varphi C_t \frac{\partial p}{\partial t} + \tilde{q}(x, y, z), \quad (3.5)$$

где $\tilde{q}(x, y, z)$ - объемная плотность источников массы.

Решение строится с помощью метода источников. Под источником понимается объемный интеграл от функции Грина для рассматриваемой краевой задачи фильтрации:

$$S(M, t) = \int_{D_w} G(M, M_w, t) dM_w, \quad (3.6)$$

где D_w – объем источника массы, M_w – точка в пределах источника массы, $G(M, M_w, t)$ – функция Грина.

Таким образом перепад давления от рассматриваемой источника может быть выражен как интеграл Дюамеля по времени:

$$\Delta p(M, t) = \frac{1}{\varphi C_t} \int_0^t q(\tau) S(M, t - \tau) d\tau, \quad (3.7)$$

где $q(\tau)$ – динамика дебита.

Использование и применение метода источников довольно подробно описано в [59-63]. Метод источников удобен тем, что позволяет в явном виде учесть особенности заканчивания скважины без возникновения проблем с необходимостью локального измельчения сетки, сами решения для источников могут быть аналитически получены для типовых геометрий области дренирования и типов заканчиваний скважины. Кроме того, такие алгоритмы по своей природе параллелизуемы, что связано с независимым вычислением функций источников.

Вычисление функций источников вблизи скважины сопряжено со сложностями в связи со особенностями в подынтегральных выражениях. Это приводит к долгим расчетам или ошибкам при слишком большом шаге по времени. Для решения озвученных проблем в работе предлагаются методы десуперпозиции, которые позволяют избежать данных проблем. Метод десуперпозиции заключается в том, чтобы, зная сумму (суперпозицию) решений, найти одно из ее составляющих. Это делается в тех случаях, когда имеются проблемы с вычислимостью подынтегрального выражения, к которому сводится метод источников, или в случае, когда известно аналитическое решение общей задачи, при этом входящее в него решение неизвестно и оно представляет интерес.

Суть метода заключается в том, чтобы в подынтегральном выражении вычесть и прибавить фундаментальное решение при вычислении функции источника: интеграл от разности уже не имеет особенности, а интеграл от фундаментального решения берется аналитически. Получаем «десуперпозицию» решения на две части – одна отвечает за влияние источника, а вторая за влияние границ.

Рассмотрим общее решение для перепада давления, полученное с помощью метода источников:

$$\Delta p(r, t) = \int_0^t \int_{\Gamma_w} G(r, t - \tau) dz d\tau, \quad (3.8)$$

где функция Грина имеет особенность вблизи границы скважины Γ_w , что приводит к проблемам при вычислении интеграла – для повышения точности необходимо уменьшать шаг по времени и пространству.

Для решения данной проблемы необходимо в подынтегральном выражении вычесть и прибавить фундаментальное решение – интеграл от разности уже не имеет особенности, интеграл от фундаментального решения берется аналитически. Например, при рассмотрении обычного трехмерного пространства, имеем:

$$G(r, t - \tau) = G(r, t - \tau) - \frac{\exp\left(-\frac{(r - r_w)^2}{4(t_D - \tau)}\right)}{(t_D - \tau)^{\frac{3}{2}}} + \frac{\exp\left(-\frac{(r - r_w)^2}{4(t_D - \tau)}\right)}{(t_D - \tau)^{3/2}}, \quad (3.9)$$

Рассмотрим применение метода десуперпозиции на примере задачи об определении продуктивности скважины частичного вскрытия. Решение задачи для скважины частичного вскрытия в радиальном пласте в соответствии с методом источников имеет следующий вид:

$$p_D(r, t) = \int_0^{t_D} \int_{-h_{wD}/2}^{h_{wD}/2} \left[G(r_D, t_D - \tau) - \frac{h_D}{4\sqrt{\pi}} \frac{q}{q_w} \frac{\exp\left(-\frac{(r-r_w)^2}{4(t_D-\tau)}\right)}{(t_D-\tau)^{3/2}} \right] dz d\tau \quad (3.10)$$

$$+ \int_{h_{wD}/2}^{h_{wD}/2} \int_0^{t_D} \frac{h_D}{4\sqrt{\pi}} \frac{q}{q_w} \frac{\exp\left(-\frac{(r-r_w)^2}{4(t_D-\tau)}\right)}{(t_D-\tau)^{3/2}} dz d\tau ,$$

где $G(r_D, t_D - \tau)$ – функция Грина для рассматриваемой задачи. Первый интеграл не имеет особенности и берется численно без проблем, а второй интеграл берется аналитически:

$$\int_0^{t_D} \frac{h_D}{4\sqrt{\pi}} \frac{q}{q_w} \frac{\exp\left(-\frac{(r-r_w)^2}{4(t_D-\tau)}\right)}{(t_D-\tau)^{3/2}} d\tau = \frac{qh_D}{2q_w} \frac{\operatorname{erfc}\left(\sqrt{\frac{(r-r_w)^2}{4t_D}}\right)}{\sqrt{(r-r_w)^2}}. \quad (3.11)$$

Необходимо отметить, что можно также поменять порядок интегрирования и использовать фундаментальное решение для стационарной задачи Лапласа:

$$\Delta p_D(r, t) = \int_0^{t_D} \int_{-h_{wD}/2}^{h_{wD}/2} \left[G(r_D, t_D - \tau) - \frac{q}{q_w} \frac{1}{4\pi r_D} \right] dz d\tau + \int_{h_{wD}/2}^{h_{wD}/2} \int_0^{t_D} \frac{q}{q_w} \frac{1}{4\pi r_D} dz d\tau. \quad (3.12)$$

Здесь аналогично первый интеграл не имеет особенности, а второй берется аналитически:

$$\int_{-h_{wD}/2}^{h_{wD}/2} \int_0^{t_D} \frac{q}{q_w} \frac{1}{4\pi r_D} dz d\tau$$

$$= \frac{t_D}{4\pi} \frac{q}{q_w} \int_{-h_{wD}/2}^{h_{wD}/2} \frac{dz_D}{\sqrt{(x_D - x_{wD})^2 + (y_D - y_{wD})^2 + (z_D - z_{wD})^2}} \quad (3.13)$$

$$= -\frac{t_D}{8\pi} \frac{q}{q_w} \ln \left(\frac{z_D - z_{wD} + \sqrt{(x_D - x_{wD})^2 + (y_D - y_{wD})^2 + (z_D - z_{wD})^2}}{z_{wD} - z_D + \sqrt{(x_D - x_{wD})^2 + (y_D - y_{wD})^2 + (z_D - z_{wD})^2}} \right) \Big|_{-h_{wD}/2}^{h_{wD}/2}.$$

На Рисунке 31 представлен результат вычисления распределения давления вдоль скважины конечного вскрытия без использования десуперпозиции и с ней для одного и того же шага. Видно, что решение получается более устойчивым.

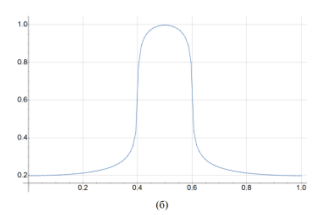
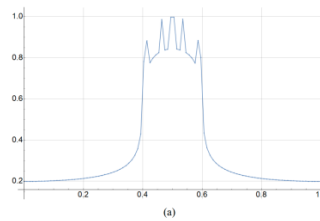
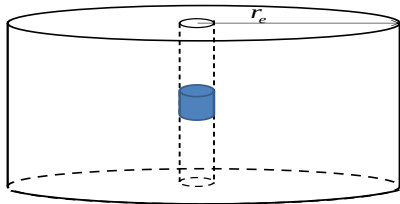


Рисунок 31 – Расчет распределения давления вдоль скважины конечного вскрытия без десуперпозиции и с ней

Озвученный подход лег в основу одного из самых распространенных инженерных инструментов в России для оценки продуктивности новых скважин, планируемых к вводу из бурения – геологического рейтинга бурения. Реализация метода источников стала актуальной при переходе к разработке краевых зон основных месторождений Западной Сибири с помощью горизонтальных скважин и горизонтальных скважин с ГРП [217, 218, 221, 222]. В отличие от конечно-разностных и конечно-элементных методов, здесь не возникает проблем с необходимостью локального измельчения сетки, а сложное заканчивание скважины напрямую учитывается в геометрии функции-источника.

На Рисунке 32 представлен пример моделирования горизонтальной скважины со 120 боковыми каналами, которые пробурены с использованием специальных буров («игл») с подачей кислоты. Расчет проведен в сравнении с классической многоствольной скважиной. Расчеты выполнялись для поиска оптимального способа заканчивания для вовлечения в разработку участков с низкой плотностью запасов на месторождениях Центрального Хоревейского Поднятия в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции [230].

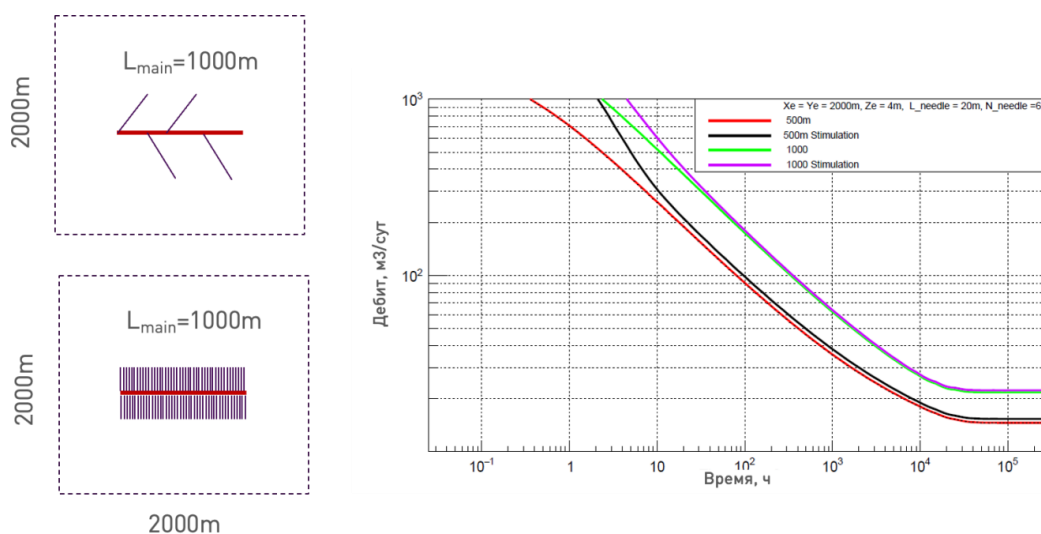


Рисунок 32 – Результат расчета скважины сложного заканчивания по типу «рыбья кость»

3.2.2. Обобщение метода источников в неоднородных коллекторах

Трещиноватые коллекторы

Для моделирования фильтрации в трещиноватых, слоистых коллекторах и коллекторах с резкой послойной неоднородностью в работе предлагается перейти в пространство Лапласа. Это позволяет аналитически учесть параметры трещиноватой среды. В пространстве Лапласа время является параметром, поэтому скорость расчета не зависит от длительности временного

интервала. Кроме того, в пространстве Лапласа существует фундаментальная связь между решениями для заданных давлений и дебитов источника, а интеграл Дюамеля, при моделировании работы источника переменной мощности, сводится к произведению образов функции источника и динамики мощности.

Озвученные свойства позволяют определить перепад давления для функции элементарного источника в предположении его постоянства во времени и равномерного распределения мощности по его объему:

$$\tilde{p}_D = \frac{\tilde{q}_D}{s} \int_{D_w} G(x_D - x_{wD}, y_D - y_{wD}, z_D - z_{wD}) dV \quad (3.14)$$

где s – параметр преобразования Лапласа.

Общий перепад давления от источника сложной формы сводится к интегрированию функции элементарного источника по объему. Например, чтобы получить выражение для горизонтальной скважины, необходимо провести интегрирование функции точечного источника по длине данной скважины. В литературе получено достаточно много аналитических решений для функций элементарных источников для различных геометрий течения [59-61]. Производительность скважины произвольного заканчивания сводится к численному интегрированию элементарного источника по объему данной скважины. В качестве такого элементарного источника в большинстве случаев подходит наклонный в двух осях линейный сегмент.

Основное ограничение метода источников заключается в том, что он сформулирован для однородных сред. Особенности трудноизвлекаемых запасов связаны с ярко выраженной неоднородностью ФЕС по вертикали и латерали. В работе представлено обобщение метода источников для слоистых сред, сред с резкой послойной неоднородностью, а также стохастически неоднородных сред.

Слоистые коллекторы

Рассмотрим многопластовую систему (Рисунок 33). Каждый из пластов является однородным. На внешних границах пластов – на первом и последнем – задаются соответствующие граничные условия отсутствия перетока или поддержания постоянного давления. Для моделирования слоистых коллекторов с помощью метода источников предлагается перейти из обычного трехмерного пространства в одномерное пространство Фурье-Лапласа [64, 71]. Каждый пласт будем предполагать однородным и изотропным, анизотропный вариант сводится к изотропному заменой переменных. Таким образом в каждом из пластов решается уравнение (3.5).

Для нахождения функции источника последовательно произведем преобразование Фурье по синусам или косинусам в зависимости от граничных условий: если задано условие на функцию, то используем синус-преобразование, если на производную - косинус (граничные условия предполагаются однородными):

$$\begin{aligned} F \left[\frac{\partial^2 \tilde{p}_{Di}}{\partial x_D^2} \right] (\alpha) &= -\alpha^2 \tilde{p}_{Di}, \\ F \left[\frac{\partial^2 \tilde{p}_{Di}}{\partial y_D^2} \right] (\beta) &= -\beta^2 \tilde{p}_{Di}, \end{aligned} \quad (3.15)$$

где $\alpha_n = \frac{\pi n}{x_{eD}}$, $\beta_m = \frac{\pi m}{y_{eD}}$, m, n – параметры преобразований латеральных переменных.

Таким образом, выражение (3.5) в пространстве Фурье-Лапласа сводится к следующему виду:

$$\frac{\partial^2 \bar{\bar{p}}_{Di}}{\partial z_D^2} - \left(\frac{s}{\kappa_{Di}} + \alpha_n^2 + \beta_m^2 \right) \bar{\bar{p}}_{Di} = 0, \quad (3.16)$$

где $\bar{\bar{p}}_{Di}$ – образ функции порового давления в пространстве Фурье-Лапласа;
 s – параметр преобразования Фурье.

Решение такого уравнения ищется довольно просто:

$$\bar{\bar{p}}_{Di} = F_i \cosh(v_i z) + G_i \sinh(v_i z), \quad (3.17)$$

где $v_i = \sqrt{\frac{s}{\kappa_{Di}} + \alpha_n^2 + \beta_m^2}$, параметры находятся из граничных условий, а обратное преобразование Лапласа выполняется с помощью численного алгоритма [67], и формул обращения преобразования Фурье по синусам и косинусам.

Для слоистых сред можно показать [64, 71] что существует линейная связь между значениями функции $\bar{\bar{p}}_{Di}$ и производной $\frac{\partial}{\partial z} \bar{\bar{p}}_{Di}(\alpha_n, \beta_m, z, s)$ на различных границах среды. Таким образом, поиск функции источника сводится к решению ряда взаимоувязанных систем линейных уравнений для каждого из слоя многослойной системы, поскольку нормальная производная и значения образа давления на верхней и нижней границах связаны между собой линейной связью. Образ давления $\bar{\bar{p}}_{Di}(\alpha_n, \beta_m, z, s) = \tau(z)$ и производной $-\frac{\partial}{\partial z} \bar{\bar{p}}_{Di}(\alpha_n, \beta_m, z, s) = \varphi(z)$ (α_n, β_m и s параметры преобразования Фурье по синусам/косинусам и Лапласа соответственно) связаны между собой в соответствии со следующим выражением:

$$\begin{pmatrix} \bar{\bar{p}}_{Di}(\alpha_n, \beta_m, 0, s) \\ -\frac{\partial}{\partial z} \bar{\bar{p}}_{Di}(\alpha_n, \beta_m, 0, s) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{pmatrix} \cdots \begin{pmatrix} A_i & B_i \\ C_i & D_i \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{\bar{p}}_{Di}(\alpha_n, \beta_m, z_i, s) \\ -\frac{\partial}{\partial z} \bar{\bar{p}}_{Di}(\alpha_n, \beta_m, z_i, s) \end{pmatrix} \quad (3.18)$$

где $A_i = D_i = \cosh(v_i h_i)$, $B_i = \frac{\mu_i}{\kappa_i v_i} \sinh(v_i h_i)$, $C_i = \frac{\kappa_i v_i}{\mu_i} \sinh(v_i h_i)$, e_i – мощность пропластков.

Для нахождения функции источника необходимо записать такие системы выражений для рассматриваемого пласта.

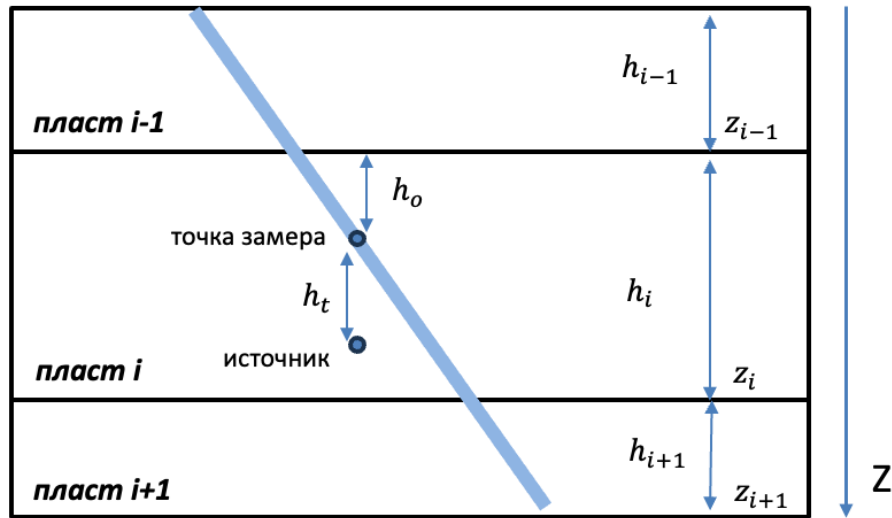


Рисунок 33 – Нахождение функции источника в слоистом коллекторе в пространстве Фурье-Лапласа

Коллекторы с резкой послойной неоднородностью

В работе также предложен подход по моделированию скважин произвольного заканчивания в продуктивном прослое, ограниченном низкопроницаемыми кровлей и подошвой (Рисунок 34). Подход основан на конструировании функции источника для такого случая и интегрировании этой функции по траектории скважины. Функция источника строится с учетом следующих упрощений: фильтрация в кровле и подошве рассматривается только вдоль вертикальной координаты, а уравнения фильтрации в продуктивном прослое усредняются по вертикали. С помощью такого способа получен ряд решений, описывающих производительность скважины в резконеоднородном слоистом коллекторе [217, 267]. Так, в пространстве Лапласа функция источника для бесконечного по латерали пласта, ограниченного непроницаемой кровлей и подошвой, выглядит следующим образом:

$$\Delta\tilde{p} = \frac{q\mu}{2\pi k_1 h_1} \left[K_0 \left(r \sqrt{\frac{s}{\kappa_1} - g} \right) + 2 \sum_{n=1}^{\infty} K_0 \left(r \sqrt{\frac{s}{\kappa_1} - g + \frac{\pi^2 n^2}{h_1^2}} \right) \cos \pi n \frac{z}{h_1} \cos \pi n \frac{z_w}{h_1} \right], \quad (3.19)$$

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

где q - мощность источника;

s - параметр преобразования Лапласа;

κ – коэффициент пьезопроводности соответствующего пласта.

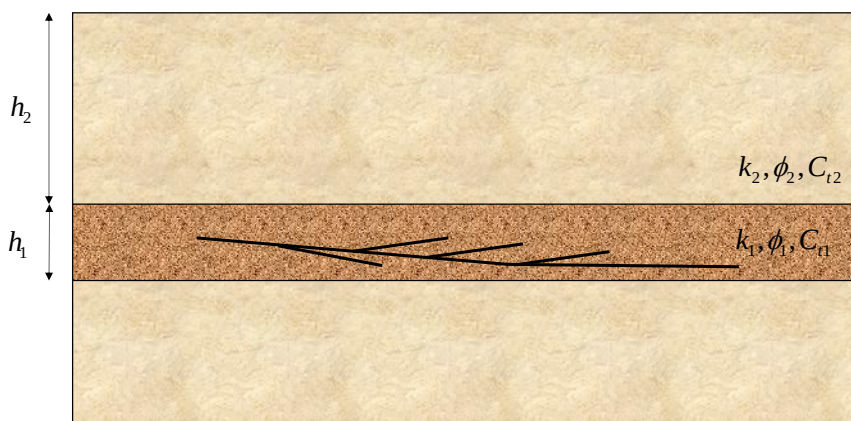


Рисунок 34 – Скважина сложного заканчивания в высокопроницаемом прослое в присутствии двух низкопроницаемых слоев большой емкости

Данная модель используется при анализе работы скважин, вскрывающих отложения, в которых существенную роль на динамику производительности оказывают большие объемы крайне низкопроницаемого коллектора в присутствии прослоев «традиционного» коллектора: месторождения сланцевой нефти (баженовская свита) и низкопроницаемые ачимовские терригенные отложения в Западной Сибири.

Стохастически неоднородные коллекторы

Для расчета производительности скважины сложного заканчивания в неоднородном коллекторе предложен подход по расширению метода источников за счет введения на каждом сегменте скважины «гео-скинфактора», параметры которого связаны с характеристиками распределения ФЕС вокруг скважины, в том числе со стохастическими свойствами распределения при рассмотрении фильтрации в неоднородной среде в стохастическом приближении распределения ее свойств [69, 70]:

$$\tilde{s}_{geo} = \left(\frac{k}{k_a} - 1 \right) \ln \frac{r_a}{r_w}, \quad (3.20)$$

где проницаемость k_a и радиус r_a возмущенной зоны вокруг скважины, так же как и проницаемость пласта k оценивается дополнительно с помощью методов теории возмущения в стохастически неоднородных средах, либо с помощью аналитических оценок (см. например [65, 66, 68]).

3.2.3. Модель для продуктивности скважины в пласте с резкой неоднородностью развития коллектора по латерали

В данном разделе приводятся подходы для моделирования пластов с неоднородным развитием коллектора по латерали. Такие участки характерны для краевых зон основных крупных месторождений Западной Сибири, однако изложенный модель может быть использована более широко в случаях, когда радиус корреляции коллектора сравним либо меньше расстояния между скважинами. В параграфе представлена математическая модель производительности скважины в таком расчлененном коллекторе, которая сводится к задаче работы многопластовой системы.

Описание интегральных статистических характеристик расчлененного коллектора

При заводнении низкопроницаемых пластов не редка ситуация, когда только часть продуктивного горизонта простирается от добывающей до нагнетательной скважины, а оставшаяся часть коллектора выклинивается в межскважинное пространство и вскрывается только одним типом скважин. Работа новых добывающих скважин в данных пластах отличается высоким темпом снижения добычи жидкости, а при остановке для ремонта нагнетательных скважин, их разрядка занимает длительное время (Рисунок 35).

При разработке таких коллекторов возникает ряд проблем. Значения пусковых дебитов новых скважин, определенных с помощью карты проницаемости (построенной по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС), данных анализа керна, данных нормальной эксплуатации и т.д.), с необходимой точностью согласуются с фактическими данными. Однако расчетный темп снижения добычи существенно выше фактического (Рисунок 35). При этом невозможно своевременно разделить влияние на снижение производительности скважины уменьшения пластового давления из-за несформированной системы поддержания пластового давления во время разбуривания участка и пониженных по сравнению с прогнозом эффективных фильтрационных свойств неоднородной среды. Это может привести к ошибочным решениям по ускорению перевода нагнетательных скважин (без отработки на нефть), что сказывается на эффективности проекта в целом.

Таким образом, отсутствие физически содержательных аналитических моделей для интерпретации сверхлимитного падения дебита скважин ведет к проблемам в планировании добычи от участков, вводимых в разработку. Кроме того, использование традиционного подхода планирования темпа падения на основании статистики работы скважин прилегающих зон недопустимо, вследствие сильных отличий фильтрационно-емкостных свойств участков, разрабатываемых в текущий период и участков, планируемых к бурению.

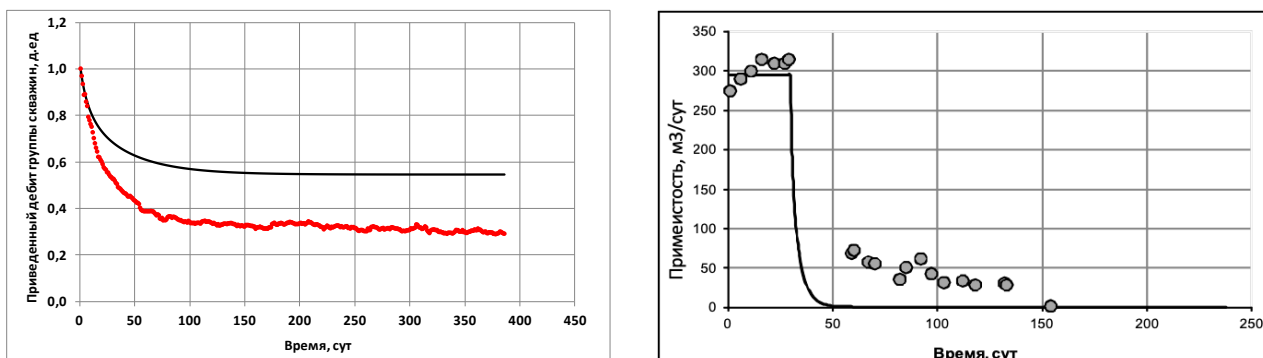


Рисунок 35 – Сравнение фактического и рассчитанного темпов падения жидкости группы новых скважин (слева); Пример снижения примеистости нагнетательной скважины после ее остановки (справа)

● ● - фактические данные
 — - расчетная динамика с помощью модели работы скважины

Анализ геологических условий осадконакопления, а также длительной работы скважин показывает, что высокое снижение дебитов новых скважин, а также длительная разрядка нагнетательных скважин связана с присутствием изолированных прослоев – линз – песчаных тел, вскрываемых только одним типом скважин (Рисунок 36). Вследствие отсутствия перетока на границе линз, часть продуктивного пласта на добывающих скважинах работает на истощение, а часть продуктивного пласта на нагнетательных скважинах имеет повышенное поровое давление. Это является причиной высокого темпа снижения дебита жидкости добывающих скважин и длительной разрядки нагнетательных.

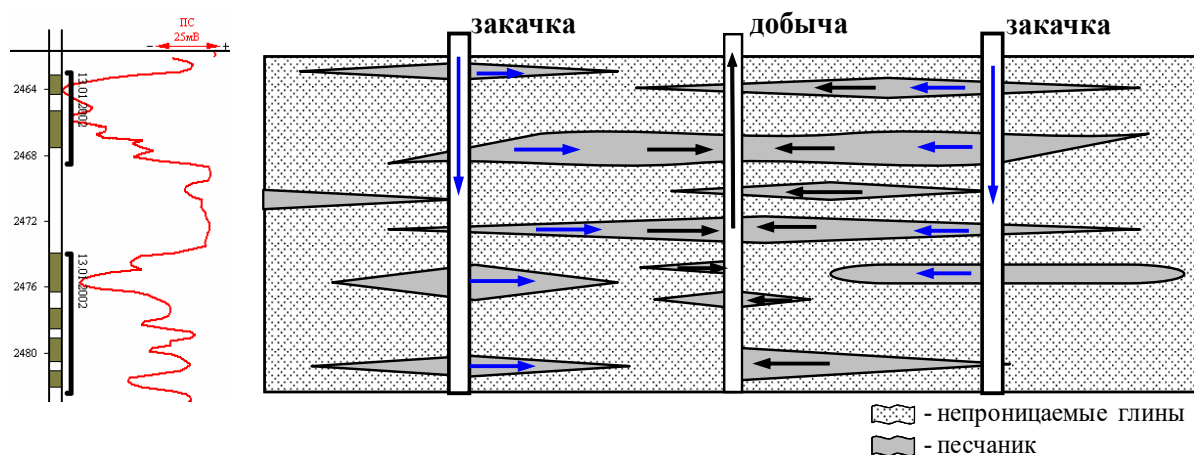


Рисунок 36 – Расчлененный коллектор

Описанный выше неоднородный коллектор будем моделировать совокупностью песчаных тел различного размера. Размеры песчаных тел будем описывать с помощью распределения с плотностью вероятностей $f(r)$. Рассмотрим песчаное тело и сетку скважин (Рисунок 37). Для произвольной (примем для определенности - пятиточечной) системы разработки (Рисунок 37, а)

существует несколько вариантов взаимного расположения скважин и песчаного тела в пределах элемента симметрии системы разработки: тело не вскрывает ни одна скважина, тело вскрывает одна (нагнетательная или добывающая) скважина, тело вскрывает две скважины (нагнетательная и добывающая).

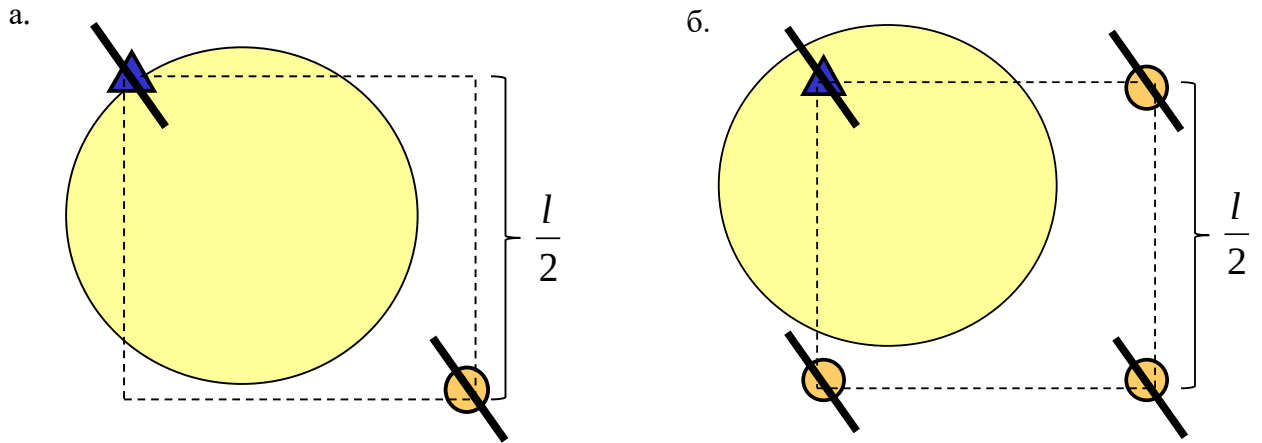


Рисунок 37 – Примеры взаимного расположения сетки скважин и песчаного тела:
а. - пятиточечная система разработки;
б. - девятиточечная система разработки.

Обозначим соответствующие вероятности через ξ_0 , ξ_1 и ξ_2 . Для определения коэффициентов гидродинамической несвязности коллектора необходимо знать зависимость данных вероятностей от размера тела: $\xi_i(r)$. В общем случае, когда тела имеют сложную форму или необходим учет трещины ГРП значительной протяженности, вычисление данных вероятностей может потребовать использования метода Монте-Карло [78, 79]. В случае, когда песчаное тело имеет относительно простую форму, система разработки регулярная, а полудлина трещин ГРП много меньше среднего расстояния между скважинами, эти вероятности ξ_0 , ξ_1 и ξ_2 можно вычислить аналитически [24].

На Рисунке 38 изображены зависимости рассматриваемых вероятностей от размера тела для плотности сетки скважин $A = 25 \text{ га/скв.}$ Так как три рассматриваемых случая включают все возможные события для пятиточечной системы (тело вскрывает одна, две или вообще не вскрывает ни одна из скважин), то очевидно, что: $\xi_0 + \xi_1 + \xi_2 = 1$, что также отражено на графике.

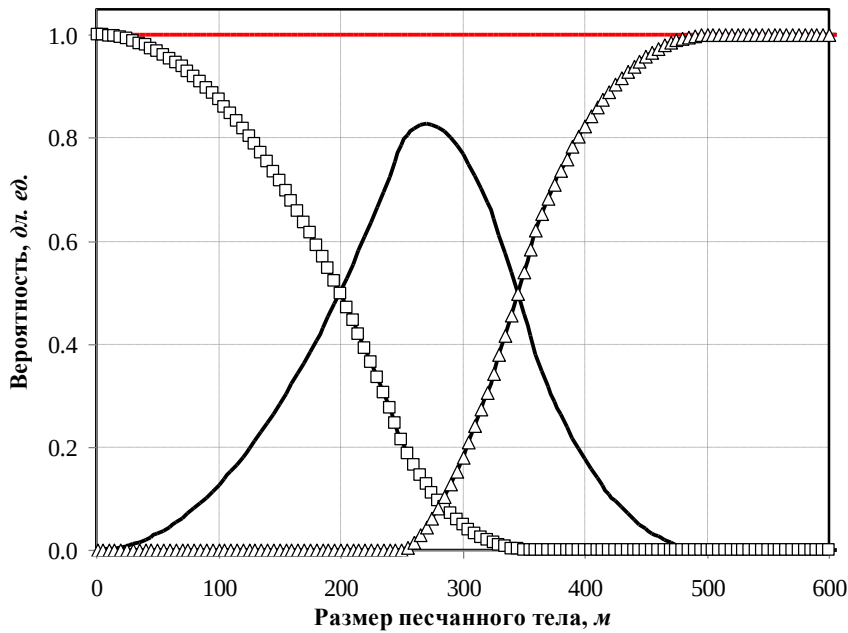


Рисунок 38 – Зависимости вероятностей вскрытия и не вскрытия песчаного тела различного размера для пятиточечной системы разработки:

- - Вероятность ξ_0 , что тело не вскрывает ни одна скважина;
- - Вероятность ξ_1 , что тело вскрывает одна (нагнетательная или добывающая) скважина;
- △— - Вероятность ξ_2 , что тело вскрывают две скважины (нагнетательная и добывающая);
- - $\xi_0 + \xi_1 + \xi_2 = 1$.

С помощью данных величин можно вычислить вероятность для тела данного размера быть не вовлеченным в разработку (то есть быть вскрытым только нагнетательной или вообще не быть вскрытым ни одной из скважин), быть вскрытым только добывающими скважинами или одновременно всеми типами скважин. Для пятиточечной системы эти вероятности выражаются следующим образом, соответственно:

$$\begin{aligned}\xi_{невскр}(r) &= \xi_0(r) + 0.5\xi_1(r), \\ \xi_{несв}(r) &= 0.5\xi_1(r), \\ \xi_{дрен}(r) &= \xi_2(r).\end{aligned}\tag{3.21}$$

Одновременно с этим существует также вероятность появления тела данного размера. Она выражается через введенную выше функцию плотности вероятности распределения песчаных тел по размеру $f(r)$. Перемножив вероятность тела данного размера быть вскрытым добывающей и нагнетательной скважинами $\xi_{дрен}(r)$ на плотность вероятности возникновения данного тела $f(r)$, получим модифицированную плотность вероятности, отражающую функцию распределения для тел, вовлеченных в заводнение (вскрытых добывающими и нагнетательными скважинами): $f_{дрен}(r) = \xi_2(r)f(r)$. Аналогично, для пятиточки: $f_{невскр}(r) = [\xi_0(r) + 0.5\xi_1(r)]f(r)$, $f_{несв}(r) = 0.5\xi_1(r)f(r)$.

На Рисунке 39 изображены модифицированные плотности вероятностей $f^{вскр}(r) = [1 - \xi_0(r) - 0.5\xi_1(r)]f(r)$, $f^{дрен}(r)$, $f^{несв}(r)$ соответственно вовлеченных (тел охваченных разработкой), дренируемых тел и тел, несвязанных с системой ППД, а также плотность вероятности распределения песчаных тел по размерам $f(r)$ на примере пятиточечной системы разработки.

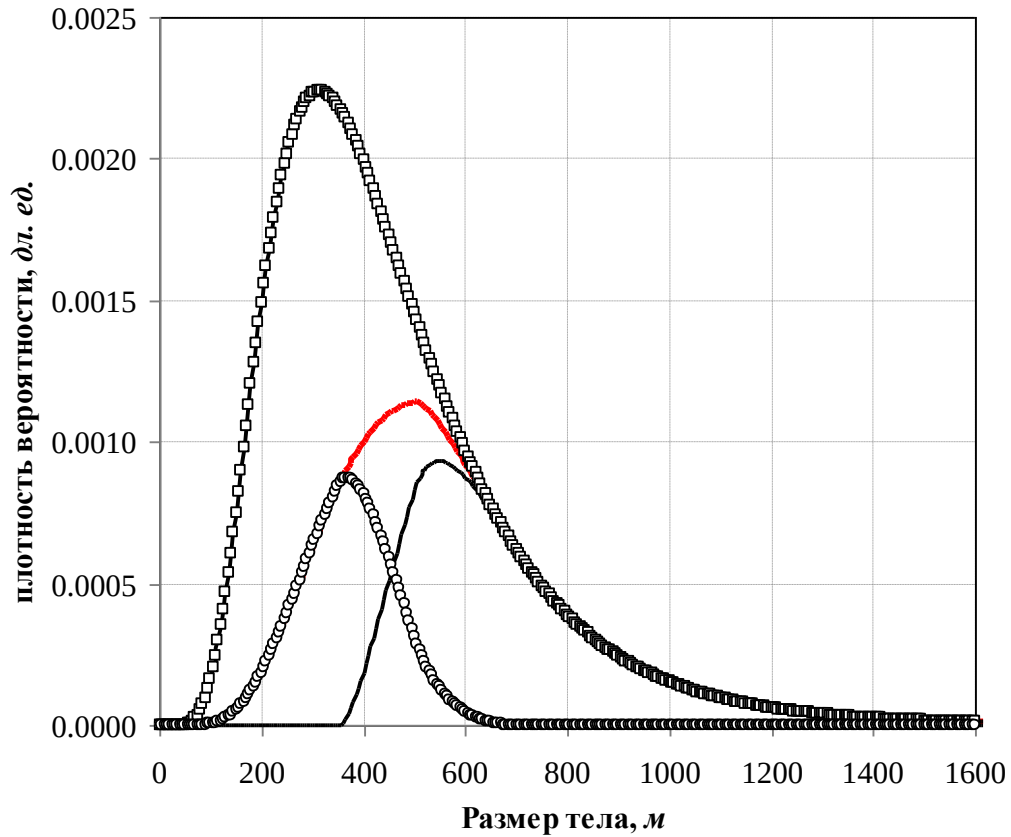


Рисунок 39 – Модифицированные плотности вероятностей:

- - плотность вероятности распределения песчаных тел по размерам $f(r)$;
- - модифицированные плотности вероятностей $f^{вскр}(r)$;
- - модифицированные плотности вероятностей $f^{дрен}(r)$;
- - модифицированные плотности вероятностей $f^{несв}(r)$.

Проинтегрировав модифицированную плотность вероятностей $f^{несв}(r)$ по всем размерам тел, получим оценку средней несвязности коллектора – долю пласта, работающую на истощение:

$$K_{несв} = \frac{h_{несв}}{h} = \frac{\int_0^{+\infty} f^{несв}(r) dr}{\int_0^{+\infty} [f^{дрен}(r) + f^{несв}(r)] dr}, \quad (3.22)$$

Для пятиточечной системы разработки:

$$K_{несв} = \frac{\int_0^{+\infty} 0,5\xi_1(r)f(r)dr}{\int_0^{+\infty} [0,5\xi_1(r) + \xi_2(r)]f(r)dr}. \quad (3.23)$$

Средний размер ограниченной линзы – полудлину несвязанного с системой ППД тела – определим с помощью следующей формулы:

$$r_{несв} = \frac{\int_0^{\infty} r \cdot f_{несв}(r) dr}{\int_0^{\infty} f_{несв}(r) dr}. \quad (3.24)$$

С использованием формул (3.22) и (3.24) исходя из плотности сетки скважин и их взаимного расположения (шаблона системы заводнения) определяются статистические характеристики неоднородности коллектора: параметр связности и средняя длина несвязанного с системой ППД тела.

Прогноз показателей разработки неоднородного коллектора

В данном разделе получены аналитические выражения для коэффициента вскрытия и коэффициента охвата сеткой скважин нефтеносных пластов с неоднородным строением коллектора. Коэффициент охвата вытеснением $K_{охв}$ является важнейшей характеристикой, отражающей эффективность планируемой и существующей систем разработки нефтяного месторождения (плотность, схему размещения и тип заканчивания скважин). Данный показатель определен как отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему пласта в выбранном расчетном контуре. Вычисление коэффициента охвата необходимо для прогнозирования целевого коэффициента извлечения нефти.

При разработке месторождения с использованием технологии вытеснения, целевой КИН рассчитывают по модифицированной формуле акад. А.Н. Крылова:

$$КИН = K_{выт} \cdot K_{охв} = K_{выт} \cdot K_{охвS} \cdot K_{охвh}. \quad (3.25)$$

где $K_{выт}$ - коэффициент вытеснения нефти закачиваемым агентом (определяется по лабораторным исследованиям керна);

$K_{охвS}$ и $K_{охвh}$ - коэффициенты охвата вытеснением по площади и по мощности пласта соответственно.

На значение коэффициентов $K_{охвS}$ и $K_{охвh}$ оказывают влияние неоднородное строение залежи, вертикальная расчлененность и зональная прерывистость пластов. Если существует гидродинамическая модель месторождения, корректно воспроизводящая особенности строения залежи, то вычисление коэффициента охвата не составляет большого труда. Однако длительность адаптации, неопределенность и недостаток входных данных, необходимых для инициализации модели, могут ограничивать применение 3-D симуляторов для прогнозирования как $K_{охв}$ так и $K_{охвS}$, $K_{охвh}$.

Что касается коэффициента охвата по мощности $K_{охвh}$, представляющего собой отношение площади вертикального сечения, охваченного вытесняющим агентом к общей площади сечения, то для его определения можно воспользоваться аналитическими моделями, например,

представленными в работах [76, 77]. Данные методы учитывают наиболее важные факторы, влияющие на $K_{охв}$: соотношение подвижностей нефти и вытесняющего агента, а также степень неоднородности пласта по проницаемости.

При разработке месторождения с неоднородным строением коллектора, на величину коэффициента охвата по площади $K_{охвS}$ главным образом оказывает влияние схема размещения скважин. В работе [73] данный коэффициент называется коэффициентом охвата сеткой скважин и выражается следующим образом:

$$K_{охвS} = e^{-\alpha S^1}, \quad (3.26)$$

где α - коэффициент снижения охвата дренированием с увеличением удельной площади на скважину;

S^1 - удельная плотность проектной сетки, $га/скв.$

Коэффициент α можно также выразить как $\alpha = \frac{w^2}{d^2}$, где w - средняя доля неколлектора по площади нефтяного пласта, *дл. ед.*, d - шаг хаотической изменчивости свойств пласта, *м*.

Недостатки данного эмпирического метода заключаются в сложности определения параметров, входящих в формулу. Значение доли неколлектора w сильно зависит от результатов интерпретации данных ГИС на скважине (алгоритма выделения коллектора). Шаг хаотической изменчивости свойств пласта d является трудно формализуемым параметром.

Существуют также методы оценки коэффициента охвата сеткой скважин с помощью анализа данных геофизических исследований (ГИС) группы скважин: «метод kh-ratio» [80] и «метод Стайлса» (Stiles) [75]. В рассматриваемых работах обсуждается применение методов для анализа потенциала уплотняющего бурения. Основные недостатки представленных методов заключаются в неопределенности при построении зависимости “связность/расстояние между скважинами” вызванной большим разбросом получаемых с помощью предлагаемых алгоритмов точек.

В данной работе, предлагается алгоритм определения коэффициента охвата сеткой и коэффициента вскрытия нефтеносных пластов. При эксплуатации неоднородного коллектора, могут существовать тела, не вскрытые ни одной или вскрытые лишь нагнетательной скважиной, поэтому $K_{охвS} \leq K_{вскрS}$. Где $K_{вскрS}$ - коэффициент вскрытия запасов сеткой скважин, учитывающий полноту вовлечения эксплуатационного объекта в разработку. Данный показатель определяют так [74]:

$$K_{вскрS} = 1 - \frac{V^*}{V}, \quad (3.27)$$

где V^* - суммарный объем не вовлеченных в разработку (невскрытых добывающими скважинами) нефтенасыщенных песчаных тел в пределах рассматриваемого участка;

V - общий объем песчаных тел.

Покажем, как оценить основные показатели разработки месторождения с использованием информации о распределении песчаных тел по размерам $f(r)$, параметры которого уточняются из данных нормальной эксплуатации с помощью разработанных в последующих главах алгоритмов.

Выше были определены модифицированные плотности вероятности $f^{\text{вскр}}(r)$, $f^{\text{дрен}}(r)$, $f^{\text{несв}}(r)$ соответственно вовлеченных, дренируемых тел и тел, несвязных с системой ППД, а также плотность вероятности распределения песчаных тел по размерам $f(r)$. Аналогично проинтегрировав модифицированную плотность вероятностей $f^{\text{вовл}}(r)$ по всем размерам тел, получим оценку коэффициента вскрытия нефтеносного пласта сеткой скважин:

$$K_{\text{вскр}S} = \int_0^{+\infty} f^{\text{вскр}}(r) dr, \quad (3.28)$$

Для пятиточечной системы разработки: $K_{\text{вскр}S} = \int_0^{+\infty} [1 - \xi_0(r) - 0.5\xi_1(r)]f(r)dr$.

Для вычисления коэффициента охвата сеткой скважин определим долю запасов нефти, охватываемую заводнением, то есть часть песчаных тел, вскрываемых как нагнетательными, так и добывающими скважинами:

$$K_{\text{охв}S} = \int_0^{+\infty} f^{\text{дрен}}(r) dr. \quad (3.29)$$

Для пятиточечной системы разработки: $K_{\text{охв}S} = \int_0^{+\infty} p_2(r)f(r)dr$.

Рассмотрим зависимость коэффициентов вскрытия запасов и коэффициента охвата системой разработки от площади, приходящейся на скважину (Рисунок 40). Видно, что при небольшом расстоянии между скважинами вовлекается и дренируется 100 % запасов нефти. С ростом расстояния между скважинами количество запасов, вскрытых добывающими скважинами, падает, причем падает также доля запасов, охваченная сеткой скважин. Доля запасов, несвязанных с системой ППД растет. При значительном расстоянии между скважинами коэффициент охвата сеткой приближается к нулевому значению, а вовлеченные запасы преимущественно составляет коллектор, не связанный с системой ППД. На Рисунке 40 видно, что при большом шаге сетки количество вскрытых запасов и количество запасов, несвязанных с системой ППД совпадают. Заметим, что коэффициент вскрытия ненулевой даже при большом шаге сетки, так как часть запасов, состоящая из песчаных тел, непосредственно вскрытых скважинами, ненулевая для данного примера.

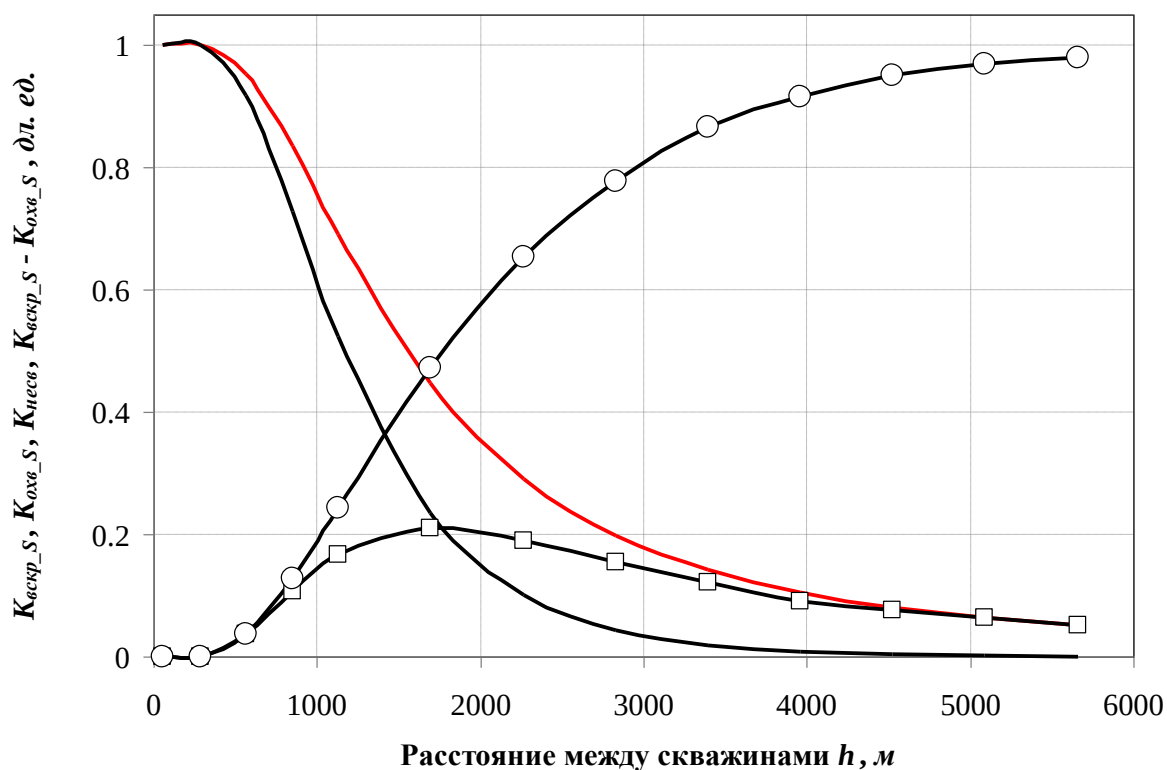


Рисунок 40 – Зависимость $K_{вскр_С}$, $K_{охв_С}$, $K_{несв}$, $K_{вскр_С} - K_{охв_С}$ от расстояния между скважинами для пятиточечной системы разработки.

- - Коэффициент вскрытия сеткой $K_{вскр_С}$, д.л. ед.
- - Коэффициент охвата сеткой $K_{охв_С}$, д.л. ед.
- - Коэффициент несвязанности $K_{несв}$, д.л. ед.
- - Доля вскрытых запасов, несвязанных с системой ППД $K_{вскр_С} - K_{охв_С}$, д.л. ед.

Пользоваться зависимостью $K_{охв_С}(h)$, изображенной на Рисунке 40 не всегда удобно, расчеты показывают, что она может быть аппроксимирована с помощью функции вида (3.26). На Рисунке 40 показан график $K_{охв_С}(h)$ и его аппроксимация функцией $K_{охв_С}^{анпр}(h) = e^{-\alpha S^1}$, где $\alpha = 0.008 \cdot м^{-2}$, $S^1 = \frac{h^2}{2}$. Видно, что данная аппроксимация описывает полученную зависимость с удовлетворительной точностью.

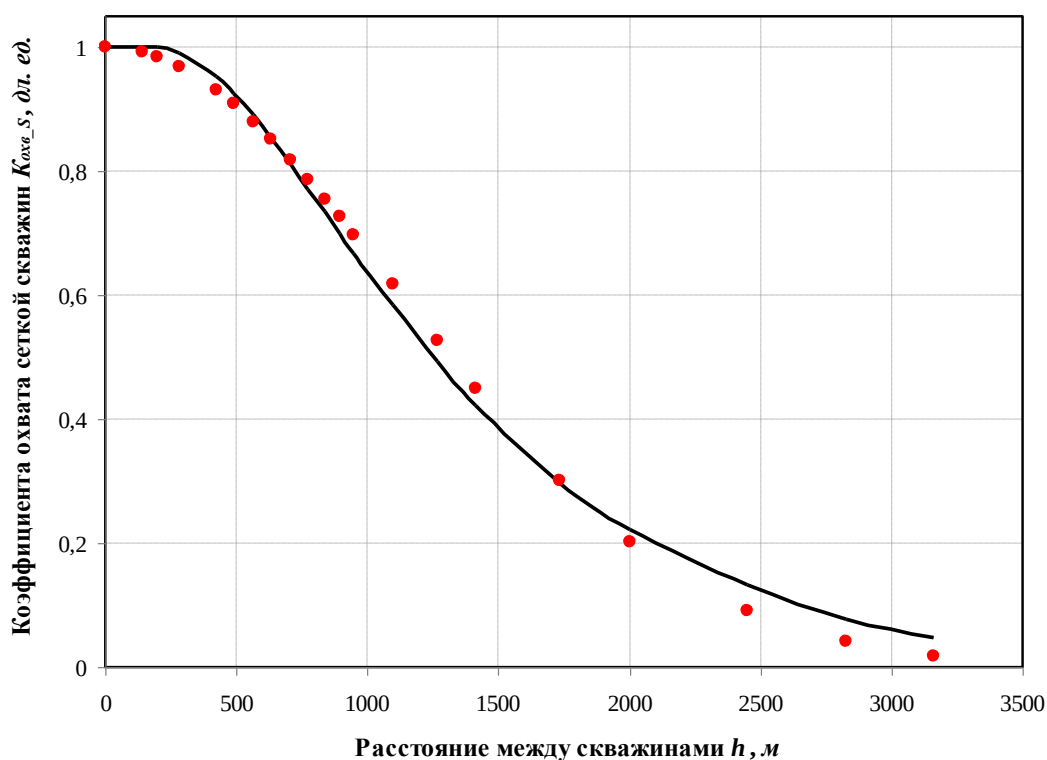


Рисунок 41 – Пример расчета коэффициента охвата сеткой скважин $K_{oxeS}(h)$ и его аппроксимация для пятиточечной системы разработки

— - Расчет по предлагаемой методике.

● - Аппроксимация зависимостью $e^{-\alpha S^1}$, $\alpha = 0.008 \text{ м}^{-2}$, $S^1 = \frac{h^2}{2}$.

Апробация разработанной модели

В результате применения предложенного в работе подхода была проанализирована работа новых скважин (1000+ скв.) в период (2007-2012 гг.) на Приобском месторождении. На более чем половине скважин результаты адаптации были признаны достоверными. Это позволило построить карты интегральной несвязности и прогнозировать добычные возможности адресно по каждой из планируемых к бурению скважин в рассматриваемых участках.

На Рисунке 42 изображена карта несвязности на одном из участков рассматриваемого месторождения. Виден переход от зоны с низкой несвязностью к зоне с высокой несвязностью в восточном направлении. Данная карта подтверждается геологическими соображениями. Согласно геологической модели, здесь наблюдается переход от прибрежных отложений, характеризующихся монолитным, однородным коллектором, к глубоководным морским, характеризующихся неоднородным развитием и повышенной расчлененностью коллектора.

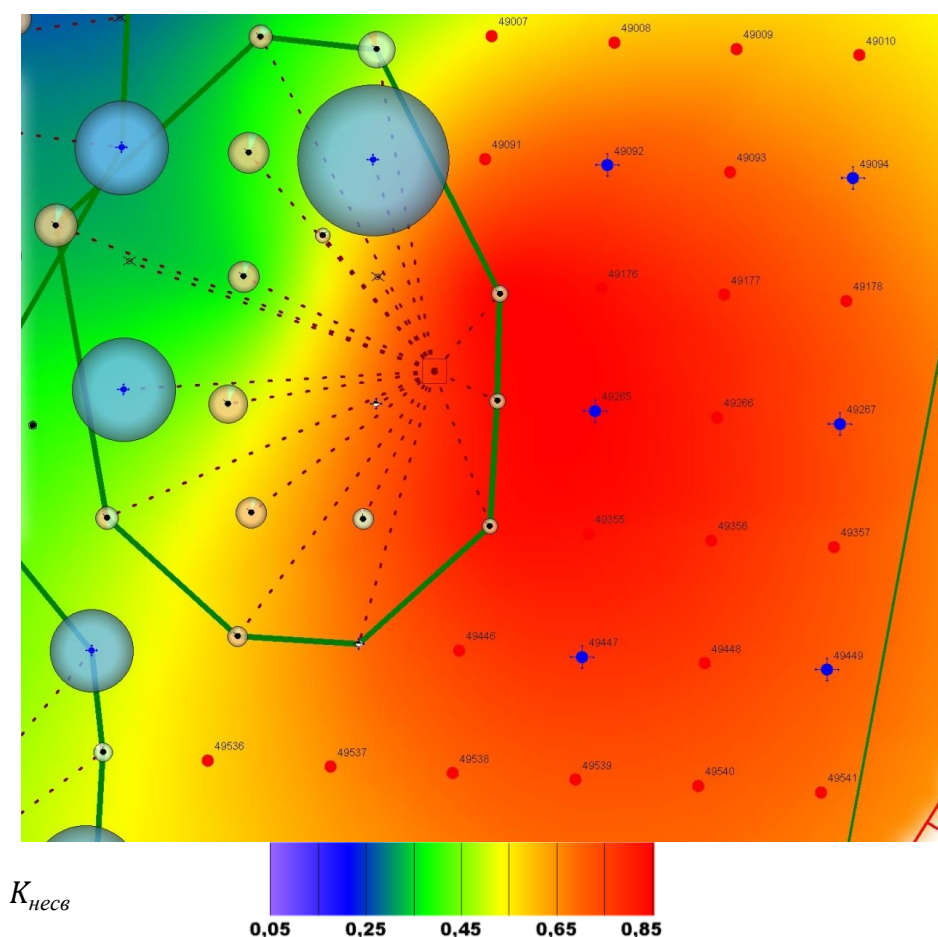


Рисунок 42 – Карта интегральной несвязности [253]

При планировании эффективности бурения необходимо учитывать не только высокие темпы снижения добычи от скважин, но и то, что в случае разработки неоднородного расчлененного коллектора извлекаемые запасы на скважину будут ниже, по сравнению с запасами, рассчитанными классическими методами. Это связано, во-первых, с тем, что часть эффективной мощности пласта выклинивается в межскважинное пространство, а во-вторых, коэффициент извлечения нефти (КИН) из несвязанной с системой ППД части коллектора гораздо ниже утвержденного целевого значения для всего пласта. Извлекаемые запасы на скважину можно оценить с использованием построенной карты $K_{несв}$ по следующей формуле:

$$RF = RF_{ист} \cdot (\pi \cdot r_{несв}^2 \cdot \phi \cdot s_{oi} \cdot h \cdot K_{несв}) + RF_{цел} \cdot (A \cdot h \cdot \phi \cdot s_{oi} \cdot (1 - K_{несв})), \quad (3.30)$$

где $RF_{ист}$ - КИН на истощение;

$RF_{цел}$ - целевой КИН;

ϕ - пористость;

s_{oi} - средняя насыщенность.

Использование карт несвязности позволяет также объяснить сверхвысокие снижения продуктивности новых скважин. На Рисунке 43 (слева) изображены темпы снижения,

рассчитанные с помощью применения карт несвязности, а также фактические темпы на одном из участков рассматриваемого месторождения. На Рисунке 43 (справа) изображено сравнение фактической динамики разрядки нагнетательной скважины и расчетной динамики, определенной с помощью рассматриваемой в данной работе модели работы скважины в неоднородном расчлененном пласте с использованием карты несвязности.

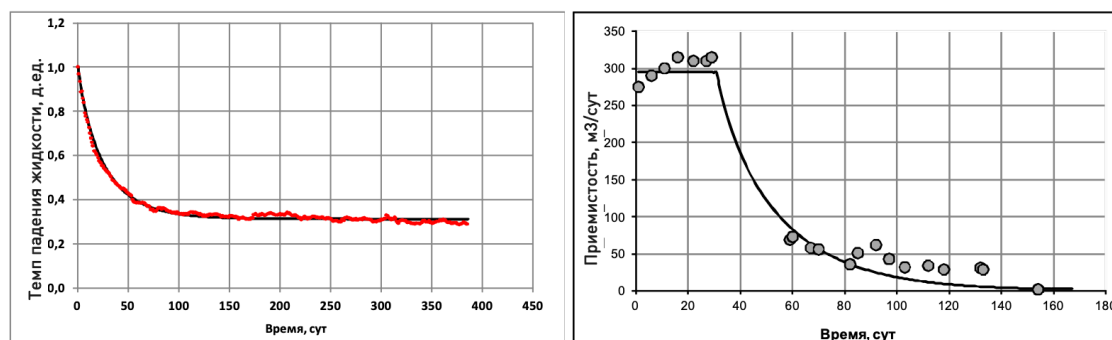


Рисунок 43 – Сравнение фактического и рассчитанного темпов падения жидкости групп новых скважин (слева), а также плановой и расчетной динамики разрядки

●, ● - фактические данные дебита скважины;

— - расчетная динамика с помощью предлагаемой модели.

Также применение рассматриваемого подхода позволяет планировать темпы снижения добычи новых скважин на новых участках месторождения с сильно отличающимися значениями проницаемости (Рисунок 44), и изменяющимися параметрами разработки: с отличной плотностью сетки скважин и изменением шаблона системы заводнения. Благодаря применению предлагаемого метода удастся оценить потенциал уплотняющего бурения, выбрать оптимальную плотность сетки скважин, систему разработки. Решить озвученные выше задачи невозможно с использованием лишь данных о статистике работы скважин уже разрабатываемых участков.

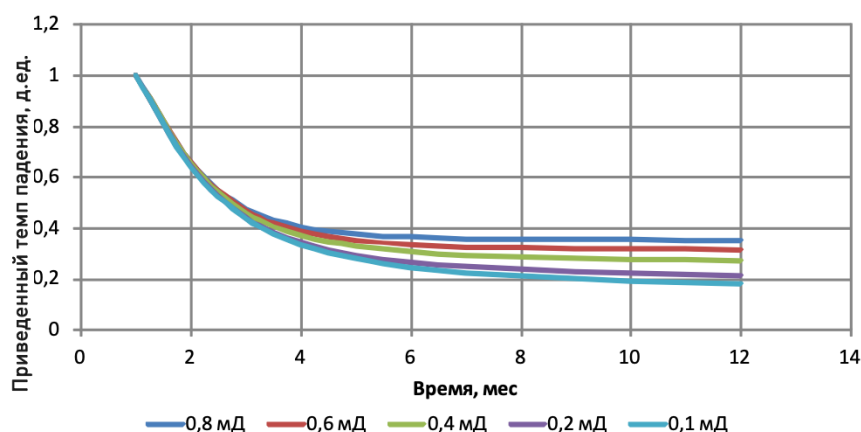


Рисунок 44 – Различные темпы падения дебита жидкости новых скважин в зависимости от проницаемости планируемого к бурению участка

Таким образом, в разделе приведены алгоритмы оценки коэффициента вскрытия запасов и коэффициента охвата по площади сеткой скважин, представлены результаты расчета данных

показателей на примере одного из месторождений Западной Сибири. Алгоритмы основаны на использовании функции распределения песчаных тел по размерам, параметры которого согласованы с данными эксплуатации. Показано, что наряду с методикой определения оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин [40, 41], рассматривающей соотношение подвижностей вытесняющего и резидентного флюида как основной влияющий на эффективность разработки фактор, а также методикой, учитывающей послойную неоднородность [76, 77] (данные модели разработаны для выдержанных по горизонтали коллекторов), при определении оптимальных параметров разработки необходимо учитывать горизонтальную прерывистость коллектора и ее влияние на величину коэффициента вскрытия и коэффициента охвата сеткой скважин нефтеносных пластов.

3.2.4. Оценка применимости подходов планирования продуктивности скважин с помощью подходов на основе диффузионного времени пролета

В данном параграфе проводится оценка применимости метода диффузионного времени пролета (DTOF - diffusive time of flight) для условий низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири. Изначально метод DTOF был разработан для моделирования производительности скважин, вскрывающих горючие сланцы (shale oil) на месторождениях Северной Америки. Его использование обусловлено низкой эффективностью традиционных инструментов моделирования. Это связано с длительными расчетами и адаптацией в условиях массового бурения скважин и неопределенности в геологических свойствах, а также необходимости локального измельчения сетки для моделирования скважин сложного заканчивания. Аналогичные проблемы возникают и при разработке краевых зон основных месторождений Западной Сибири, отличающихся неоднородным строением коллектора с низкой проницаемостью, а также на сланцах баженовской свиты, которая также разрабатывается с помощью ГС с МГРП. Основная задача рассматриваемого параграфа заключается в реализации и верификации метода DTOF для условий Западной Сибири, определении области его применения, а также разработке подходов автоматической адаптации параметров DTOF на историю работы скважины.

Описание метода диффузионного времени пролета

Суть метода заключается в сведении в общем случае трехмерного уравнения пьезопроводности к одномерному уравнению от координаты диффузионного времени пролета τ [81-85]:

$$\frac{\partial p(\tau, t)}{\partial t} = \frac{1}{w(\tau)} \cdot \frac{\partial}{\partial \tau} \left(w(\tau) \frac{\partial p(\tau, t)}{\partial \tau} \right) \quad (3.31)$$

где $w(\tau) = \frac{dV_p(\tau)}{d\tau}$;

V_p - дренируемый объем в момент τ .

Данное уравнение выводится исходя из предположения, что давление в пространстве зависит только от τ , что эквивалентно предположению о том, что направление градиента давления совпадает с градиентом τ [84]. Для нахождения координаты τ необходимо решить сопряженное уравнение эйконала [81, 84]:

$$\sqrt{\left(\frac{\partial \tau}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial \tau}{\partial y}\right)^2 + \left(\frac{\partial \tau}{\partial z}\right)^2} = \frac{1}{\sqrt{\kappa(x, y, z)}} \quad (3.32)$$

где κ – коэффициент пьезопроводности.

Способы решения уравнения (3.32) хорошо известны. Одним из наиболее эффективных и широко применимых методов является т.н. метод быстрого марша (Fast Marching method - FMM) [81, 82]. Дренируемый объем оценивается численно исходя из динамики изменения координаты диффузионного времени пролета. Решение уравнения (3.31) находится численно. На Рисунке 45 представлен расчет диффузионного времени пролета для различных примеров.

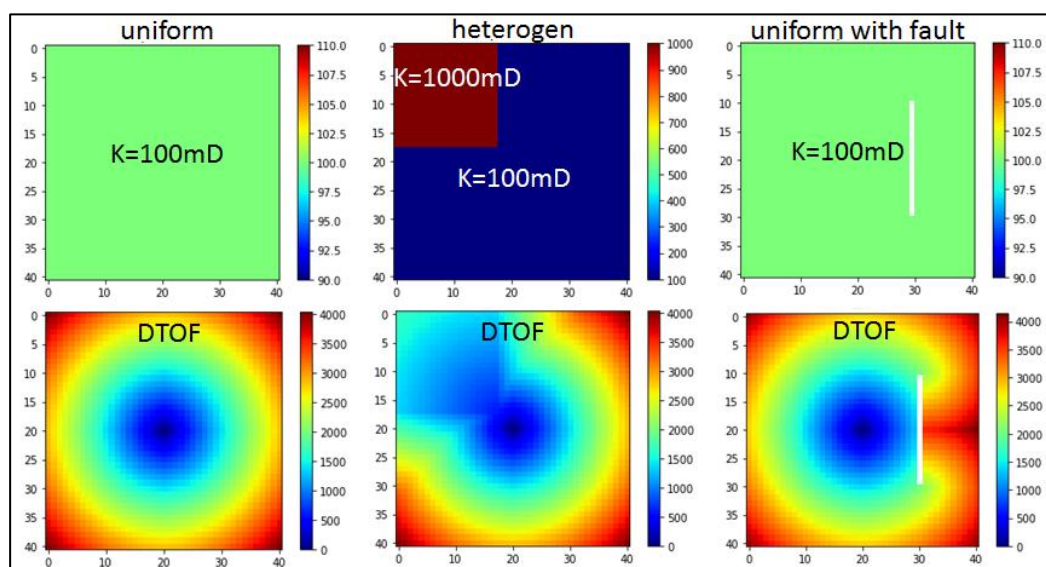


Рисунок 45 – Пример расчета диффузионного времени пролета для различных случаев (слева-направо): однородный пласт, пласт с наличием выделенной квадратной неоднородности, пласт с амплитудным разломом

После того как найдена зависимость диффузионного времени пролета от пространственных координат (x, y) , найти зависимость дренируемого порового объема от $\text{DTOF}(\tau)$ не составляет особого труда, так как этот объем есть сумма объемов всех ячеек, расположенных внутри изолинии $\tau = \tau_k$:

$$V_p(\tau) = \sum_{i,j} PV_{ij}, \tau_{i,j} < \tau. \quad (3.33)$$

Зависимости дренируемого порового объема от DTOF(τ), рассчитанные по данной формуле для случаев, рассмотренных выше (Рисунок 45), с учетом принятой эффективной мощности 10 м показаны на Рисунке 46.

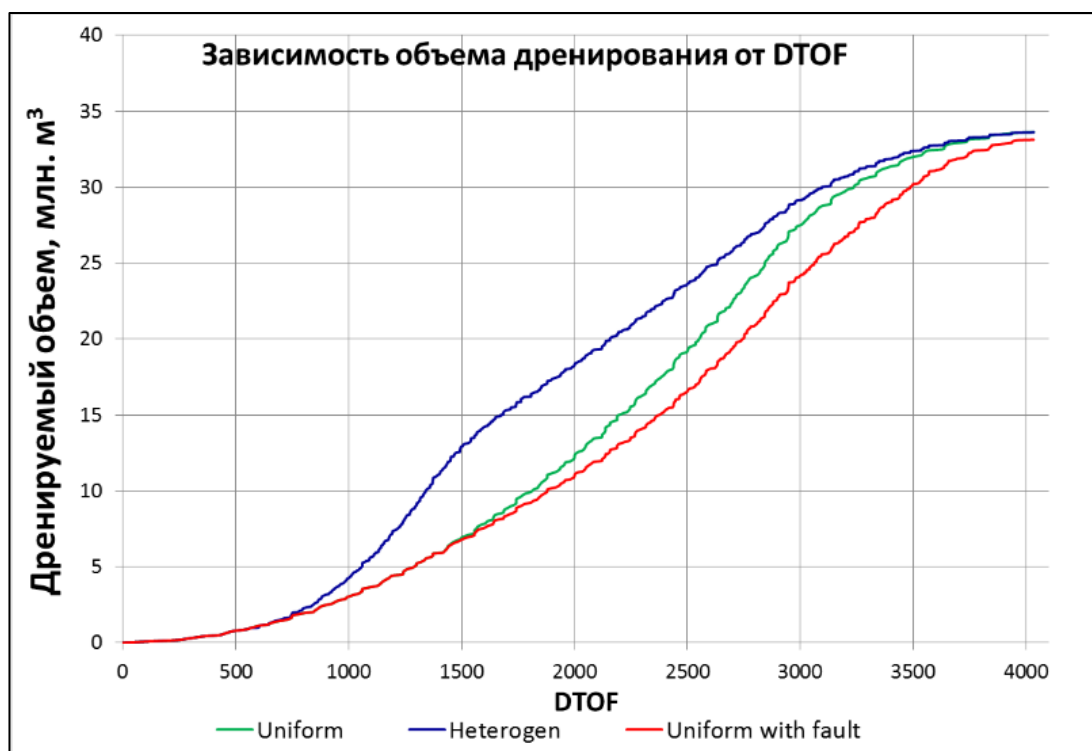


Рисунок 46 – Расчет динамики дренируемого объема в соответствии с формулой (3.33)

Таким образом, применение DTOF-метода можно разбить на следующие этапы. На первом этапе необходимо найти решение уравнение эйконала для заданной конфигурации источников (скважин) с помощью FMM. На втором этапе происходит вычисление зависимости дренируемого порового объема от DTOF(τ). На третьем этапе происходит численное решение 1-мерного уравнения (3.31) для определения $P(\tau, t)$. На заключительном этапе выполняется переход от τ -координаты к пространственным координатам (x, y, z).

Оценка применимости метода DTOF для условий Западной Сибири

На Рисунке 47 приведен расчет поля давления на синтетическом примере однородного пласта с помощью метода DTOF, а также его сравнение с численным расчетом коммерческом симуляторе. Здесь также изображена карта разности давлений, а на Рисунке 48 отражены сравнение профилей давления в пласте и динамик забойного давления. Видно хорошее совпадение распределения давления, а также продуктивности скважины на временах

неустановившегося режима. При этом наблюдаются значительные погрешности вблизи границ пласта, а также на временах псевдоустановившегося режима.

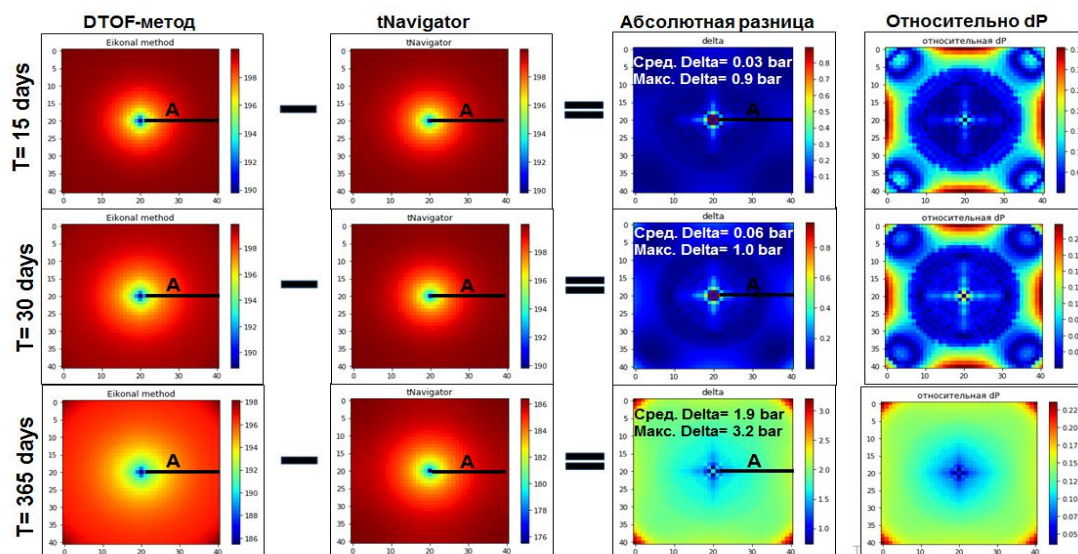


Рисунок 47 – Пример проведения сравнения метода DTOF с численным гидродинамическим симулятором для случая однородного квадратного пласта

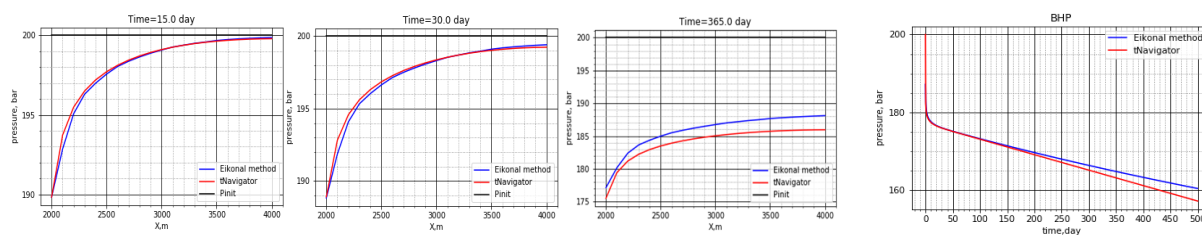


Рисунок 48 – Результат сравнения профиля давления для различных времен (три графика слева) и динамики забойного давления (справа)

Подобным образом были рассмотрены различные случаи неоднородности и работы скважин на различных временных интервалах, в том числе случаи множественных скважин [250] (Рисунок 49).

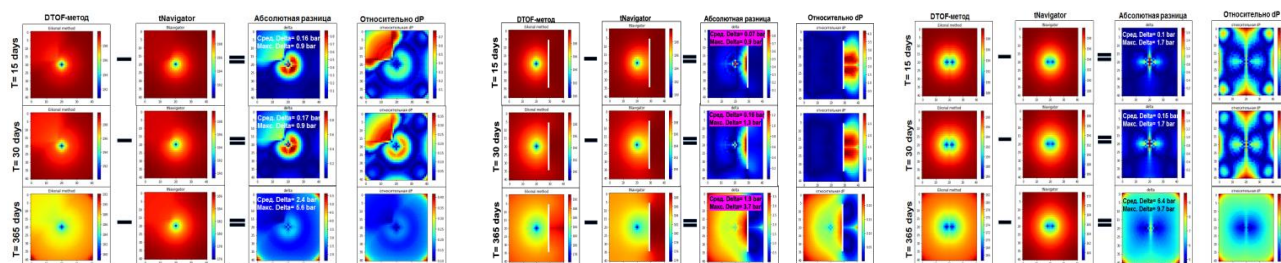


Рисунок 49 – Различные примеры сравнения расчетов с помощью методов DTOF с численным гидродинамическим симулятором

Из приведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- метод DTOF хорошо работает на временах неустановившегося режима в неоднородных пластах;
- он более эффективно с точки зрения машинного времени дает результат расчета для скважин сложного заканчивания по сравнению с прямым расчетом на 3D гидродинамическом симуляторе;
- как следствие, может быть использован как эффективное средство при решении обратных задач;
- метод плохо работает при наличии непроницаемых разломов;
- на временах псевдоустановившегося режима показана неэффективность работы алгоритма, обусловленный неконтролируемым ростом погрешности, при этом стабилизационные алгоритмы [86, 87] либо не приводят к результату, либо неэффективны с точки зрения машинного времени;
- использование комбинации принципа суперпозиции и DTOF для моделирования многоскважинного случая показало неэффективность метода по сравнению с конечными объемами;
- показана неэффективность работы метода DTOF для решения задач многофазного потока.

С учетом озвученных выше выводов можно заключить, что метод DTOF для условий Западной Сибири эффективно работает на неустановившемся режиме после запуска скважины. Для низкопроницаемых краевых зон месторождений Западной Сибири это значительная часть периода их эксплуатации, однако задачи, связанные с наличием псевдоустановившегося режима, наличием взаимовлияния скважин и многофазным потоком, являются закрытыми с точки зрения использования данного метода.

3.2.5. Использование реализованных методов на задаче оценки оптимального способа заканчивания

Реализованные модели использованы при разработке инструментов по планированию эксплуатационного бурения в ООО «РН-Юганскнефтегаз», а также для планирования эффективности ввода новых скважин и расчета эффекта от ГТМ (ЗБС, ГРП, ВБД, ПВЛГ) в АО «Зарубежнефть» и ПАО «Газпромнефть». В ООО «РН-Юганскнефтегаз» и АО «Зарубежнефть» расчет эффективности ВНС и ГТМ регламентно закреплен за методикой, представленной в данной работе. Применение разработанных алгоритмов продемонстрировано

на примере поиска оптимального способа заканчивания на участках месторождений Тимано-Печорской нефтегазовой провинции с низкой плотностью запасов [230] (Рисунок 50).

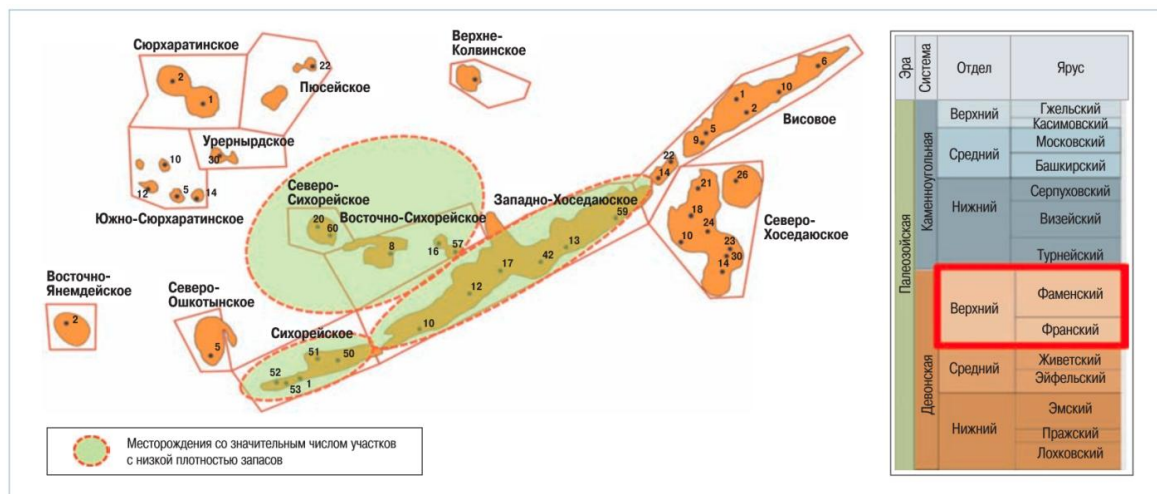


Рисунок 50 – Анализируемые месторождения со значительной долей участков с низкой плотностью запасов [230]

Показано, что метод источников устойчиво работает даже для случая расчета достаточно экзотических заканчиваний, когда возникает необходимость прямого моделирования более сотни дополнительных боковых каналов из магистрального горизонтального ствола. В то же самое время при использовании коммерческих симуляторов возникали проблемы с триангуляцией расчетной сетки и расчет останавливался. На Рисунке 51 представлена матрица применимости технологий заканчивания скважин для условий фаменских отложений месторождений Центрального Хорейверского Поднятия. Матрица получена с использованием озвученного выше рейтинга бурения (например, см. НМД [72]), а также численного симулятора на основе метода источников, реализованного автором.

Технология	Эффективность технологии по критериям												Общий результат	Оценка прироста	Риски
	Трещиноватость коллектора	Маломощные пласты	Анизотропия пласта	Гетерогенность пласта	Близость водо-газонасыщенных зон	Высокое пластовое давление	Высокая пластовая температура	Компактность пласта	Увеличение проницаемости пласта	Риск коллоидирования	Стоимость	Увеличение зоны деформации	Высокопроницаемые прослои		
ННС	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	
ГС	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	
МЗС	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	1	Технологические
МСС	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	2	Технологические
Fishbone	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	3	Санкционные
ННС+ГРП	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	4	Прорыв трещины, в обводненные интервалы пласта D ₂ /mIII
ГС+МГРП	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	4	
ННС + кислотный ГРП	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	4	
Кислотное туннелирование	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	4	
Радиальное вскрытие	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	4	Отсутствие контроля траектории скважины

Технология: Э – малоэффективная, Ж – эффективная, З – высокоэффективная

Рисунок 51 – Матрица применимости различных технологий заканчивания для рассматриваемых участков [230]

3.3. Методы анализа продуктивности скважин в системах разработки

Данный параграф посвящен развитию аналитических и численно-аналитических методов для прогноза производительности скважины в системах разработки. Разрабатываемые методы основаны на решениях уравнений фильтрации, а также заложенной в них симметрии для разработки упрощенных подходов планирования и анализа производительности.

3.3.1. Использование матрицы взаимных продуктивностей для учета влияния окружающих скважин в неоднородных пластах

Работы по матрице взаимных продуктивностей развиты для частных случаев в следующих статьях [52-55]. В данном разделе этот подход обобщен на случай неоднородных коллекторов, произвольных границ пластов и режимов работы.

Рассмотрим решение задачи о поле давления в неоднородной многоскважинной системе с произвольными граничными условиями, когда на скважинах заданы забойные давления (скважины $1, \dots, N_p$) и интегральные дебиты (скважины $N_p + 1, \dots, N_p + N_q$). Можно показать, что решение в данной постановке имеет следующий вид:

$$p(x, y, t) = \sum_{i=1}^{N_p} d_i p_{(x,y,t)p}^i(1) + \sum_{j=1}^{N_q} q_{wj} p_{(x,y,t)q}^j(1) + p_{res}(x, y), \quad (3.34)$$

где d_i - депрессия на скважинах с заданным давлением;

q_{wj} - дебиты на скважинах, с заданным дебитом.

Базисные решения $p_{(x,y,t)p}^i(1)$ и $p_{(x,y,t)q}^j(1)$ удовлетворяют однородным начальным и граничным условиям на внешних границах пласта. На скважинах с заданным забойным давлением решения удовлетворяют условиям единичного перепада давления или единичного дебита: $p_{(x,y,t)p}^i(1)|_{\Gamma_{wj}^p} = \delta_{ij}$, $p_{(x,y,t)q}^j(1)|_{\Gamma_{wj}^p} = 0$, $i, j = 1, \dots, N_p$. На скважинах с заданным дебитом: $\lambda_0 \oint_{\Gamma_{wj}^q} kh \cdot \frac{\partial}{\partial n} p_{(x,y,t)p}^i(1) \cdot dl = 0$, $\lambda_0 \oint_{\Gamma_{wi}^q} kh \cdot \frac{\partial}{\partial n} p_{(x,y,t)q}^j(1) \cdot dl = \delta_{ij}$, $i, j = 1, \dots, N_q$; Γ_{wi}^p , Γ_{wj}^q - границы скважин с постоянным давлением и дебитом соответственно, λ_0 - подвижность добываемого/закачиваемого флюида, $p_{res}(x, y)$ - внешнее поле порового давления, определяемое из решения сопряженной стационарной задачи с отсутствием скважин.

Дебиты и забойные давления на скважинах связаны следующим образом:

$$\begin{aligned}
\begin{pmatrix} \vec{d}_p \\ \vec{d}_q \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \hat{E}_{N_p} & \hat{O}_{N_q \times N_p} \\ \hat{G}^p & \hat{G}^q \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{d}_p \\ \vec{d}_q \end{pmatrix}, \\
\begin{pmatrix} \vec{q}_p \\ \vec{q}_q \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \hat{J}^p & \hat{J}^q \\ \hat{O}_{N_p \times N_q} & \hat{E}_{N_q} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{d}_p \\ \vec{d}_q \end{pmatrix},
\end{aligned} \tag{3.35}$$

где $\vec{d}_p = (d_1, \dots, d_{N_p})^T$, $\vec{d}_q = (d_{N_p+1}, \dots, d_{N_p+N_q})^T$, $\vec{q}_p = (q_{w1}, \dots, q_{wN_p})^T$,

$\vec{q}_q = (q_{wN_p+1}, \dots, q_{wN_p+N_q})^T$ - депрессии и дебиты скважин;

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

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

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

$$\begin{aligned}
G_{ij}^p(t) &= p_{(x,y,t)p}^j(1) \Big|_{\Gamma_{wi}^p}, J_{ij}^p(t) = \lambda_0 \oint_{\Gamma_{wi}^p} kh \frac{\partial p_{(x,y,t)p}^j(1)}{\partial n} dl, \\
G_{ij}^q(t) &= p_{(x,y,t)q}^j(1) \Big|_{\Gamma_{wi}^q}, J_{ij}^q(t) = \lambda_0 \oint_{\Gamma_{wi}^q} kh \frac{\partial p_{(x,y,t)q}^j(1)}{\partial n} dl,
\end{aligned} \tag{3.36}$$

Матрица G_{ij} называется матрицей влияния, а матрица J_{ij} по аналогии с индексом продуктивности, называется матрицей взаимных продуктивностей. Данные понятия были системно введены в работе [24]. Поэтому в данной работе мы не будем подробно останавливаться на их определении и свойствах.

Пример 1: Оценка коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей.

Необходимо рассчитать матрицу взаимных продуктивностей для указанных скважин для следующих условий. Имеется система из трех вертикальных скважин. Параметры пласта: средняя мощность 10 м, проницаемость 5 мД, вязкость жидкости 1 сПз, объемный коэффициент $1.2 \text{ м}^3/\text{м}^3$, забойные давления и скин-факторы для каждой из скважин: скважина 1 - $P_{z1} = 50$ атм, $S_1 = 2$, скважина 2 - $P_{z2} = 100$ атм, $S_2 = 0$, скважина 3 - $P_{z3} = 380$ атм, $S_3 = -2.5$. Схематическое расположение скважин представлено на Рисунке 52 ниже.

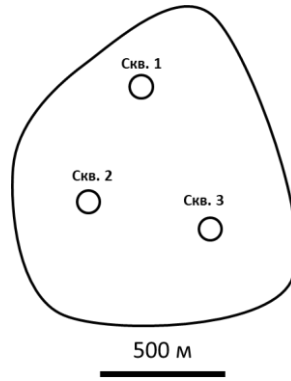


Рисунок 52 - Расположение скважин на залежи

Матрица влияния:

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1N} \\ a_{21} & a_{21} & \dots & a_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & a_{N2} & \dots & a_{NN} \end{bmatrix}$$

Диагональная матрица скин-факторов

$$\hat{S} = \begin{bmatrix} s_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & s_2 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & s_N \end{bmatrix}.$$

Матрица влияния отражает, то, как дебит i -ой скважины влияет на дебит j -ой. Произведем сложение двух матриц и их обращение:

$$\vec{q} = \frac{2\pi kh}{\mu B} (\hat{A} + \hat{S})^{-1} \vec{d},$$

где матрица взаимных продуктивностей $\hat{f} = \frac{2\pi kh}{\mu B} (\hat{A} + \hat{S})^{-1}$. Произведем оценку ее элементов для рассматриваемого из известных решений. Распределение давления при радиальной фильтрации описывается с помощью выражения:

$$p(r) = p_e - \frac{q\mu B}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r}$$

Пусть в системе N скважин, в соответствии с принципом суперпозиции вычислим какой дополнительный перепад давления вносит дебит i -ой скважины на забойном давлении j -ой:

$$\Delta p_{ij} = p_e - p(r_{ij}) = \frac{q_j \mu B}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_{ij}}$$

Отсюда недиагональные элементы матрицы влияния:

$$a_{ij} = \frac{\mu B}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_{ij}}$$

Депрессия для i -ой скважины распишется в соответствии со следующим выражением:

$$\Delta p_{wi} = p_e - \sum_{i=1}^N \Delta p_{ij} = \frac{\mu B}{2\pi kh} \sum_{i=1}^N q_j \left(\ln \frac{r_e}{r_{ij}} + \delta_{ij} s_i \right),$$

где r_{ij} - расстояние между скважинами;

м, $r_{ii} \equiv r_{wi}$.

Поэтому коэффициенты матрицы влияния можно оценить следующим образом:

$$a_{ij} = \frac{\mu B}{2\pi kh} \sum_{i=1}^N q_j \left(\ln \frac{r_e}{r_{ij}} + \delta_{ij} s_i \right).$$

Контур питания можно заменить на характерное расстояние в системе:

$$\Delta p_{wi} = \frac{\mu B}{2\pi kh} \sum_{i=1}^N q_j \left(\ln \frac{d}{r_{ij}} + \delta_{ij} s_i \right) + \frac{Q\mu B}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{d},$$

$Q = \sum_{i=1}^N q_i$ - суммарный дебит скважин или для установившегося режима суммарный приток через внутренние границы пласта, м³/сут, $Q = 0$ - для замкнутых пластов.

Произведем вычисление коэффициентов матрицы влияния для нашего случая:

$$\frac{\mu B}{2\pi kh} = \frac{18.4\mu B}{kh} = \frac{18.4 \cdot 1 \cdot 1.2}{5 \cdot 10} = 0.44$$

$$r_e \approx 1000\text{м}, r_{12} \approx r_{23} \approx 500\text{м}, r_{13} \approx 800\text{м}.$$

Вычислим недиагональные коэффициенты матрицы влияния:

$$a_{12} = a_{21} = a_{23} = a_{32} = \frac{\mu B}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_{ij}} = 0.44 \cdot \ln \frac{1000}{500} \approx 0.31$$

$$a_{13} = a_{31} = \frac{\mu B}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_{ij}} = 0.44 \cdot \ln \frac{1000}{800} \approx 0.10$$

Вычислим диагональные коэффициенты матрицы влияния:

$$a_{ii} = \frac{\mu B}{2\pi kh} \ln \frac{1000}{r_w} = 0.44 \cdot \ln \frac{1000}{0.108} \approx 4.02.$$

Матрица влияния:

$$\begin{bmatrix} 4.02 & 0.31 & 0.10 \\ 0.31 & 4.02 & 0.31 \\ 0.10 & 0.31 & 4.02 \end{bmatrix}.$$

В общем случае диагональные элементы матрицы влияния попарно не равны. Матрица взаимных продуктивностей:

$$\begin{aligned} \hat{f} &= \left(\begin{bmatrix} 4.02 & 0.31 & 0.10 \\ 0.31 & 4.02 & 0.31 \\ 0.10 & 0.31 & 4.02 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -2.5 \end{bmatrix} \right)^{-1} = \begin{bmatrix} 6.02 & 0.31 & 0.10 \\ 0.31 & 4.02 & 0.31 \\ 0.10 & 0.31 & 1.52 \end{bmatrix}^{-1} \\ &= \begin{bmatrix} 0.17 & -0.012 & -0.009 \\ -0.012 & 0.25 & -0.051 \\ -0.009 & -0.051 & 0.67 \end{bmatrix}. \end{aligned}$$

Пример 2: Вычисление среднего пластового давления и дебитов в многоскважинных системах.

Используя полученную выше матрицу взаимных продуктивностей вычислить среднее пластовое давление и дебиты, сравнив их с дебитами по формуле Дюпюи.

Дебиты выражаются по следующей формуле: $q_i = \sum_{j=1}^N J_{ij}(\bar{p} - p_{wj})$, с учетом того, что пласт замкнут имеем: $\sum_{i=1}^N q_i = 0$. Отсюда:

$$\rightarrow \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij}(\bar{p} - p_{wj}) = 0$$

Найдем из данного уравнения установившееся среднее пластовое давление:

$$\begin{aligned} \bar{p} \left[\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij} \right] &= \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij} p_{wj} \rightarrow \\ \rightarrow \bar{p} &= \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij} p_{wj}}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij}} = \\ &= \frac{0.17 \cdot 50 + 0.25 \cdot 100 + 0.67 \cdot 380 - 0.012 \cdot 100 - 0.009 \cdot 380 - 0.012 \cdot 50 - 0.051 \cdot 380 - 0.009 \cdot 50 - 0.051 \cdot 100}{0.17 + 0.25 + 0.67 - 0.012 - 0.012 - 0.051 - 0.051 - 0.009 - 0.009} \\ &= \frac{8.5 + 25 + 254.6 - 1.2 - 3.4 - 0.6 - 19.4 - 0.5 - 5.1}{0.946} \approx 273 \text{ атм} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_1 &= \sum_{j=1}^N J_{1j}(\bar{p} - p_{wj}) \\ &= 0.17 \cdot (273 - 50) - 0.012 \cdot (273 - 100) - 0.009 \cdot (273 - 380) = \\ &= 37.9 - 2.1 + 1.0 = 36.9 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \\ q_2 &= -0.012 \cdot (273 - 50) + 0.25 \cdot (273 - 100) - 0.051 \cdot (273 - 380) \\ &= -2.7 + 43.3 + 5.5 = 45.1 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \\ q_3 &= -0.009 \cdot (273 - 50) - 0.051 \cdot (273 - 100) + 0.67 \cdot (273 - 380) \\ &= -2.0 - 8.8 - 71.7 = -82.5 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \\ q_1 + q_2 + q_3 &\approx 0 \end{aligned}$$

По формуле Дюпюи:

$$\begin{aligned} q_1 &= 37.9 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}, \Delta = 3\% \\ q_2 &= 43.3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}, \Delta = 4\% \\ q_3 &= -71.7 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}, \Delta = 15\% \end{aligned}$$

При этом необходимо отметить, что погрешность неконтролируемо растет при рассмотрении неоднородных случаев и скважин с большими коэффициентами продуктивности.

Планирование добычи с помощью нестационарных коэффициентов матрицы продуктивности

Рассмотрим матрицу взаимных продуктивностей. Можно показать, что в общем случае производительность многоскважинной системы можно описать с помощью следующего выражения:

$$\vec{q} = \hat{J} \cdot \vec{d}, \quad (3.37)$$

где $\vec{q} = (q_1, \dots, q_N)^T$ - вектор дебитов скважин;

$\vec{d} = ([\bar{p}_1 - p_{w1}], \dots, [\bar{p}_N - p_{wN}])^T$ - вектор депрессий;

$\hat{J}$ - матрица индексов взаимной продуктивности;

J_{ii} - классические индексы продуктивности;

недиагональные элементы J_{ij} - характеризуют степень влияния депрессии на j -ой скважине на дебит i -ой скважины, $\bar{p}_i$ - пластовое давление по i -ой скважине.

Причем можно показать [40, 41], что для установившегося режима $\bar{p}_i = \bar{p}_j = \bar{p}$, а в случае замкнутого пласта $\bar{p}$:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij} p_{wj}}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij}}. \quad (3.38)$$

Если пласт не замкнут, тогда в качестве опорного давления необходимо взять давление на участке границы с поддержанием постоянного давления.

Как упоминалось выше, коэффициенты матрицы взаимных продуктивностей изменяются во время неустановившегося режима, однако они становятся постоянными во время псевдостационарного режима. Таким образом, если добавить к формулам производительности многоскважинной системы на установившемся режиме меняющееся среднее пластовое давление, то подход матрицы взаимных продуктивностей можно продолжить и на псевдостационарный режим.

Ключевым допущением тут будет то, что депрессия ищется относительно одного давления, с точки зрения точного решения неустановившейся фильтрации – это не так. Однако, как показывает численный анализ, мы можем принять, что эти давления равны для относительно небольшого блока месторождения и приравнять его среднему давлению по материальному балансу: $\bar{p}_i = \bar{p}_j = \bar{p}$, которое в свою очередь зависит от времени. Для получения формул для производительности скважин на псевдоустановившемся режиме распишем уравнение материального баланса на примере однофазной фильтрации (скважины работают с постоянным забойным давлением):

$$\begin{cases} \bar{p}(t) = \bar{p}_i - \frac{1}{V_{por}C_t} \int_0^t \sum_{i=1}^N q_i(t) dt \\ q_i(t) = \sum_{j=1}^N J_{ij}(\bar{p}(t) - p_{wj}) \end{cases}, \quad (3.39)$$

Решение этой системы достаточно легко получить в виде:

$$\begin{aligned} \bar{p}(t) &= (\bar{p}_i - \bar{p}_{ss}) \cdot \exp(-\alpha t) + \bar{p}_{ss}, \\ \alpha &= \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij}}{V_{por}C_t}, \quad \bar{p}_{ss} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij} p_{wj}}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij}}. \end{aligned} \quad (3.40)$$

Отсюда дебит по скважинам на псевдоустановившемся режиме выглядит следующим образом:

$$q_i(t) = \sum_{j=1}^N J_{ij}(\bar{p}(t) - p_{wj}). \quad (3.41)$$

Таким образом мы описали производительность многоскважинной системы не только на установившемся, но и на псевдоустановившемся режиме.

Как было сказано выше форма взаимосвязи между дебитами и депрессиями на неустановившемся режиме имеет тот же вид, что и на установившемся – вид матрицы взаимных продуктивностей, однако при этом коэффициенты матрицы меняются во времени. Зависимость динамики каждого из коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей можно получить различными способами, об этом речь пойдет в настоящей главе ниже. Зная динамику $J_{ij}(t)$ можно решить задачу определения производительности многоскважинной системы на всем временном интервале с помощью использования интеграла Дюамеля:

$$q_{wi}(t_k) = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^N J_{ij}(t - t_k) (d_j(t_k) - d_j(t_{k-1})). \quad (3.42)$$

При этом вся развертка по времени матрицы $J_{ij}(t)$ известна и не вычисляется для каждого временного шага. Выполненный таким способом расчет производительности выполняется крайне оперативно и может быть использован при решении обратных и оптимизационных задач.

3.3.2. Разложение решения задачи о поровом давлении в неоднородном пласте с различным типом границ по собственным функциям

В данном разделе предложен общая форма решения уравнения пьезопроводности в виде разложения по собственным функциям задачи фильтрации. В отличие от работ [56, 57, 201] рассмотрен общий случай, когда на внешней границе пласта задаются условия как отсутствия перетока (замкнутые пласты), так и поддержания постоянного давления, скважины рассмотрены

в виде протяженных границ, на самих скважинах также задаются как условия постоянного дебита, так и поддержания постоянного давления. В разделе предложены выражения связи между коэффициентами матрицы взаимных продуктивностей с собственными функциями задачи фильтрации. В дальнейшем данные выражения будут использованы для решения обратных задач.

В параграфе также показано, что в общем случае решение задачи однофазной фильтрации представимо в виде разложения на собственные функции задачи фильтрации:

$$p(x, y, t) = p_{ss}(x, y) + \bar{p}_i + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \Psi_m \exp(-\lambda_m t) - \gamma t, \quad (3.43)$$

где $\Psi_m = \Psi_m(x, y)$ - собственные функции задачи фильтрации, которые зависят только от координат и отвечают за свойства фильтрационной системы $A_m =$

$$\frac{\iint \phi h \Psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h \Psi_m^2 dx dy},$$

$$\gamma = \frac{\sum_{j=1}^N q_{wj}}{C_t V_{por}};$$

$$p_{ss}(x, y) = \sum_{m=1}^{\infty} B_m \Psi_m;$$

$$B_m = \frac{\iint \phi h \Psi_m p_{ss}(x, y) dx dy}{\iint \phi h \Psi_m^2 dx dy}.$$

Можно показать, что ряд из собственных значений $\lambda_0 = 0, -\lambda_1, -\lambda_2, -\lambda_3, \dots$ монотонный. На этом свойстве основаны многие методы оценки решения уравнения пьезопроводности, это свойство также в дальнейшем используется при решении обратных задач.

Показана связь коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей с собственными функциями задачи фильтрации:

$$J_{ij} = \frac{k_i k_j}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{\exp(-\lambda_m t) - 1}{\lambda_m} \left[\iint_{S_{wi}} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \right] \left[\iint_{S_{wj}} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \right] \right\}, \quad (3.44)$$

где S_{wj} - поверхность j -ой скважины;

k_j - ее закрепленная проницаемость.

Базовый случай: скважины в виде точечных источников в замкнутом пласте

Рассмотрим выражение (2.23) с источниками массы в виде скважин:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{C_t \mu h \phi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p}{\partial y} \right) \right] - \frac{1}{C_t h \phi} \sum_{j=1}^N q_j \delta(x - x_j) \delta(y - y_j). \quad (3.45)$$

Начальные условия:

$$p(x, y, 0) = p_i(x, y). \quad (3.46)$$

Граничные условия:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial n} \right|_{\Gamma_e} = 0, \quad (3.47)$$

где Γ_e - внешние границы пласта.

Тогда можно показать, что общий вид решения выражается в следующем виде:

$$p(x, y, t) = p_{ss}(x, y) + p_{\Delta}(x, y, t) - \gamma t, \quad (3.48)$$

где γ - константа, которая также требует определения;

$p_{ss}(x, y)$, $\Delta p(x, y, t)$ - определяются следующим образом:

$$\frac{1}{C_t \mu h \bar{\varphi}} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial y} \right) \right] = \frac{1}{C_t h \bar{\varphi}} \sum_{j=1}^N q_j \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) - \gamma, \quad (3.49)$$

$$\left. \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} \right|_{\Gamma_e} = 0.$$

$$\frac{\partial p_{\Delta}}{\partial t} = \frac{1}{C_t \mu h \bar{\varphi}} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial y} \right) \right],$$

$$\left. \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial n} \right|_{\Gamma_e} = 0, \quad (3.50)$$

$$p_{\Delta}(x, y, 0) = p_i(x, y) - p_{ss}(x, y).$$

Физический смысл поиска решения в таком виде заключается в следующем. Численный анализ решений неоднородного уравнения пьезопроводности показывает, что при задании на скважинах постоянного дебита его можно представить на начальном этапе в виде суммы неустановившегося решения перераспределения давления в процессе распространения воронок депрессии от скважин к границам области дренирования, до момента формирования стационарного профиля давления, который затем движется вверх или вниз как одно целое. В качестве слагаемого, отвечающего за нестационарное перераспределение давления принимается решение p_{Δ} , в качестве решения для стационарного профиля p_{ss} , в качестве слагаемого, отвечающего за движения профиля как целого - γ . Слагаемое γ появляется в уравнении (3.49) чтобы суммарный поток в рассматриваемом пласте был нулевым – условие существования решения неоднородного уравнения Лапласа – оно компенсирует суммарный поток скважин, играя роль равномерно распределенного источника по объему пласта. Мы наблюдаем равномерный приток из каждой части пласта как есть при псевдоустановившемся режиме. Отсюда сразу же можно получить выражение для γ из материального баланса: $\gamma = \frac{\sum_{i=1}^N q_i}{C_t V_{por}}$. Это можно доказать в дальнейшем.

Проинтегрируем уравнение (3.49) по объему пласта:

$$\begin{aligned}
& \iint_S \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial y} \right) \right] dx dy = \\
& = \iint_S \left[\mu \sum_{j=1}^N q_j \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) - C_t \mu h \varphi \gamma \right] dx dy,
\end{aligned} \tag{3.51}$$

где S - область, занимаемая пластом.

По теореме Остроградского-Гаусса имеем для левой части:

$$\iint_S \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial y} \right) \right] dx dy = \oint_{\Gamma_e} kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dl, \tag{3.52}$$

Поскольку на границе нормальная производная равна нулю, имеем:

$$\begin{aligned}
& \iint_S \left[\mu \sum_{j=1}^N q_j \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) - C_t \mu h \varphi \gamma \right] dx dy = \\
& = \mu \sum_{j=1}^N q_j - C_t \mu \gamma \iint_S h \varphi dx dy = \mu \sum_{j=1}^N q_j - C_t \mu \gamma V_{por} = 0.
\end{aligned} \tag{3.53}$$

Отсюда имеем для γ :

$$\gamma = \frac{\sum_{j=1}^N q_j}{C_t V_{por}}. \tag{3.54}$$

Когда мы определили константу γ можно легко проверить, что вид (3.48) удовлетворяет уравнению (3.45). Для этого подставим данное представление в исходное уравнение.

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial}{\partial t} [p_{ss} + p_{\Delta} - \gamma t] = \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial t} - \gamma = \frac{1}{C_t \mu h \varphi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial y} \right) \right] + \\
& + \frac{1}{C_t \mu h \varphi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial y} \right) \right] - \frac{1}{C_t h \varphi} \sum_{j=1}^N q_j \delta(x - x_j) \delta(y - y_j).
\end{aligned} \tag{3.55}$$

Или в более компактной форме:

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial t} - \frac{1}{C_t \mu h \varphi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial y} \right) \right] = \\
& \frac{1}{C_t \mu h \varphi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial y} \right) \right] + \gamma - \frac{1}{C_t h \varphi} \sum_{j=1}^N q_j \delta(x - x_j) \delta(y - y_j).
\end{aligned} \tag{3.56}$$

Данное равенство выполняется по определению функций (3.49)-(3.50). Граничные условия также выполняются из этих же равенств. Решение для p_{Δ} будем искать в виде: $p_{\Delta}(x, y, t) = \psi(x, y) \cdot f(t)$:

$$\psi \frac{\partial f}{\partial t} = \frac{f}{C_t \mu h \varphi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial \psi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial \psi}{\partial y} \right) \right]. \tag{3.57}$$

Произведем разделение переменных:

$$\frac{1}{f} \frac{\partial f}{\partial t} = \frac{1}{\psi} \frac{1}{C_{t\mu h\varphi}} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial \psi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial \psi}{\partial y} \right) \right]. \quad (3.58)$$

Слева и справа функции, зависящие от разных независимых переменных, поэтому слева и справа стоят постоянные выражения:

$$\begin{aligned} \frac{1}{f} \frac{\partial f}{\partial t} &= -\lambda, \\ \frac{1}{\psi} \frac{1}{C_{t\mu h\varphi}} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial \psi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial \psi}{\partial y} \right) \right] &= -\lambda. \end{aligned} \quad (3.59)$$

При этом λ неотрицательно, поскольку в обратном случае имеем неограниченное решение (из решения первого уравнения).

Решение второго уравнения сводится к поиску собственных значений и собственных функций оператора $L[u] = \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial u}{\partial y} \right) \right]$ (задача Штурма-Лиувилля). Можно показать [58], что при $kh > 0$ решение существует, а ряд собственных значений $\lambda_0 = 0, -\lambda_1, -\lambda_2, -\lambda_3, \dots$ порождает полную ортогональную систему собственных функций относительно $h\varphi$ (скалярного произведения с ядром $h\varphi$) $\psi_0 = 1, \psi_1, \psi_2, \psi_3, \dots$, такие что:

$$\begin{aligned} \iint h\varphi \psi_m dx dy &= 0, m \geq 1, \\ \iint h\varphi \psi_m \psi_n dx dy &= 0, m \neq n. \end{aligned} \quad (3.60)$$

Решение первого уравнения есть (3.59):

$$f_m = A_m \exp(-\lambda_m t). \quad (3.61)$$

Таким образом, общее решение уравнения (3.50) сводится к следующему виду:

$$p_\Delta(x, y, t) = A_0 + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m \exp(-\lambda_m t). \quad (3.62)$$

При этом: $\psi_m = \psi_m(x, y)$ - зависит от распределения проницаемости, пористости, мощности и не зависит от начального распределения поля давления, в целом является свойством системы и не зависит от динамики поля давления, A_m - зависит только от начальных условий: расположения скважин, начального распределения поля давлений и т.д. Необходимо отметить, что вследствие монотонности собственных значений и ограниченности $A_m \psi_m$, ряд $A_m \psi_m \exp(-\lambda_m t)$ является монотонно сходящимся.

Запишем уравнение (3.62) для начальных условий:

$$p_\Delta(x, y, 0) = A_0 + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m = p_i(x, y) - p_{ss}(x, y). \quad (3.63)$$

Для нахождения коэффициентов A_m разложим функцию $g(x, y) = p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)$ по системе ортогональных функций ψ_m в соответствии с определенным в данном пространстве скалярным произведением, имеем:

$$A_m = \frac{\iint \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy}. \quad (3.64)$$

Уравнение (3.64) показывает координаты функции $g(x, y) = p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)$ в ортогональном ненормированном базисе из собственных функций $\{\psi_m\}$.

Таким образом для A_0 имеем:

$$A_0 = \frac{\iint \phi h [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h dx dy}. \quad (3.65)$$

Предположим, что

$$\iint \phi h p_{ss}(x, y) dx dy = 0. \quad (3.66)$$

Отсюда для (3.65) имеем:

$$A_0 = \frac{\iint \phi h [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h dx dy} = \frac{\iint \phi h p_i(x, y) dx dy}{V_{por}} = \bar{p}_i, \quad (3.67)$$

где $\bar{p}_i$ - среднее начальное поле давления (средневзвешенное по объему - из материального баланса).

Таким образом итоговое выражение для функции $p(x, y, t)$ выглядит следующим образом:

$$p(x, y, t) = p_{ss}(x, y) + \bar{p}_i + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m \exp(-\lambda_m t) - \gamma t, \quad (3.68)$$

$$A_m = \frac{\iint \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy}, \quad \gamma = \frac{\sum_{j=1}^N q_j}{C_t V_{por}}.$$

Для дальнейшего развития можно разложить функцию p_{ss} по системе ψ_m :

$$p_{ss}(x, y) = \sum_{m=1}^{\infty} B_m \psi_m, \quad (3.69)$$

$$B_m = \frac{\iint \phi h \psi_m p_{ss}(x, y) dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy}.$$

Вычислим последний интеграл. Для этого запишем формулу Грина для самосопряженного оператора $L[u] = \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial u}{\partial y} \right) \right]$. Для этого воспользуемся формулой Остроградского-Гаусса. Отсюда и из выражения (3.59) следует, что:

$$\iint \dots \dots \dots 1 \dots \dots \dots \quad (3.70)$$

$$= -\frac{1}{C_t \mu \lambda_m} \iint_S \psi_m L(p_{ss}) dx dy + \int_{\Gamma_e} \psi_m \cdot kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dl - \int_{\Gamma_e} p_{ss} \cdot kh \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dl.$$

Второе слагаемое равно нулю в силу граничного условия (3.49). Третье слагаемое равно нулю в силу граничного условия (3.50). Распишем первое слагаемое с учетом (3.49):

$$\begin{aligned} \iint_S \phi h \psi_m p_{ss}(x, y) dx dy &= -\frac{1}{C_t \mu \lambda_m} \iint_S \psi_m L(p_{ss}) dx dy = \\ &= -\iint_S \psi_m \left[\sum_{j=1}^N \frac{q_j}{C_t \lambda_m} \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) - \frac{\gamma h \bar{\phi}}{\lambda_m} \right] dx dy = \\ &= -\iint_S \left[\psi_m \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{C_t \lambda_m} \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) \right] dx dy + \frac{\gamma}{\lambda_m} \iint_S h \bar{\phi} \psi_m dx dy. \end{aligned} \quad (3.71)$$

Второй интеграл в равенстве равен нулю в силу граничного условия (3.50). Первый интеграл легко берется в силу входящих в подынтегральное выражение дельта-функций:

$$\iint_S \phi h \psi_m p_{ss}(x, y) dx dy = -\frac{1}{C_t \lambda_m} \sum_{j=1}^N q_j \psi_m(x_j, y_j). \quad (3.72)$$

Таким образом окончательно имеем для вида коэффициентов разложения функции p_{ss} по ψ_m из (3.69):

$$\begin{aligned} p_{ss}(x, y) &= \sum_{m=1}^{\infty} B_m \psi_m, \\ B_m &= -\frac{1}{C_t \lambda_m} \frac{\sum_{j=1}^N q_j \psi_m(x_j, y_j)}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}. \end{aligned} \quad (3.73)$$

С учетом этого выражение (3.68) выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} p(x, y, t) &= \bar{p}_i + \sum_{m=1}^{\infty} \psi_m [A_m \exp(-\lambda_m t) + B_m] - \gamma t, \\ A_m &= \frac{\iint_S \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}, \gamma = \frac{\sum_{j=1}^N q_j}{C_t V_{por}}, B_m = -\frac{1}{C_t \lambda_m} \frac{\sum_{j=1}^N q_j \psi_m(x_j, y_j)}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}. \end{aligned} \quad (3.74)$$

Тут также можно заметить, что из (3.64):

$$\begin{aligned} A_m &= \frac{\iint_S \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy} = \\ &= \frac{1}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy} \left[\iint_S \phi h \psi_m p_i dx dy - \iint_S \phi h \psi_m p_{ss} dx dy \right]. \end{aligned} \quad (3.75)$$

Обозначим:

$$C_m = \frac{\iint_S \phi h \psi_m p_i dx dy}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}. \quad (3.76)$$

Отсюда:

$$A_m = C_m - B_m. \quad (3.77)$$

В итоге выражение (3.74) сводится к следующему виду:

$$p(x, y, t) = \bar{p}_i + \sum_{m=1}^{\infty} \psi_m [C_m \exp(-\lambda_m t) - B_m (1 - \exp(-\lambda_m t))] - \gamma t, \quad (3.78)$$

$$\gamma = \frac{\sum_{j=1}^N q_j}{C_t V_{por}}, \quad B_m = -\frac{1}{C_t \lambda_m} \frac{\sum_{j=1}^N q_j \psi_m(x_j, y_j)}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}, \quad C_m = \frac{\iint_S \phi h \psi_m p_i dx dy}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}.$$

Таким образом мы имеем два выражения для давления в общем виде:

$$p(x, y, t) = p_{ss}(x, y) + \bar{p}_i + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m \exp(-\lambda_m t) - \gamma t, \quad p(x, y, t) = \bar{p}_i + \sum_{m=1}^{\infty} \psi_m [C_m \exp(-\lambda_m t) - B_m (1 - \exp(-\lambda_m t))] - \gamma t,$$

$$A_m = \frac{\iint \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy}, \quad B_m = -\frac{1}{C_t \lambda_m} \frac{\sum_{j=1}^N q_j \psi_m(x_j, y_j)}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}, \quad (3.79)$$

$$C_m = \frac{\iint_S \phi h \psi_m p_i dx dy}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}, \quad \gamma = \frac{\sum_{j=1}^N q_j}{C_t V_{por}}.$$

Второе выражение использовать затруднительно, поскольку ряд в общем случае, хоть и равномерно $\sum_{m=1}^{\infty} C_m \psi_m$ сходится крайне медленно [58]. В статье [57] предлагается оценить функцию $p(x, y, t)$ из внешних соображений, например для прямоугольного пласта – из метода изображений: для малых времен $t \leq t_1$ для оценки потребуются малое количество член ряда мнимых источников. Также из выражения (3.68) можно оценить величину $[p(x, y, t) - p_{ss}(x, y)]$ для времен больших определенного значения $t \geq t_2$. Таким образом, поскольку $p_{ss}(x, y)$ не зависит от времени, в промежутке $t_2 \leq t \leq t_1$ есть возможность оценить $p_{ss}(x, y)$.

Из вида функции (3.68) для динамики забойного давления можно указать следующую формулу (при постоянной работе скважины):

$$p(x, y, t) = p_{ss}(x, y) + \bar{p}_i - \gamma t + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m(x, y) \exp(-\lambda_m t), \quad (3.80)$$

$$A_m = \frac{\iint \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy}, \quad \gamma = \frac{\sum_{j=1}^N q_j}{C_t V_{por}}.$$

Распишем данное выражение для забойного давления скважины:

$$p_{wf} = p_{ss}(x_w, y_w) + \bar{p}_i - \gamma t + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m(x_w, y_w) \exp(-\lambda_m t). \quad (3.81)$$

Здесь член $p_{ss}(x_w, y_w) + \bar{p}_i - \gamma t$ отвечает за конечное давление на скважине p_{wfss} , A_m зависит от распределения давления в начале $p_i(x, y)$, не зависит от времени и постоянен для данного распределения проницаемости, пористости и мощности (берется интеграл по всей области), функции ψ_m зависят от распределения проницаемости, пористости, мощности и координаты, и не зависят от времени, выражение $\psi_m(x_w, y_w)$ постоянно для данной локации

скважины. Собственные значения λ_m постоянны для данной системы и не зависят от истории добычи и распределения на начальный момент времени. Таким, образом выражение (3.81) можно переписать в следующем виде:

$$p_{wf}(t) = p_{wfss} + \sum_{m=1}^{\infty} D_m \exp(-\lambda_m t), \quad (3.82)$$

$$p_{ss}(x_w, y_w)_{i_{wfss}}, D_m = A_m \psi_m(x_w, y_w).$$

Вид (3.82) справедлив как для кривой снижения давления, так и для кривой восстановления: отличаются граничные условия на скважинах и история добычи (начальное распределение давления), таким образом имеем различные p_{wfss} и D_m , однако ряд из собственных значений постоянен λ_m и зависит только от распределения фильтрационно-емкостных свойств. Это дает в руки мощный диагностический инструмент: один раз определив λ_m можно затем их использовать для решения задач разработки: например, уточнения конечного давления при восстановлении.

Другой способ для получения мощного инженерного инструмента по каждой скважине – сведение уравнений МГЭ для идентификации λ_m по каждой скважине и последующее использование вида (3.82) для прогноза по скважинам.

Случай замкнутого пласта со скважинами - протяженными источниками

Рассмотрим случай, когда скважины представляются не точечными источниками, а участками с распределенными границами:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{C_t \mu h \varphi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p}{\partial y} \right) \right], \quad (3.83)$$

$$\left. \frac{\partial p}{\partial l} \right|_{\Gamma_{wj}} = 0, \quad \oint_{\Gamma_{wj}} \frac{kh}{\mu} \frac{\partial p}{\partial n} dl = q_{wj}, \quad \left. \frac{\partial p}{\partial n} \right|_{\Gamma_e} = 0, \quad p(x, y, 0) = p_i(x, y).$$

В таком случае, также справедлива формула декомпозиции решения:

$$p(x, y, t) = p_{ss}(x, y) + p_{\Delta}(x, y, t) - \gamma t, \quad (3.84)$$

где функции $p_{ss}(x, y)$ и $p_{\Delta}(x, y, t)$ определяются следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial y} \right) = -\gamma C_t \mu h \varphi, \quad (3.85)$$

$$\left. \frac{\partial p_{ss}}{\partial l} \right|_{\Gamma_{wj}} = 0, \quad \oint_{\Gamma_{wj}} \frac{kh}{\mu} \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dl = q_{wj}, \quad \left. \frac{\partial p}{\partial n} \right|_{\Gamma_e} = 0,$$

и

$$\frac{\partial p_{\Delta}}{\partial t} = \frac{1}{C_t \mu h \varphi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial y} \right) \right], \quad (3.86)$$

$$\left. \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial n} \right|_{\Gamma_e} = 0, \quad \left. \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial l} \right|_{\Gamma_{wj}} = 0, \quad \oint_{\Gamma_{wj}} \frac{kh}{\mu} \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial n} dl = 0, \quad \left. \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial n} \right|_{\Gamma_e} = 0,$$

$$p_{\Delta}(x, y, 0) = p_i(x, y) - p_{ss}(x, y) .$$

Проинтегрируем по области уравнение (3.85), при этом поскольку теорема Остроградского-Гаусса применима к односвязным областям, приведем интегрирование по аналогичной области, вырезая к контурам скважин узкие «каналы» (Рисунок 53). Поскольку объем каналов по построению пренебрежимо мал, и на пути интегрирования нет особенностей, то интеграл по всей области равен интегралу области с каналами. При этом получившая область обладает односвязной границей. По формуле Остроградского-Гаусса получим, что интеграл по такой области сведется к интегрированию по этой границе. Поскольку интегрирование по сторонам канала сокращается (Рисунок 53), то формула Остроградского-Гаусса, как и ранее сведется к сумме интегралов по внешней границе пласта и к интегралам по границе скважин:

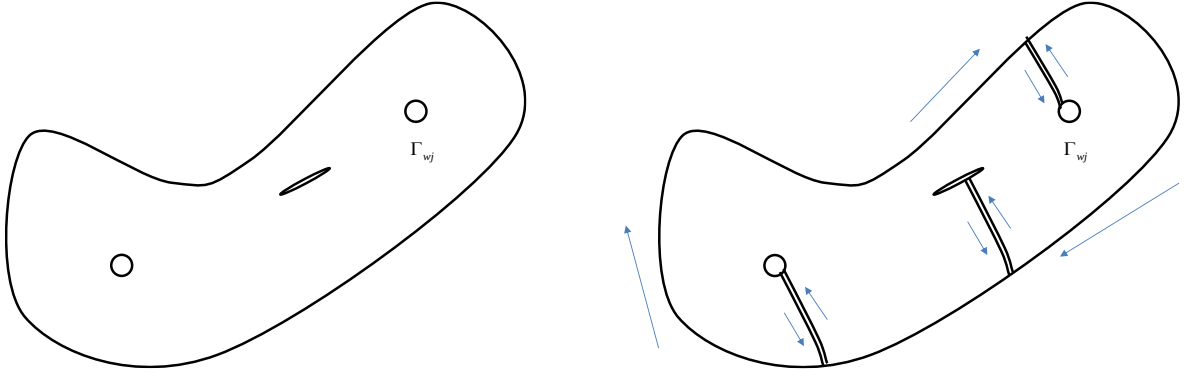


Рисунок 53 – Пояснения по использованию формулы Остроградского-Гаусса для многосвязной области (стрелками показано направление интегрирования)

В итоге получаем для γ :

$$\begin{aligned} \iint \nabla(kh\nabla p_{ss})dS &= \int_{\Gamma_e} kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dl + \sum_{j=1}^N \oint_{\Gamma_{wj}} kh \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dl = -\mu \sum_{j=1}^N q_j \\ &= -\gamma C_t \mu V_{por} . \end{aligned} \quad (3.87)$$

Минус в выражении появляется, поскольку направление обхода по контурам скважин противоположное направлению обхода по внешнему контуру пласта. Отсюда окончательно для γ получаем:

$$\gamma = \frac{1}{C_t V_{por}} \sum_{j=1}^N q_j . \quad (3.88)$$

Все остальные шаги по представлению функции p_{Δ} аналогичны предыдущим шагам:

$$\begin{aligned} p_{\Delta}(x, y, t) &= \bar{p}_i + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m \exp(-\lambda_m t) , \\ A_m &= \frac{\iint \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy} . \end{aligned} \quad (3.89)$$

За исключением того, что собственные функции теперь ищутся в соответствии с новыми граничными условиями:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial \psi_m}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial \psi_m}{\partial y} \right) &= -\lambda_m \psi_m, \\ \oint_{\Gamma_{wj}} \frac{kh}{\mu} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dl &= 0, \quad \frac{\partial \psi_m}{\partial l} \Big|_{\Gamma_{wj}} = 0, \quad \frac{\partial \psi_m}{\partial n} \Big|_{\Gamma_{we}} = 0. \end{aligned} \quad (3.90)$$

Представление выражения для единичной скважины

Распишем выражения для единичной скважины. В общем виде выражение будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} p(x, y, t) &= p_{ss}(x, y) + \bar{p}_i + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m \exp(-\lambda_m t) - \gamma t, \\ A_m &= \frac{\iint \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy}, \quad \gamma = \frac{\sum_{j=1}^N q_j}{C_t V_{por}}. \end{aligned} \quad (3.91)$$

где член $p_{ss}(x_w, y_w) + \bar{p}_i - \gamma t$ отвечает за конечное давление на скважине p_{wfss} .

Таким образом в общем случае для одиночной скважины:

$$\begin{aligned} p_{wf} = p(x_w, y_w, t) &= p_{wfss}(t) + \sum_{m=1}^{\infty} D_m \exp(-\lambda_m t), \\ D_m &= A_m \psi_m. \end{aligned} \quad (3.92)$$

Коэффициент A_m - зависит от начального условия. Таким образом при использовании данной формулы при анализе КПД и, таким образом, зависит от того какое распределение давление было при КПД. При этом ψ_m и λ_m не зависят от начального распределения давления и являются.

Если начальное давление постоянно, то можно аналитически разложить A_m . Воспользуемся ранее представленным разложением:

$$\begin{aligned} A_m &= \frac{\iint \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy} = \frac{\iint \phi h \psi_m p_{ss}(x, y) dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy} \\ &= \frac{1}{C_t \lambda_m} \frac{q_w \psi_m(x_w, y_w)}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}. \end{aligned} \quad (3.93)$$

Если $p(x, y, 0) = p_i = 0$. При этом из (3.91) следует, что

$$p_{ss}(x, y) = - \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m \exp(-\lambda_m t). \quad (3.94)$$

Таким образом, получаем для забойного давления:

$$p_{wf}(t) = \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m(x_w, y_w + r_w) [\exp(-\lambda_m t) - 1] - \gamma t. \quad (3.95)$$

Или с учетом разложения A_m :

$$p_{wf}(t) = \frac{1}{C_t} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{\lambda_m} \frac{q_w \psi_m(x_w, y_w)}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy} \psi_m(x_w, y_w + r_w) [\exp(-\lambda_m t) - 1] - \gamma t. \quad (3.96)$$

С учетом того, что для собственных функций нет особенности в точки скважины, а радиус скважины гораздо меньше, чем характерный размер задачи, получим $\psi_m(x_w, y_w) \approx \psi_m(x_w, y_w + r_w)$, или окончательно:

$$p_{wf}(t) = \frac{q_w}{C_t} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{\lambda_m} \frac{\psi_m^2(x_w, y_w)}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy} [\exp(-\lambda_m t) - 1] - \frac{q_w t}{V_{por} C_t}. \quad (3.97)$$

Отсюда легко получить формулы для прогноза забойного давления при переменном дебите из принципа суперпозиции. Обозначим:

$$G(t) = \frac{1}{C_t} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\psi_m^2(x_w, y_w) [\exp(-\lambda_m t) - 1]}{\lambda_m \iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy} - \frac{t}{C_t V_{por}}. \quad (3.98)$$

Функция $G(t)$ зависит только от времени и не зависит от дебита скважины, таким образом для переменного дебита, получаем в силу принципа суперпозиции:

$$p_{wf}(t) = q_{w0} G(t) + \int_0^t q_w(\tau) \frac{dG(t - \tau)}{d\tau} d\tau, \quad (3.99)$$

$$\frac{dG(t)}{d\tau} = -\frac{1}{C_t} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\psi_m^2(x_w, y_w)}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy} \exp(-\lambda_m t) - \frac{1}{C_t V_{por}},$$

где q_{w0} - дебит в начальный момент времени.

Либо для дискретного случая:

$$p_{wf}(t) = \bar{p}_i + q_{w0} G(t) + \sum_{k=1}^M [q(t_k) - q(t_{k-1})] G(t - t_k). \quad (3.100)$$

Данное представление является более выгодным по сравнению с [201], поскольку параметры λ_m и $\frac{\psi_m^2(x_w, y_w)}{\iint_S \phi h \psi_m^2 dx dy}$ могут быть идентифицированы один раз. Преимущество именно данного вида по сравнению заключается в явной связи дебита жидкости по скважине с забойным давлением.

Выведем аналогичные выражения для одной скважины с протяженной границы в произвольном замкнутом пласте. Забойное давление имеет вид:

$$p_{wf}(t) = \frac{1}{l_w} \oint_{\Gamma_w} p(x_w, y_w, t) dl, \quad (3.101)$$

$$p(x, y, t) = p_{ss}(x, y) + \bar{p}_i + \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m(x, y) \exp(-\lambda_m t) - \gamma t$$

$$\gamma = \frac{q_w}{C_t V_{por}}, \quad A_m = \frac{\iint \phi h \psi_m [p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)] dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy}.$$

Таким образом для среднего забойного давления по скважине:

$$p_{wf}(t) = \bar{p}_{ssw} + \bar{p}_i - \gamma t + \frac{1}{l_w} \sum_{m=1}^{\infty} A_m \exp(-\lambda_m t) \oint_{\Gamma_w} \psi_m(x, y) dl, \quad (3.102)$$

где p_{ss} - среднее значение давления на границе скважины.

При однородном начальном условии для начального момента времени имеем:

$$p_{ss}(x, y) = - \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m(x, y). \quad (3.103)$$

Таким образом для давления в точке:

$$p(x, y, t) = \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m(x, y) [\exp(-\lambda_m t) - 1] - \gamma t. \quad (3.104)$$

Кроме того, при однородном начальном условии есть возможность разложить A_m и выразить их через граничные условия на скважине:

$$\begin{aligned} A_m &= - \frac{\iint \phi h \psi_m p_{ss} dx dy}{\iint \phi h \psi_m^2 dx dy} = \frac{\iint p_{ss} L(\psi_m) dx dy}{C_t \mu \lambda_m \iint \phi h \psi_m^2 dx dy} = \\ &= \frac{1}{C_t \mu \lambda_m \iint \phi h \psi_m^2 dx dy} \left[\iint \nabla(kh \nabla p_{ss}) \psi_m dx dy + \oint_{\Gamma} kh p_{ss} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dl \right. \\ &\quad \left. - \oint_{\Gamma} kh \psi_m \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dl \right]. \end{aligned} \quad (3.105)$$

В целом данное выражение не раскладывается аналитически при озвученных граничных условиях, однако если заменить граничные условия и вместо равенства нулю интеграла по границе скважины поставить равенство нулю его нормальной производной по границе скважины, а для функции p_{ss} заменить интегральное граничное условие его аналогом для производной – задать постоянную нормальную производную равную $\frac{q_w}{l_w}$, где l_w - длина границы скважины, это сделать удастся также если применить теорему о среднем к каждому интегралу. Таким образом, первое слагаемое в скобках равно нулю:

$$\iint \nabla(kh \nabla p_{ss}) \psi_m dx dy = -\gamma C_t \mu \iint \phi h \psi_m dx dy = 0. \quad (3.106)$$

Второе слагаемое в скобках равно нулю в силу озвученных корректировок на граничные условия, третье слагаемое равно нулю везде, кроме как на границе скважины

$$\oint_{\Gamma} kh \psi_m \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dl = \oint_{\Gamma_w} kh \psi_m \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dl = -\frac{\mu q_w}{l_w} \oint_{\Gamma_w} \psi_m dl. \quad (3.107)$$

Отсюда для разложения коэффициентов A_m получаем:

$$A_m = \frac{q_w \oint_{\Gamma_w} \psi_m dl}{C_t \lambda_m l_w \iint \phi h \psi_m^2 dx dy}. \quad (3.108)$$

Отсюда для среднего забойного давления на скважину:

$$p_{wf}(t) = \frac{q_w}{C_t l_w^2} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{[exp(-\lambda_m t) - 1] \left(\oint_{\Gamma_w} \psi_m dl \right)^2}{\lambda_m \iint \phi h \psi_m^2 dx dy} - \frac{q_w}{C_t V_{por}} t. \quad (3.109)$$

Формула для забойного давления получаются аналогично предыдущему случаю (3.99), (3.100) если для функции $G(t)$ определенной следующим образом:

$$G(t) = \frac{1}{C_t l_w^2} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{[exp(-\lambda_m t) - 1] \left(\oint_{\Gamma_w} \psi_m dl \right)^2}{\lambda_m \iint \phi h \psi_m^2 dx dy} - \frac{t}{C_t V_{por}}. \quad (3.110)$$

Случай, когда на части границы пласта поддерживается постоянное давление

Рассмотрим пласт с двумя типами участков внешней границы – отсутствие перетока и поддержание постоянного давления. На скважинах задан постоянный дебит (равноприток). Поскольку в задаче есть участок границы с постоянным давлением решение ищется в виде:

$$p(x, y, z, t) = p_{\Delta}(x, y, z, t) + p_{ss}(x, y, z). \quad (3.111)$$

где для функции $p_{ss}(x, y)$ решается стационарное уравнение с теми же граничными условиями на скважинах и на границе пласта, а для функции p_{Δ} граничные условия на скважинах и на внешней границе однородны: на скважинах задан непереток, а на участке границы B_e задано $p_{\Delta} = 0$, на участке внешней границы B_u , $\frac{\partial p_{\Delta}}{\partial n} = 0$. При этом начальное условие для p_{Δ} равно $p_i(x, y) - p_{ss}(x, y)$.

Как и ранее имеем для разложения искомой функции $p(x, y, t)$:

$$p(x, y, z, t) = \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m [exp(-\lambda_m t) - 1], \quad (3.112)$$

$$A_m = \mu C_t \iiint_G \phi [p_i - p_{ss}] \psi_m dV.$$

При однородном начальном условии A_m можно аналитически разложить:

$$\begin{aligned} A_i &= \frac{1}{\lambda_i} \iiint_G p_{ss} \nabla(k \nabla \psi_i) dV = \\ &= \frac{1}{\lambda_i} \left[\iiint_G \psi_i \nabla(k \nabla p_{ss}) dV + \iint_S k p_{ss} \frac{\partial \psi_i}{\partial n} dS - \iint_S k \psi_i \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dS \right]. \end{aligned} \quad (3.113)$$

Первый интеграл равен нулю по определению функции p_{ss} , второй интеграл равен нулю в силу однородности p_{ss} на участках постоянного давления и однородности $\frac{\partial \psi_i}{\partial n}$ на участках отсутствия перетока. Третий интеграл равен нулю на внешних границах и отличен от нуля только на скважинах (при условии равнопритока по скважине):

$$A_m = \frac{\mu}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS. \quad (3.114)$$

Отсюда для итогового разложения искомой функции:

$$p(x, y, z, t) = \mu \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{\psi_m}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS [\exp(-\lambda_m t) - 1] \right\}. \quad (3.115)$$

Давление на i -ой скважине равно:

$$\begin{aligned} p_{wfi} &= \frac{1}{S_{wi}} \oint_{S_{wi}} p(x, y, z, t) dS \\ &= \frac{\mu}{S_{wi}} \sum_{m=1}^{\infty} [\exp(-\lambda_m t) - 1] \left\{ \frac{1}{\lambda_m} \iint_{S_{wi}} \psi_m dS \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS \right\}. \end{aligned} \quad (3.116)$$

В итоге, для забойного давления на скважине, получаем:

$$p_{wfi} = \frac{\mu}{S_{wi}} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{[\exp(-\lambda_m t) - 1]}{\lambda_m} \left\{ \frac{q_{wi}}{S_{wi}} \left(\iint_{S_{wi}} \psi_m dS \right)^2 + \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS \right\}. \quad (3.117)$$

Случай, когда скважинах задано постоянное забойное давление

Поскольку в задаче уже есть граница постоянного давления в виде границы скважины, то решение ищется в том же виде: в виде установившегося решения с теми же граничными условиями что и в исходной задаче (которые сводятся заменой переменных к однородным на внешней границе пласта) и неустановившегося решения с однородными условиями на внешней границе и на скважинах.

Как и ранее имеем для разложения искомой функции $p(x, y, z, t)$:

$$p(x, y, z, t) = \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m [\exp(-\lambda_m t) - 1], \quad (3.118)$$

$$A_m = \mu C_t \iiint_G \varphi [p_i - p_{ss}] \psi_m dV.$$

При однородном начальном условии A_m можно аналитически разложить:

$$\begin{aligned} A_i &= \frac{1}{\lambda_i} \iiint_G p_{ss} \nabla(k \nabla \psi_i) dV = \\ &= \frac{1}{\lambda_i} \left[\iiint_G \psi_i \nabla(k \nabla p_{ss}) dV + \iint_S k p_{ss} \frac{\partial \psi_i}{\partial n} dS - \iint_S k \psi_i \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dS \right]. \end{aligned} \quad (3.119)$$

Первый интеграл равен нулю, поскольку источники в области фильтрации отсутствуют (только по границе пласта и скважин). Третий интеграл равен нулю как на внешней границе (однородные условия либо по ψ_i либо $\frac{\partial p_{ss}}{\partial n}$), так и на скважинах – однородные условия по ψ_i на скважинах. Второй интеграл равен нулю на внешней границе пласта. На скважинах имеем:

$$A_i = \frac{\sum_{j=1}^N p_{wfj} \oint_{S_{wj}} k \frac{\partial \psi_i}{\partial n} dS}{\lambda_i}. \quad (3.120)$$

Пусть $\bar{k}_j$ - средняя проницаемость по границе j -ой скважины (в дальнейшем черту над проницаемостью опустим). С учетом введенных обозначений:

$$A_i = \frac{\sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \oint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_i}{\partial n} dS}{\lambda_i}. \quad (3.121)$$

Таким образом для давления имеем:

$$p(x, y, z, t) = \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{[\exp(-\lambda_m t) - 1]}{\lambda_m} \psi_m(x, y, z) \sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \oint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right\}. \quad (3.122)$$

Для дебита j -ой скважины:

$$\begin{aligned} q_{wi} &= \frac{1}{\mu} \oint_{S_{wi}} k \frac{\partial p}{\partial n} dS \\ &= \frac{1}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{[\exp(-\lambda_m t) - 1]}{\lambda_m} \left[\oint_{S_{wi}} k \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right] \left[\sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \oint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right] \right\}. \end{aligned} \quad (3.123)$$

Или окончательно:

$$q_{wi} = \frac{k_i}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{[\exp(-\lambda_m t) - 1]}{\lambda_m} \left[\oint_{S_{wi}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right] \left[\sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \oint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right] \right\}. \quad (3.124)$$

Или для единственной скважины в пласте:

$$q_w = \frac{p_{wf} k_w^2}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{[\exp(-\lambda_m t) - 1]}{\lambda_m} \left[\oint_{S_w} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right]^2 \right\}. \quad (3.125)$$

3.3.3. Связь собственных функций задачи фильтрации с коэффициентами матрицы взаимных продуктивностей

Рассмотрим разложение дебита по скважине:

$$q_{wi} = \frac{k_i}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{[\exp(-\lambda_m t) - 1]}{\lambda_m} \left[\oint_{S_{wi}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right] \left[\sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \oint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right] \right\}. \quad (3.126)$$

По сути, это разложение является разложением решения для вида матрицы взаимных продуктивностей:

$$q_{wi} = \sum_{j=1}^N J_{ij} \Delta p_{wj}, \quad (3.127)$$

$$J_{ij} = \frac{k_i k_j}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{\exp(-\lambda_m t) - 1}{\lambda_m} \left[\oint_{S_{wi}} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \right] \left[\oint_{S_{wj}} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \right] \right\}.$$

Напомним, что p_{wfj} - есть депрессия относительно начального давления за вычетом конечного давления в точке скважины.

Для вертикальных скважин имеем:

$$J_{ij} = \frac{4\pi^2 k_i k_j h_i h_j}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{\exp(-\lambda_m t) - 1}{\lambda_m} \left[\frac{\partial \Psi_m}{\partial n} \Big|_{r_{wj}} \right] \left[\frac{\partial \Psi_m}{\partial n} \Big|_{r_{wi}} \right] \right\}. \quad (3.128)$$

Коэффициенты J_{ij} могут быть найдены из данных нормальной эксплуатации, а также дополнительно оценены с помощью метода МГЭ (см. Главу 7). Таким образом получаем огромное количество точек для регуляризации, поскольку при изменении давления на скважинах данную систему также можно расписать с помощью метода суперпозиции (интеграла Дюамеля) и получить решения на любой момент времени. В отличие от коэффициентов МВП J_{ij} , параметры λ_m и ψ_m - постоянны и не зависят от времени. Это позволяет накапливать данную информацию о системе и использовать ее затем при планировании и решении обратных задач (КВД, замер Рпл и т.д.), что также будет рассмотрено далее.

3.3.4. Использование метода граничных элементов для прогноза производительности скважин в пластах с наличием амплитудных разломов

Параграф посвящен развитию метода граничных элементов (МГЭ) для прогноза продуктивности многоскважинных систем. 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 таким образом, чтобы выполнялись заданные граничные условия. Для этого на каждом временном шаге необходимо решить систему линейных уравнений, коэффициенты которых определяются из функции взаимовлияния распределённых по границе фиктивных источников.

В работе показано, что для стационарных случаев существуют аналитические выражения для интеграла по линейному сегменту, которыми аппроксимируются границы. Это значительно ускоряет вычисления. Также показано, что система уравнений для этого случая однозначно разрешима при наличии данных технологического режима скважин и априорной геологической информации о форме границ и условиях на этих границах. Для нестационарного случая в работе предложен алгоритм инициации и адаптации модели граничных элементов с использованием данных о технологических режимах скважин для нескольких временных интервалов.

МГЭ имеет ряд преимуществ. Во-первых, решения для функций влияния источников получены аналитически, что упрощает решение исходной задачи. Во-вторых, МГЭ позволяет в явном виде учесть наличие нарушений структуры пласта: зон выклинивания и замещения коллектора, разломы. В-третьих, МГЭ позволяет снизить размерность задачи, поскольку решение в области сводится к нахождению плотности источников по границе. В-четвертых, в отличие от дифференциальных методов численная реализация МГЭ имеет особенность сглаживать ошибку, что особенно важно при решении задач с широким диапазоном характерных размеров. Например, если необходимо одновременно моделировать очень маленькие и очень большие объекты. Реализация такого расчета разностными методами потребует построения сильно неоднородной сетки, что заметно увеличит сложность расчетов по сравнению с МГЭ. Также МГЭ естественным образом может быть распараллелен как на центральном, так и на графическом процессоре, что критически важно для достижения высокой скорости расчетов в рамках решения задачи оперативного принятия решений по управлению разработкой.

Описание метода граничных элементов

Метод источников имеет значительные ограничения для моделирования производительности скважин в неоднородных коллекторах с наличием амплитудных разломов и зон выклинивания или замещения коллектора. Среди численных методов наиболее распространен конечно-разностный метод, а также метод конечных элементов, используемый в коммерческих симуляторах. Недостатки использования коммерческих симуляторов в текущей производственной деятельности инженера озвучивались выше. Дополнительно необходимо отметить проблемы разбиения расчетной области в присутствии большого количества дизъюнктивных нарушений.

В этих условиях весьма привлекательным становится метод граничных элементов. В рамках данного метода рассматривается задача в неограниченной среде. При этом предполагается, что по границам исходной задачи (границам коллектора и скважин) распределены источники массы («элементарные скважины») мощность которых необходимо подобрать таким образом, чтобы выполнялись граничные условия. При этом как правило необходимо решить систему линейных уравнений, коэффициенты которых определяются из функции взаимовлияния распределённых по границе фиктивных источников.

МГЭ описан и довольно подробно изучен в приложениях к нефтяному инжинирингу [88-93]. Основной областью его применения служат многоскважинные системы в пластах нерегулярной формы [88, 93], а также моделирование производительности скважин сложного заканчивания [92]. При этом одним из главных недостатков в широком распространении МГЭ заключается в том, что он рассчитан на однородные задачи и однофазную фильтрацию. Для устранения этого недостатка в работе [89] предложен подход для моделирования кусочно-

однородного пласта с помощью МГЭ. В дальнейшем в работах [90, 91] развит метод возмущения для использования МГЭ при решении задач фильтрации в неоднородных пластах на установившемся и нестационарном режимах. При этом сама реализация метода возмущений значительно усложняет применение МГЭ, а его реализация становится более громоздкой.

В данной работе предложен другой подход к использованию МГЭ в неоднородных пластах с наличием дизъюнктивных нарушений. Как будет показано на модельных и реальных примерах предлагаемый метод имеет достаточную для инженерных расчетов точность, кроме того, он легок в реализации. Рассматривается две реализации МГЭ – стационарная и нестационарная. Стационарная хорошо работает на высокопроницаемых пластах. Использование МГЭ элементов показано на примере карбонатных коллекторов Тимано-Печорской нефтегазовой провинции. Использование МГЭ в нестационарной постановке приведено на примере терригенных отложений шельфа Вьетнама и трещиноватых пластов Тимано-Печоры.

МГЭ для стационарной фильтрации

Рассмотрим произвольный контур месторождения. Аппроксимируем его многоугольником $P_1, P_2, \dots, P_{N_\Omega}$ (Рисунок 54). На каждом отрезке $[P_j, P_{j+1}]$ являющимся частью границы, размещаем распределенный по этому отрезку непрерывный фиктивный источник/сток с требующей определения мощностью q_j . Тогда значение пластового давления будет определяться тремя составляющими: начальным давлением, изменением давления от работы скважин Γ_w и изменением, внесенным функционированием фиктивных источников, моделирующих влияние границ Γ_Ω и разломов Γ_b :

$$p(\vec{r}) = p_0 + \sum_{i=1}^{N_w} p_i(\vec{r}) + \sum_{j=1}^{N_\Omega} p_j(\vec{r}) + \sum_{k=1}^{N_b} p_k(\vec{r}), \quad (3.129)$$

где N_w - количество скважин;

N_Ω - разбиение внешних границ;

N_b - количество разломов, каждый разлом также разбивается на k_l элементов, поэтому:

$$p_k(\vec{r}) = \sum_{l=1}^{k_l} p_{kl}(\vec{r}).$$

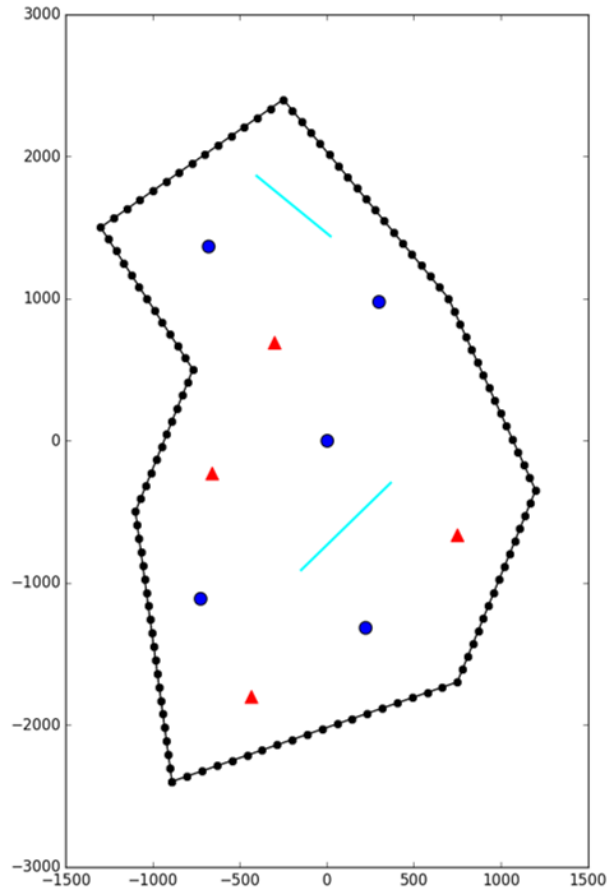


Рисунок 54 – Аппроксимация контура коллектора многоугольником

Решение для распределения давления от точечного источника в однородном пласте при двумерной фильтрации известно. Отсюда можно получить выражение для перепада давления в произвольной точке от отрезка с равномерным распределённым стоком или источником, принадлежащим внешней границе Γ_Ω или внутреннему разлому Γ_b :

$$p_j(\vec{r}) = \frac{1}{L_j} \tilde{q}_j \int_{[P_j, P_{j+1}]} \ln \frac{|\vec{r} - \vec{r}_j|}{R_k} dl, \quad (3.130)$$

$$p_{kl}(\vec{r}) = \frac{1}{L_j} \tilde{q}_{bkl} \int_{[P_j, P_{j+1}]} \ln \frac{|\vec{r} - \vec{r}_{kl}|}{R_k} dl,$$

где L_j - длина отрезка;

$\tilde{q}_j$ - мощность источника/стока на рассматриваемом отрезке внешней границы;

$\tilde{q}_{bkl}$ - мощность источника/стока на рассматриваемом отрезке внутреннего разлома, контура замещения коллектора или контура выклинивания;

$\vec{r}_j$ - радиус-вектор точки на отрезке, вдоль которой идет интегрирование;

R_k - удаленный радиус контура.

Необходимо отметить, что данный интеграл можно взять аналитически, что упрощает дальнейшие вычисления:

$$\begin{aligned}
 & \frac{1}{L_j} \int_{[P_j, P_{j+1}]} \ln |\vec{r} - \vec{r}_j| dl = \\
 & = \frac{1}{|\vec{r}_{j+1} - \vec{r}_j|^2} \left\{ \lambda \left(\arctg \frac{\langle \vec{r}_{j+1} - \vec{r}_j, \vec{r}_{j+1} - \vec{r} \rangle}{\lambda} - \arctg \frac{\langle \vec{r}_{j+1} - \vec{r}_j, \vec{r}_j - \vec{r} \rangle}{\lambda} \right) + \right. \\
 & \left. + \frac{\langle \vec{r}_{j+1} - \vec{r}_j, \vec{r}_{j+1} - \vec{r} \rangle}{2} \ln(\vec{r}_{j+1} - \vec{r})^2 - \frac{\langle \vec{r}_{j+1} - \vec{r}_j, \vec{r}_j - \vec{r} \rangle}{2} \ln(\vec{r}_j - \vec{r})^2 - |\vec{r}_{j+1} - \vec{r}_j| \right\}, \\
 & \lambda = \sqrt{(\vec{r}_{j+1} - \vec{r}_j)^2 (\vec{r}_j - \vec{r})^2 - \langle \vec{r}_{j+1} - \vec{r}_j, \vec{r}_j - \vec{r} \rangle^2},
 \end{aligned} \tag{3.131}$$

где под $\langle \vec{a}, \vec{b} \rangle$ обозначено скалярное произведение векторов.

Влияние от вертикальных скважин будем моделировать с помощью следующего выражения:

$$p_i(\vec{r}) = \frac{Q_i \mu_i B_i}{2\pi k_i h_i} \ln \frac{|\vec{r} - \vec{r}_i|}{R_k}, \tag{3.132}$$

где k_i, h_i - закрепленные на скважине абсолютная проницаемость и мощность;

$B_i = f_w^i B_w + (1 - f_w^i) B_o$ - объемный коэффициент жидкости по скважине;

f_w^i - обводненность i -ой скважины.

Вязкость по i -ой скважине определяется с учетом эффектов многофазной фильтрации. Если скважина нагнетательная, то эффективная вязкость равна:

$$\mu_i^{inj} = \frac{\mu_w}{k_w(1 - S_{or})}, \tag{3.133}$$

где μ_w - вязкость воды в пластовых условиях;

$k_w(S_w)$ - относительная фазовая проницаемость (ОФП);

S_{or} - остаточная нефтенасыщенность.

В случае добывающей скважины:

$$\mu_i^{prod} = \frac{\mu_w \mu_o}{k_w(S'_w) \mu_o + k_o(S'_w) \mu_w}, \tag{3.134}$$

где водонасыщенность S'_w определяется на скважине из текущей обводненности f_w и корреляций Corey.

Скважины с трещинами ГРП будем моделировать в общем случае следующим образом:

$$p_i(\vec{r}) = \frac{\mu_i}{2\pi k_i h_i} \int_{\Gamma_f} Q_i \ln \frac{|\vec{r} - \vec{r}_i|}{R_k} dl, \tag{3.135}$$

где Γ_f - граница трещины – отрезок $[\vec{r}_i^1, \vec{r}_i^2]$, где $\vec{r}_i^1$ - координата начала отрезка, $\vec{r}_i^2$ – координата конца отрезка;

$Q_i = Q_i(\vec{r})$ - распределение притока вдоль трещины.

Для нахождения распределения $Q_i(\vec{r})$ необходимо рассматриваемую трещину ГРП разделить на отрезки, которые увязывать с уравнениями потока в трещине. Однако в связи с тем, что целью работы является нахождение поля давления на относительно больших расстояниях от скважины, в дальнейшем будем предполагать, что приток равномерно распределен по поверхности трещины:

$$p_i(\vec{r}) = \frac{\mu_i Q_i}{4\pi k_i h_i x_f^i} \int_{\Gamma_f} \ln \frac{|\vec{r} - \vec{r}_l|}{R_k} dl, \quad (3.136)$$

здесь Q_i - уже дебит скважины с ГРП;

x_f^i - полудлина трещины ГРП.

Учет горизонтальной скважины вводится путем дополнительного скин-фактора за счет схождения потока [94] при расчете забойного давления на рассматриваемой скважине. Таким же образом учитывается несовершенство скважин и наклонно-направленные скважины [94].

Для решения прямой задачи предполагается известными граничные условия на внешних границах пласта Γ_Ω , расположение дизъюнктивных нарушений. А также данные технологического режима: дебит жидкости, обводненность, забойное давление. Также предполагается известными скин-фактор или закрепленная проницаемость по каждой из скважин. Это и есть априорная информация, которую можно явным образом учесть при анализе производительности многоскважинной системы. При анализе многоскважинных систем с помощью CRM [95-104] моделей этого сделать нельзя.

Неизвестными предполагаются производительность псевдо-источников q_j , q_{bkl} на внешних границах пласта Γ_Ω и дизъюнктивных нарушениях Γ_b соответственно. Для нахождения неизвестных записывается система уравнений относительно забойных давлений на скважинах (N_w уравнений), потока на дизъюнктивных нарушениях Γ_b ($N_b \times k_l$ уравнений) и условий на внешних границах пласта Γ_Ω (N_Ω уравнений). Предполагается, что граничные условия должны быть выполнены в выделенной точке вертикальной скважины, а также в середине отрезков, входящих в состав границ Γ_Ω , Γ_b . При этом для более корректного учета различных фильтрационных свойств на скважинах, при записи уравнений для забойных давлений необходимо использовать средние параметры для проницаемости, мощности и эффективной вязкости для рассматриваемой пары скважин:

$$\begin{aligned}
p(\vec{r})|_{\vec{r} \in \Gamma_{wm}} &= p_{wf_m} \\
&= p_0 + \frac{Q_i \mu_i B_i}{2\pi k_i h_i} \left(\ln \left(\frac{r_{wi}}{R_k} \right) + S_i \right) + \frac{1}{2\pi} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^{N_w} \frac{Q_i \mu_m B_i}{k_{im} h_{im}} \ln \frac{|\vec{r} - \vec{r}_i|}{R_k} + \sum_{j=1}^{N_\Omega} p_j(\vec{r}) \\
&+ \sum_{k=1}^{N_b} \sum_{l=1}^{k_l} p_{kl}(\vec{r}), \\
\frac{\mu_{im}}{k_{im} h_{im}} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_i}{k_i h_i} + \frac{\mu_m}{k_m h_m} \right).
\end{aligned} \tag{3.137}$$

Необходимо отметить, что от неизвестной величины R_k можно избавиться, если учесть, что сумма дебитов скважин и всех фиктивных источников равна нулю. Таким образом, в данной постановке имеем следующие неизвестные. N_w неизвестных закрепленных проницаемостей по скважинам, если заданы скин-факторы S_i по скважинам, либо N_w скин-фактором по скважинам, если заданы закрепленные проницаемости по скважинам k_i . N_Ω неизвестных мощностей источников q_j , распределенных по отрезкам внешней границы Γ_Ω . $N_b \times k_l$ неизвестных мощностей источников q_{bkl} , распределенных по границам Γ_b дизъюнктивных нарушений, каждое нарушение l -ое нарушение разбито на k_l отрезков.

При записи уравнений мы также имеем $(N_w + N_\Omega + N_b \times k_l)$ уравнений, тем самым система однозначно разрешается на каждом шаге. Факт однозначности системы уравнений установившейся фильтрации обладает огромным потенциалом для использования при решении производственных задач. Полученные результаты можно применить не только к построению карт изобар. Как будет показано ниже на фактических примерах с учетом полученной информации можно построить карты проницаемости, интерполируя вычисленные закрепленные значения по каждой из скважин, определить степень взаимовлияния скважин, проследить за динамикой скин-фактора, провести оценку эффективности интенсификации добычи по скважине в долгосрочной перспективе с учетом влияния окружения.

МГЭ для нестационарной фильтрации

Во многих случаях необходимо учитывать нестационарное перераспределение поля давления в процессе неустановившегося режима, например, на низкопроницаемых пластах. Для этого необходимо разработать вариант МГЭ для нестационарной фильтрации. Отличие нестационарного варианта МГЭ заключается в выборе функции источника, описывающего нестационарное распределение давления в форме линейного стока, находящегося в начале координат:

$$\Delta p(\vec{r}, t) = \frac{q\mu}{4\pi k h} Ei \left(-\frac{|\vec{r}|^2}{4kt} \right), \tag{3.138}$$

где $|\vec{r}|$ - расстояние от линейного стока до рассматриваемой точки $\vec{r}$;

$Ei(x)$ - функция интегральной экспоненты;

$\kappa = \frac{k}{\phi \mu C_t}$ - коэффициент пьезопроводности;

ϕ – пористость;

C_t - сжимаемость.

Для нахождения перепада давления в данной рассматриваемой точке также справедлива следующая формула. Где для вычисления вклада псевдоисточников, расположенных на границах пласта Γ_Ω и дизъюнктивных нарушениях Γ_b используется следующее выражение:

$$\Delta p(\vec{r}, t_\tau) = \frac{1}{L_j} \sum_{i=1}^{\tau} (\tilde{q}_{ij} - \tilde{q}_{i-1j}) \int_{[P_j, P_{j+1}]} Ei \left(-\frac{(\vec{r} - \vec{r}_j)^2}{4\kappa(t_\tau - t_{i-1})} \right) dl, \quad (3.139)$$

где q_{ij} - дебит j -го источника в i -ый момент времени.

По сути, выражение (3.139) является принципом суперпозиции для учета переменного дебита псевдоисточников на границе и на дизъюнктивных нарушениях.

Аналогично находится вклад скважин:

$$\Delta p_j(\vec{r}, t_\tau) = \frac{\mu_j}{4\pi k_j h_j} \sum_{i=1}^{\tau} (Q_{ij} - Q_{i-1j}) Ei \left(-\frac{(\vec{r} - \vec{r}_j)^2}{4\kappa_j(t_\tau - t_{i-1})} \right), \quad (3.140)$$

где Q_{ij} - дебит j -го скважины в i -ый момент времени.

Аналогично стационарному случаю, записываем систему уравнений относительно граничных условий на внешних границах пласта, на дизъюнктивных нарушениях и на скважинах. На первом шаге по времени система уравнений однозначно разрешается. Вычисления дебитов псевдоисточников на последующих временных шагах ведется с учетом известных дебитов на предыдущих.

В случае необходимости моделирования трещиновато-поровых коллекторов необходимо перейти в пространство Лапласа, где в качестве базовых функций для моделирования граничных элементов необходимо использовать модифицированные функции Бесселя и их пространственные интегралы [59, 60, 63].

Учет аквифера в рамках МГЭ

Аквифер будем учитывать путем введения дополнительной зоны с равноудаленной от границ продуктивной части месторождения на заданное расстояние, называемое «радиусом аквифера». Например, для круглого пласта, аквифер – есть концентрическая окружность. Для пласта более сложной формы, аквифер определяется равномерным удалением границ продуктивной части месторождения на радиус аквифера (Рисунок 55).

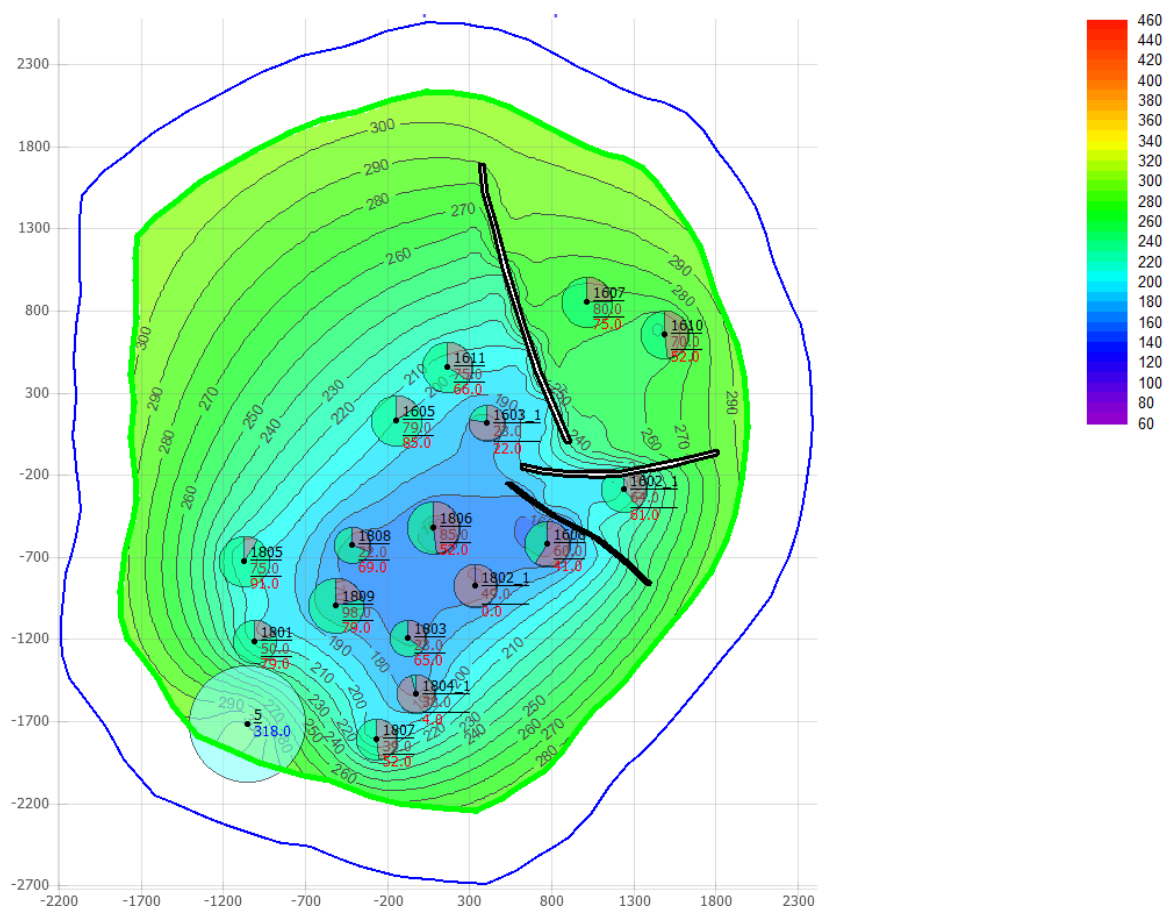


Рисунок 55 – Введение аквифера на примере участка месторождения в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции [125]

Фильтрационно-емкостные свойства аквифера будем полагать равными средним по закрепленным скважинам, если отсутствует более точная информация. Необходимо отметить, что радиус аквифера, а также условия на внешней границе аквифера являются настраиваемыми параметрами для лучшей адаптации фактических замеров.

Верификация работы алгоритмов на модельных примерах

Верификация алгоритма проводилась в два этапа на аналитических решениях и в сравнении с численными моделями. Для проверки на аналитических примерах использовались решения для производительности скважин для пластов различной формы и различными условиями на границе с использованием форм-факторов [105]. На Рисунке 56 показаны результаты моделирования поля давления в простейших аналитических случаях. Отличие в расчете забойного давления от результатов аналитических формул с использованием форм факторов составил менее 0,1%.

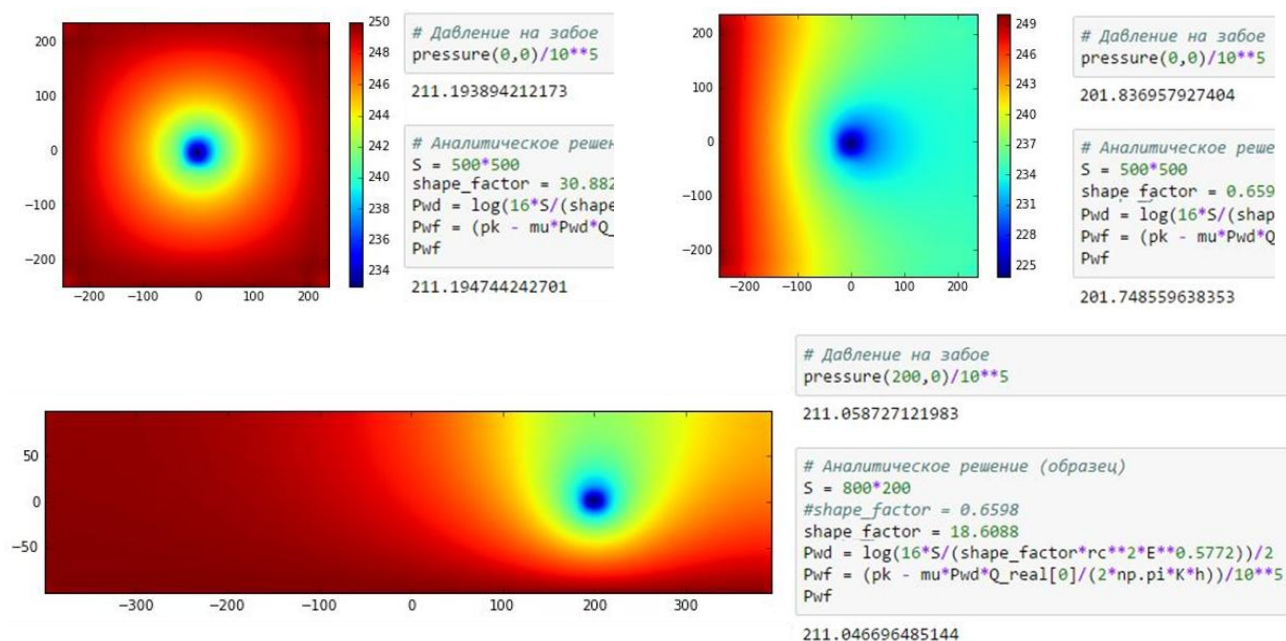


Рисунок 56 – Моделирования поля давления для простейших случаев производительности одиночных скважин

Также на установившемся и неустойчивом режиме было проведено сравнение производительности трещины и горизонтальной скважины для модельных примеров прямоугольного пласта (Рисунок 57) с различными граничными условиями, которое показало отклонение менее 1% от коммерческих симуляторов.

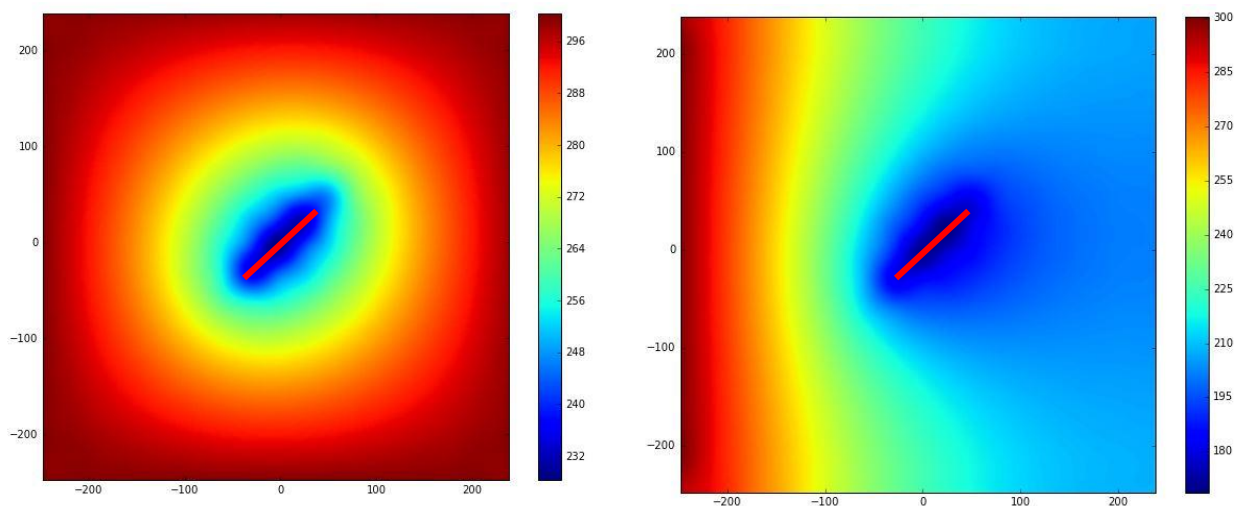


Рисунок 57 – Моделирование трещины

Было проведено сравнение эффективности работы алгоритма задания дизъюнктивных нарушений на модельных примерах (см. различные аналитические решения [105-115]). В целом для проверки корректности работы алгоритма были проведены множественные тесты на модельных примерах (более 50 примеров с пластами различных форм в присутствии разломов).

Отклонение в расчетном поле давления по всей совокупности рассматриваемых случаев не превысило 1.5%.

Также проводилось сравнение на реальных месторождениях. При этом отклонение на реальных примерах хоть и является приемлемым для инженерных расчетов, тем не менее может быть достаточно большим – до 7-10 % на рассматриваемых месторождениях. Это связано в первую очередь с различными подходами к учету неоднородности пласта. Для ясности рассмотрим модельный пример пласта с неоднородной проницаемостью. На практике мы знаем только закрепленные проницаемости на скважинах, тогда как распределение проницаемости в межскважинном пространстве нам неизвестно. Пусть на скважинах задана проницаемость в соответствии с Таблицей 2.

Таблица 2 – Закрепленные значения проницаемостей по скважинам

N_well	k, mD	Q, m3/day	Pwf_calc	Pwf_Rubis (regions)	Pwf_Rubis (kriging_800)	Pwf_Rubis (linear_interp)
1	100	500	191	189	180	189
2	50	-300	310	309	290	306
3	100	450	196	195	192	195
4	100	-100	255	257	259	257
5	50	150	205	208	209	208
6	50	350	159	163	176	166
7	50	250	189	191	194	192
8	75	-300	286	292	303	293
9	50	250	190	192	202	198
10	50	150	213	215	217	216
11	50	-350	327	328	319	327
12	100	-200	271	272	275	272
13	50	150	214	215	223	216
14	100	300	212	210	209	211
15	100	500	193	192	189	193
Perm. map						

В зависимости от способа интерполяции проницаемости в межскважинном пространстве результаты расчета поля давления могут быть различными, поскольку сама решаемая задача различна. В Таблице 2 изображены различные способы интерполяции поля проницаемости для одних и тех же закрепленных значений проницаемости по скважинам (внизу справа налево): с помощью задания регионов проницаемости, с помощью кригинга, с помощью линейной интерполяции.

В Таблице 2 приведены результаты расчетов забойных давлений для одних и тех же заданных дебитов (отрицательные дебиты соответствуют нагнетательным скважинам). На Рисунке 58 изображен кросс-плот сравнения расчетных забойных давлений по скважинам в рассматриваемом неоднородном пласте, полученных с помощью предлагаемого в статье алгоритма учета неоднородности (p_{wfcalc}) и с помощью коммерческого симулятора

($p_{wfsimulator}$) для различных способов интерполяции проницаемости в межскважинной пространство. Видно, что в целом предлагаемая версия метода граничных элементов достаточно точно учитывает неоднородное распределение проницаемости. При этом, получаемые с помощью предлагаемого в статье метода результаты некорректно называть менее точными, поскольку, как упоминалось ранее, истинное значение проницаемости неизвестно.

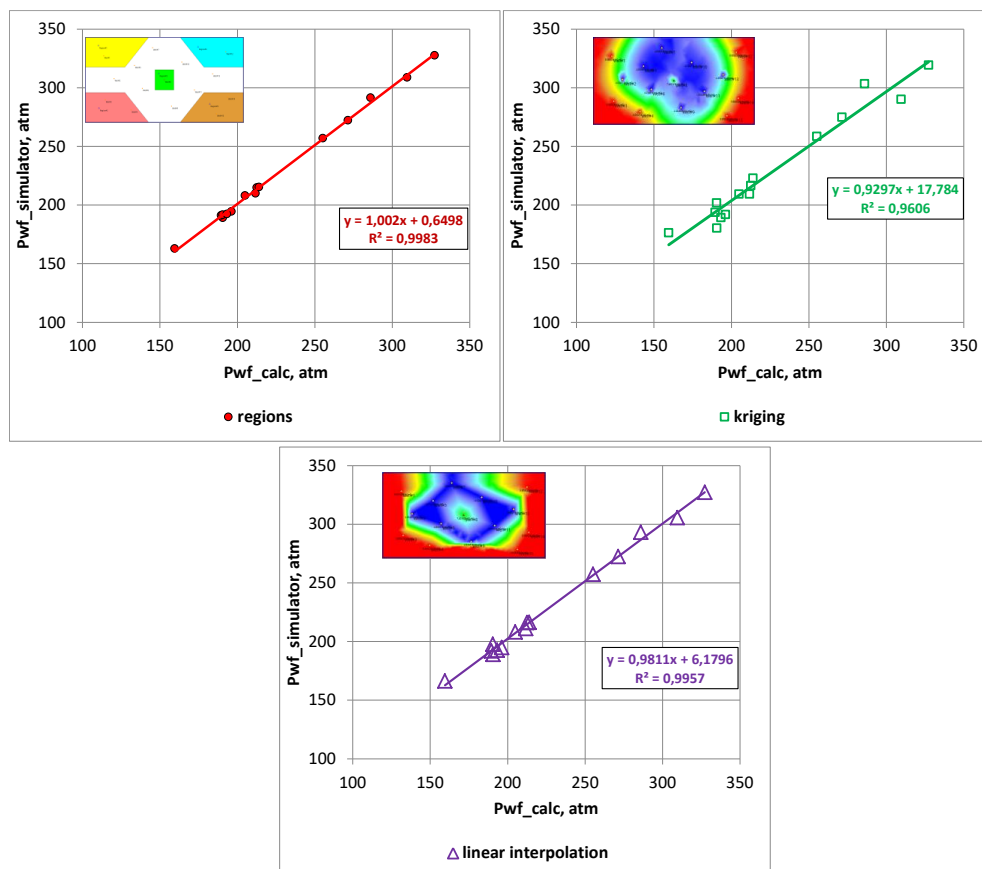


Рисунок 58 – Кросс-плот сравнения расчетных забойных давлений по скважинам в неоднородном пласте, полученных с помощью рассматриваемого алгоритма (p_{wfcalc}) и с помощью коммерческого симулятора ($p_{wfsimulator}$)

Примеры практических приложений

Ниже рассмотрим различные приложения предлагаемого в работе подхода для решения практических инженерных задач разработки месторождений. Отдельное внимание уделяется переходу от реализованного численно-аналитического метода граничных элементов к количественным показателям при описании производительности многоскважинной системы в неоднородном пласте.

Определение динамики скин-фактора

Поскольку предлагаемый в работе алгоритм расчета поля давления учитывает взаимовлияние скважин с учетом существующих разломов. То, при известных закрепленных проницаемостях есть возможность определить скин-факторы на скважинах. Это крайне важный

момент, поскольку в обычных условиях при снижении дебита скважины не совсем ясна причина – снижение пластового давления или рост скин-фактора. Поскольку рассматриваемый алгоритм учитывает влияние окружения, то влияние снижения пластового давления и изменения свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) на дебит скважины можно разделить на количественные факторы. Сравнивая расчет получаемых скин-факторов на каждый технологический режим, можно построить динамику скин-фактора и определить кандидаты на стимуляцию. На Рисунке 59 изображен пример определения динамики скин-фактора для одной из скважин. Видно, что в течение продолжительного времени скин-фактор скважины растет со значений «-5» (скважина стимулирована ГРП) до положительных значений. При этом на среднем участке рост скин-фактора не отражается на дебите скважины, что связано со снижением забойного давления при стабильном пластовом давлении. В заключительный период виден резкий рост скин-фактора, который связан с загрязнением ПЗП во время глушения. Определяя динамику скин-фактора на различные периоды времени удобно формировать первичный список скважин-кандидатов на стимуляцию (кислотную обработку, рефрак и т.д.).

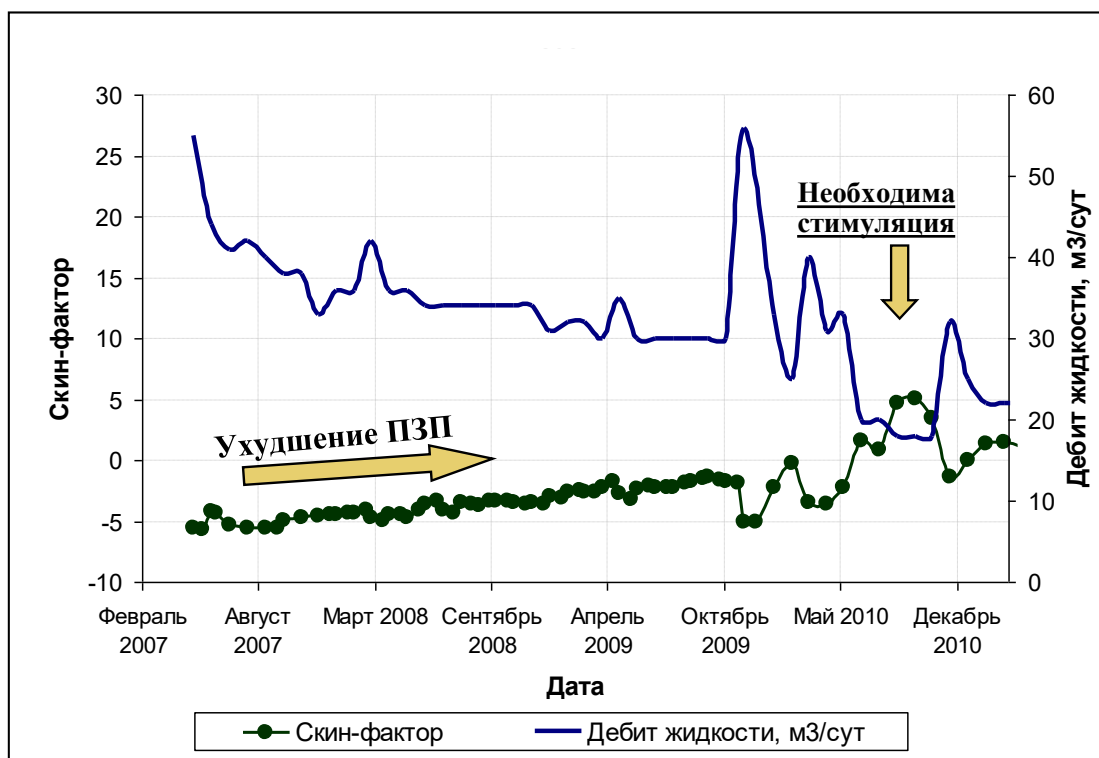


Рисунок 59 – Пример вычисления динамики скин-фактора по одной из скважин, требующей стимуляции

На практике зачастую нет информации о скин-факторе по всем скважинам. В таком случае нужно определить базовый период времени, в который необходимо присвоить каждой скважине свой скин-фактор из практических соображений: если скважина с ГРП, то можно взять скин-фактор из отчета о ГРП, для других скважин можно воспользоваться аналитическими моделями.

Если же скважина не стимулирована, то можно принять скин-фактор равный нулю. В процессе первого «базового» расчета определяются закрепленные проницаемости по скважинам. В последующие периоды времени скин-факторы определяются при условии постоянства определенных на первом шаге проницаемостей. Изложенный подход является в определенной степени условным, поскольку скин-факторы в начальный период определены условно. Тем не менее предлагаемый способ контроля за состоянием ПЗП на качественном уровне позволит выделить и ранжировать скважины, требующие проведения геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи.

Определение прироста от интенсификации

Определение прироста от интенсификации добычи по скважине – снижения забойного давления или проведении на скважине геолого-технических мероприятий (ГТМ), увеличивающих коэффициент продуктивности – одна из основных задач инженера-разработчика. На практике такая задача решается в рамках использования односкважинных моделей без учета скважин окружения, фактической неоднородности коллектора и т.д. В работе [251] показано, что такой подход ведет к существенным системным ошибкам. Поскольку интенсификация добычи на данной скважине снижает среднее пластовое давление в рассматриваемой зоне и в последующем ведет к снижению как дебита по рассматриваемой скважине, так и к снижению дебитов скважин окружения. В данном разделе предложены подходы для определения прироста от интенсификации добычи по скважине в долгосрочном периоде.

Рассмотрим произвольную многоскважинную систему, работающую на установившемся режиме. В момент времени «0» (Рисунок 60) на i -ой скважине проводят интенсификацию добычи - снижение забойного давления. В первоначальный период после проведенного мероприятия, дебит скважины вырастает (точка «1»), а затем начинает снижаться до установившегося значения (точка «3»). Сначала происходит интенсивное снижение в процессе неустойчивого режима от точки «1» до точки «2». Начиная с точки «2» снижение дебита происходит в процессе псевдоустановившегося режима при постоянном коэффициенте продуктивности вследствие снижения пластового давления. Определить дебит в точке «2» обычно не составляет труда – это стандартный дебит, который можно определить, оценив коэффициент продуктивности по скважине. Определить же на сколько дебит снизится в процессе псевдоустановившегося режима обычно сложно с помощью доступных инженерных инструментов.

Воспользуемся методикой построения индикаторных диаграмм для того, чтобы наглядно показать предлагаемый в работе способ определения прироста от интенсификации в долгосрочном периоде ΔQ_i . Ниже предложено расширение граф-аналитического метода ИД на многоскважинный случай. В координатах «забойное давление-дебит» отметим точку, с которой

работает рассматриваемая скважина: точка «0», (Рисунок 60). Из этой точки проведем прямую с тангенсом угла наклона равным ее текущему коэффициенту продуктивности по данной скважине до пересечения с осью ординат. Точка пересечения P_{res1} – это текущее среднее пластовое давление в зоне отбора рассматриваемой скважины. Если на скважине в данный момент времени снизить забойное давление, то сначала, как показано на предыдущем рисунке, скважина будет работать на неустановившемся режим (отрезок «1-2» на диаграмме), а затем придет в точку «2» соответствующей исходной индикаторной диаграмме («Мгновенная» ИД 1). Точка «2» – это расчет прироста от интенсификации добычи на рассматриваемой скважине в случае, если не учитывать скважин окружения и влияния рассматриваемой скважины на пластовое давление. Однако, пластовое давление – это самосогласованное поле, которое формируется как результат вкладов не только границ, но и скважин. Поэтому снижение забойного давления на рассматриваемой скважине приведет к тому, что и среднее пластовое давление в данной зоне также снизится. Таким образом после точки «2», дебит на скважине будет продолжать снижаться до того момента, пока не достигнет новой индикаторной диаграммы («Мгновенная» ИД 2), соответствующей новому пластовому давлению P_{res2} параллельной первой индикаторной диаграмме (точка «3»). В работе [251] показано, что если провести прямую через точки «0» и «3», то мы получим новую индикаторную диаграмму, которой будет соответствовать производительность скважины на установившемся режиме с учетом скважин окружения. Назовем такую индикаторную диаграмму «установившейся» (Рисунок 60). Поскольку «установившаяся» диаграмма отражает производительность скважины в долгосрочном периоде, то можно показать, что она пересекает ось ординат в точке P_{resss} , соответствующей такому забойному давлению на рассматриваемой скважине, когда дебит по рассматриваемой скважине равен нулю. Другими словами, P_{resss} — это давление в точке рассматриваемой скважины, которое создают окружающие скважины без учета влияния данной.

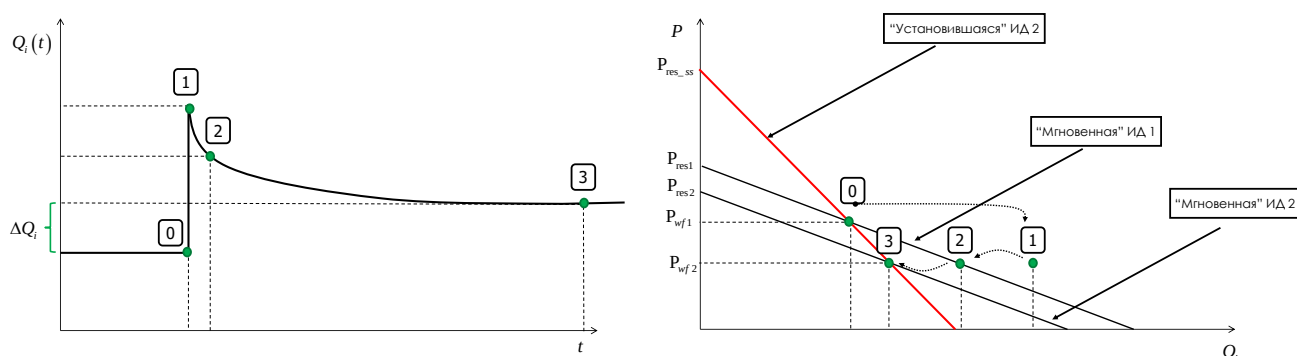


Рисунок 60 – Индикаторные диаграммы в многоскважинной системе при интенсификации добычи путем снижения забойного давления

Зная значение P_{ress} и текущую производительность скважины (точка «0»), можно определить эффективность интенсификации добычи по скважине для любого забойного давления в долгосрочном периоде.

С учетом описанного выше определения P_{ress} , его легко вычислить в рамках разработанного метода МГЭ для неоднородной среды. Модифицировав уравнение (3.137), убирая из него член, отвечающий за вклад рассматриваемой скважины в ее забойное давление, мы получим P_{ress} для каждой скважины:

$$P_{res_m} = p(\vec{r})|_{\vec{r} \in \Gamma_{wm}} = p_0 + \frac{1}{2\pi} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^{N_w} \frac{Q_i \mu_{im} B_i}{k_{im} h_{im}} \ln \frac{|\vec{r}_m - \vec{r}_i|}{R_k} + \sum_{j=1}^{N_\Omega} p_j(\vec{r}) + \sum_{k=1}^{N_b} \sum_{l=1}^{k_l} p_{kl}(\vec{r}), \quad (3.141)$$

где дебиты скважин Q_i известны из технологического режима, а мощности псевдоисточников, входящие в выражения для p_j и для p_{kl} , известны из уже разрешенной системы уравнений, описанной в предыдущем пункте. Аналогично можно рассуждать и в случае, когда на скважине меняется не забойное давление, а коэффициент продуктивности вследствие проведенных геолого-технических мероприятий (ГРП, кислотная обработка и т.д.).

Идентификация межскважинных взаимодействий

Решение системы уравнений МГЭ для построения поля давлений может быть также использовано для определения количественных показателей, характеризующих взаимовлияние скважин и границ. Рассмотрим для начала пласт с отсутствием дизъюнктивных нарушений на установившемся режиме. Для него выражение (3.139) будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} p(\vec{r})|_{\vec{r} \in \Gamma_{wm}} &= p_{wm} \\ &= p_0 + \frac{Q_i \mu_i B_i}{2\pi k_i h_i} \left(\ln \left(\frac{r_{wi}}{R_k} \right) + S_i \right) + \frac{1}{2\pi} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^{N_w} \frac{Q_i \mu_{im} B_i}{k_{im} h_{im}} \ln \frac{|\vec{r}_m - \vec{r}_i|}{R_k} \\ &\quad + \sum_{j=1}^{N_\Omega} p_j(\vec{r}). \end{aligned} \quad (3.142)$$

Будем предполагать, что все входящие в выражения члены известны из разрешения системы уравнений относительно параметров технологического режима. Перепишем предыдущие выражения для забойных давлений по каждой из скважин в следующем виде:

$$d_i = \sum_{j=1}^{N_w} a_{ij} Q_j + \sum_{j=1}^{N_\Omega} b_{ij} \tilde{q}_j, \quad (3.143)$$

где d_i - депрессия по каждой скважине;

$$a_{ij} = \begin{cases} \frac{Q_j \mu_{ij} B_j}{k_{ij} h_{ij}} \ln \frac{|\vec{r}_j - \vec{r}_i|}{R_k}, i \neq j \\ \frac{Q_i \mu_i B_i}{k_i h_i} \left(\ln \left(\frac{r_{wi}}{R_k} \right) + S_i \right), i = j \end{cases}, \quad |\vec{r}_j - \vec{r}_i| - \text{расстояние между рассматриваемой парой}$$

скважин i и j ;

$b_{ij} = \int_{[P_j, P_{j+1}]} \ln \frac{|\vec{r}_i - \vec{r}_{bj}|}{R_k} dl$, $|\vec{r}_i - \vec{r}_{bj}|$ - расстояние между j -ым граничным элементом и рассматриваемой i -ой скважиной, $\tilde{q}_j$ производительность псевдоисточника на внешней границе месторождения Γ_Ω .

Запишем данные выражения в матричном виде:

$$\vec{d} = \hat{A} \vec{Q} + \hat{B} \vec{\tilde{q}}, \quad (3.144)$$

где $\vec{d} = (d_1, d_2, \dots, d_{N_w})^T$ - вектор депрессий по скважинам;

$\vec{Q} = (Q_1, Q_2, \dots, Q_{N_w})^T$ - вектор дебитов скважин;

$\hat{A}$ - матрица размерности $N_w \times N_w$;

$\hat{B}$ - матрица размерностью $N_w \times N_\Omega$;

$\vec{\tilde{q}} = (\tilde{q}_1, \tilde{q}_2, \dots, \tilde{q}_{N_\Omega})^T$ - вектор производительности псевдоисточников на границе.

Элементы матрицы $\hat{A}$ - a_{ij} отражают степень того, как изменение дебита на j -ой скважине влияет на забойное давление i -ой скважины. Элементы матрицы $\hat{B}$ - b_{ij} отражают степень того, как изменение мощности на j -ом псевдоисточнике, расположенном на границе месторождения Γ_Ω влияет на забойное давление на i -ой скважине.

Разрешим уравнение (3.144) относительно дебитов:

$$\vec{Q} = \hat{A}^{-1} \vec{d} - \hat{A}^{-1} (\hat{B} \vec{\tilde{q}}), \quad (3.145)$$

где $\hat{A}^{-1}$ - обратная матрица к матрице $\hat{A}$.

Уравнение (3.145) помогает в очень удобной форме получить представление о взаимодействии скважин в многоскважинной системе, а также о влиянии границ на продуктивность рассматриваемой скважины. Действительно, каждый элемент матрицы $\hat{A}^{-1}$ - a'_{ij} показывает, как изменение депрессии на i -ой скважине влияет на дебит j -ой скважины. Вектор $\vec{b} = \hat{A}^{-1} (\hat{B} \vec{\tilde{q}})$ имеет размерность $N_w \times 1$, его i -ая координата отражает на сколько на дебит рассматриваемой скважины влияют границы – какая доля притока к рассматриваемой скважине (положительная или отрицательная) обусловлена границами. Поскольку элементы $\hat{A}$ и $\vec{\tilde{q}}$ уже известны (они были вычислены при решении прямой задачи построения карты изобар из данных технологического режима), то прямым счетом вычисляются $\hat{A}^{-1}$ и $\vec{b}$. Данные величины содержат информацию по взаимовлиянию скважин и влиянию границ. Использование этой информации позволяет не только качественно оценить распределение фильтрационных потоков на

рассматриваемом участке, но и количественно определить взаимосвязь скважин, делать прогнозы производительности многоскважинной системы путем инженерных расчетов с помощью формулы (3.145).

Кроме того, если по каждой скважине с помощью кругов различного радиуса отразить величину соответствующей координаты вектора $\vec{b}$, а с помощью отрезков различной длины в направлении рассматриваемых скважин показать величину недиагональных элементов матрицы $\hat{A}^{-1}$, то получим крайне удобный графический метод определения неоднородности, преимущественных потоков фильтрации, взаимовлияния скважин, и влияния границ месторождения на производительность для многоскважинной системы.

3.3.5. Алгоритм сведения системы уравнений МГЭ к матрице взаимных продуктивностей

Рассмотренный выше алгоритм хорошо работает на пластах без дизъюнктивных нарушений. Однако напрямую выделить члены, оказывающие влияние на дебит скважины в пласте с наличием разломов и зон выклинивания и замещения затруднительно. Это связано с тем, что в отличие от формулы (3.142) в выражение для расчета забойного давления по каждой скважине входят еще члены, отвечающие за влияние дизъюнктивных нарушений:

$$d_i = \sum_{j=1}^{N_w} a_{ij} Q_j + \sum_{j=1}^{N_\Omega} b_{ij} \tilde{q}_j + \sum_{j=1}^{N_b} \sum_{l=1}^{k_l} c_{il}^j \tilde{q}_{bjl}, \quad (3.146)$$

где N_b - количество разломов, контуров замещения и выклинивания;

$c_{il}^j = \int_{[P_l^j, P_l^{j+1}]} \ln \frac{|\vec{r}_i - \vec{r}_l^j|}{R_k} dl$, $|\vec{r}_i - \vec{r}_l^j|$ - расстояние между i -ой скважиной и l -ым элементом j -го разлома;

$\tilde{q}_{bjl}$ - производительность псевдоисточника на l -ом элементе j -го разлома;

$[P_l^j, P_l^{j+1}]$ - l -ый элемент j -го разлома.

Для решения задачи определения взаимовлияния скважины напомним, что выше были получен общий вид решения задачи о поле давления в неоднородном пласте (см. параграф 5 данной главы). Таким образом и уравнение (3.146) также должно сводиться к данному виду. Без дизъюнктивных нарушений нам удалось свести задачу к указанному виду, разделив влияние границ и взаимовлияние скважин (см. (3.145)). В присутствии дизъюнктивных нарушений это можно сделать численно в соответствии с алгоритмом, описанным ниже.

Будем считать, что нам уже известны величины $\tilde{q}_j$ и $\tilde{q}_{bjl}$ (3.145), отвечающие за мощность источников на внешней границе пласта и дизъюнктивных нарушениях соответственно. Сведем

систему (3.146) к виду матрицы взаимных продуктивностей путем рекуррентного заполнения матрицы J_{ij} . Сначала произведем прямой расчет задачи, в которой отключены все скважины кроме 1-ой. Таким образом, получаем, что дебиты всех скважин, кроме 1-ой равны нулю, вычислив депрессию на данной скважине путем решения прямой задачи с учетом известных $\tilde{q}_j$ и $\tilde{q}_{bjl}$ получим коэффициент продуктивности J_{11} данной скважины: $q_1 = J_{11} \cdot d_1$. Затем включим 2-ую скважину. Зная коэффициент продуктивности D_{11} , можно найти коэффициент взаимной продуктивности 1-ой и 2-ой скважины:

$$q_1 = J_{11} \cdot d_1 + J_{12} \cdot d_2. \quad (3.147)$$

Отсюда:

$$J_{12} = \frac{q_1 - J_{11} \cdot d_1}{d_2}. \quad (3.148)$$

Далее отключим все скважины кроме 2-ой. Вычислим диагональный элемент J_{22} , отвечающий за индекс продуктивности 2-ой скважины. Аналогично найдем J_{33} . И так далее: оставляя работать поочередно пары скважин, можно найти все индексы матрицы взаимной продуктивности J_{ij} для каждой пары скважин i и j , если предварительно известны их индексы продуктивности J_{ii} , которые получаются из расчета выключением всех скважин кроме i -ой рассматриваемой скважины. Алгоритм нахождения индексов матрицы взаимной продуктивности отражен на Рисунке 61.

Таким образом мы с помощью численного алгоритма свели полученное с помощью МГЭ решение к заданному виду. Теперь, если недиагональные коэффициенты матрицы взаимной продуктивности, как было сказано выше, изобразить на карте, то получим удобный графический инструмент для анализа неоднородности пласта. На Рисунке 61 изображен модельный пример работы алгоритма для случая определения взаимовлияния скважин с наличием разлома и без него. Видно, скважина за разломом оказывает весьма слабое влияние на другие скважины. В случае отсутствия разлома взаимовлияние скважин уменьшается по мере роста межскважинного расстояния. Также на Рисунке 61 отражены найденные матрицы взаимных продуктивностей.

$$\begin{pmatrix} J_{11} & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & J_{22} & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & J_{33} & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & J_{NN} \end{pmatrix} \Rightarrow \begin{pmatrix} J_{11} & J_{12} & \dots & \dots & \dots \\ J_{21} & J_{22} & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & J_{33} & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & J_{NN} \end{pmatrix} \Rightarrow \begin{pmatrix} J_{11} & J_{12} & \dots & \dots & \dots \\ J_{21} & J_{22} & J_{23} & \dots & \dots \\ \dots & J_{32} & J_{33} & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & J_{NN} \end{pmatrix} \dots$$

$$J_{ii} = \frac{q_i}{d_i} \qquad J_{12} = \frac{q_1 - J_{11} \cdot d_1}{d_2} \qquad J_{23} = \frac{q_2 - J_{22} \cdot d_2}{d_3}$$

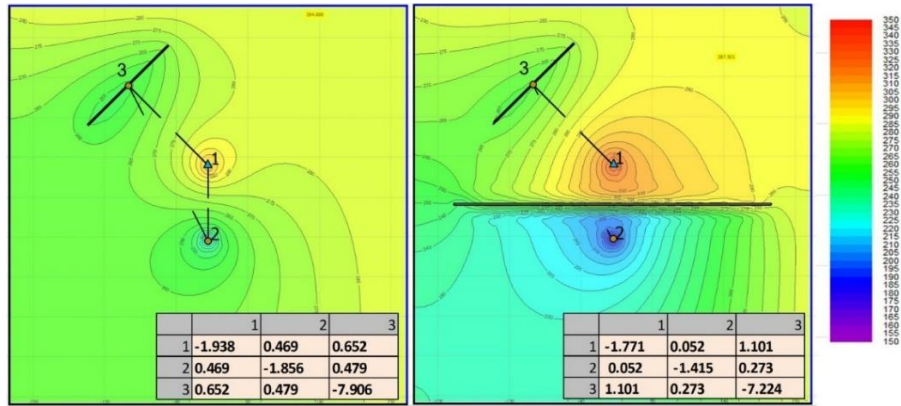


Рисунок 61 – Алгоритм вычисления коэффициентов матрицы взаимной продуктивности (синтетический пример)

На Рисунке 62 отражен пример определения межскважинных взаимодействий для реального участка месторождения.

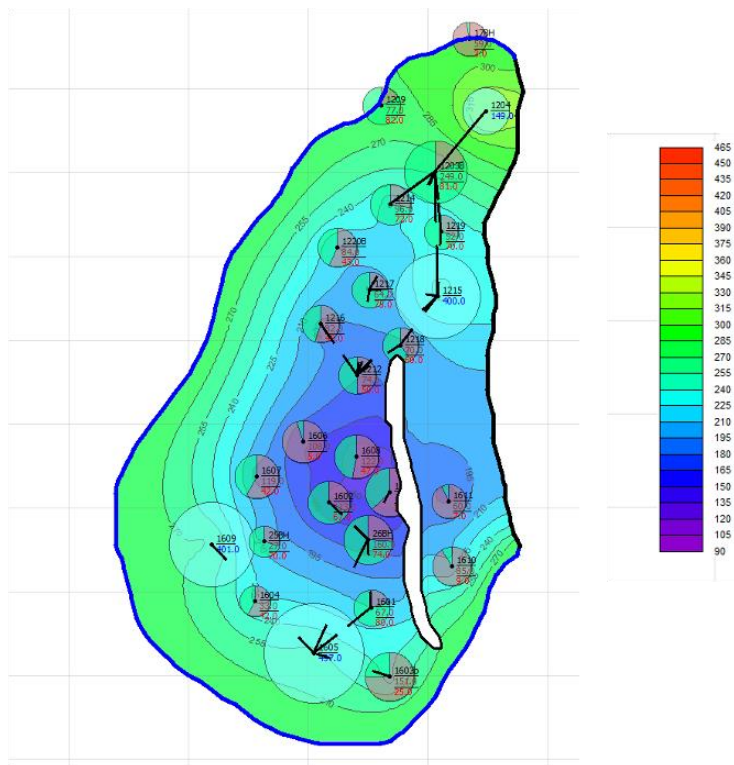


Рисунок 62 – Пример расчета поля давления и коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей для месторождения шельфа Вьетнама [125]

На западе участка часть скважин (1606, 1607, 1608, 25ВН) не взаимодействуют с окружением, что может говорить о наличии дополнительных разломов, не детектируемых из сейсмических данных. Это повод для проведения гидродинамических исследований (ГДИ) по определению наличия разломов. С помощью разработанного модуля можно провести дизайн ГДИ для оценки проницаемости разломов, определении длительности исследования и т.д.

Помимо качественного анализа численное сведение задачи фильтрации в неоднородной многоскважинной системы к виду матрицы взаимных продуктивностей (Рисунок 61) дает возможность для количественных расчетов продуктивности в неоднородном пласте с учетом влияния скважин. Действительно с учетом описанных формул можно оценить эффективность перевода скважины в нагнетание как в краткосрочном, так и долгосрочном периодах. Подобрать кандидаты под геологи-технические мероприятия и провести оценку их эффективности. Идентифицировать проблемы с добычей на месторождении. Важно отметить, что все расчеты производятся алгебраически с использованием формулы матрицы взаимных продуктивностей и известными коэффициентами J_{ij} . При этом депрессии считаются относительно текущего пластового давления, если необходимо вычислить дебиты в краткосрочном периоде или относительно установившегося пластового давления P_{resm} , если надо оценить эффективность мероприятия в долгосрочном периоде.

Кроме того, в работе [24] получены удобные аналитические выражения с использованием коэффициентов матрицы взаимной продуктивности для оценки эффективности интенсификации добычи по скважине с учетом окружения. Обозначим через ΔQ_{ss}^i эффект от интенсификации добычи по i -ой скважине в долгосрочном периоде с учетом интерференции скважин. Через ΔQ_{inst}^i обозначим эффект от интенсификации добычи по i -ой скважине, рассчитанный с помощью односкважинной модели без учета окружающих скважин. С учетом полученных выше решений, можно показать, что эффект от интенсификации в долгосрочном периоде ΔQ_{ss}^i связан с эффектом от ИДН ΔQ_{inst}^i следующим образом:

$$\varepsilon_i = \frac{\Delta Q_{ss}^i}{\Delta Q_{inst}^i} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^N J_{ij} \cdot \sum_{j=1}^N J_{ji}}{J_{ii} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ji}}. \quad (3.149)$$

Также из материального баланса можно показать, что общее интегральное среднее пластовое давление, вычисляемое из материального баланса будет иметь следующий вид на псевдоустановившемся режиме:

$$\begin{aligned} \dot{p}_{res}(t) &= [\bar{p}_{res}^0 - \bar{p}_{res}^{ss}] \cdot \exp[-\lambda \cdot t] + \bar{p}_{res}^{ss}, \\ \bar{p}_{res}^{ss} &= \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ji} p_{wj}}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ji}}, \lambda = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ji}}{V_{por} C_t}. \end{aligned} \quad (3.150)$$

При рассмотрении нестационарного режима, выражения для a_{ij} , b_{ij} и c_{il}^j в уравнении (3.146) соответствующим образом скорректируются, однако последующие рассуждения

справедливы и здесь, с той поправкой, что коэффициенты матрицы J_{ij} будут нестационарными и не будут отражать неоднородность системы. Тем не менее, проводить аналитические расчеты анализа производительности многоскважинной системы можно и в этом случае указанным выше способом.

3.3.6. Использование методов возмущения для учета межскважинных неоднородностей

МГЭ использует информацию о распределении ФЕС в межскважинном пространстве только через усреднение в рамках зоны дренирования скважины – в этом его основное ограничение. Для учета неоднородности в межскважинном пространстве как правило используются ресурсозатратные численные конечно-разностные или конечно-элементные алгоритмы. Данные подходы предполагают этапы инициализации модели и ее адаптацию. Эти этапы крайне требовательны к точности и составу исходных данных и не всегда подходят для решения оперативных задач разработки, связанных с мониторингом и планированием производительности скважин. Так, например, при планировании пусковых приростов от эксплуатационного бурения в новых зонах и последующем анализе основных производственных показателей новых скважин, использование полномасштабных гидродинамических моделей далеко не всегда себя оправдывает. Это связано с недостатком исходной информации: нет данных по истории работы скважин, на этапе планирования нет достоверной информации о распределении фильтрационно-емкостных свойств и т.д. С другой стороны, это связано с несоизмеримыми трудозатратами при необходимости 100% поскважинной адаптации. Поэтому, как правило, основу для инженерных расчетов по контролю производительности скважин составляют модели стационарного и нестационарного притока в однородных пластах, либо пластах с заданным типом зональной неоднородности. Это связано с наличием для этих случаев аналитических и численно-аналитических моделей (в т.ч. метод источников, МГЭ), обладающих высокой скоростью расчетов. Однако, такие модели не подходят для учета произвольно распределенной неоднородности.

Цель настоящего параграфа заключается в попытке расширить область применения аналитических и численно-аналитических моделей за счет введения универсальных подходов учета неоднородностей различного типа с использованием методов возмущения.

Предложенные подходы с одной стороны, являясь аналитическими, обладают высокой скоростью расчетов, с другой стороны позволяют учитывать произвольно распределенную неоднородность в ФЕС. Данное преимущество может стать основой для разработки новых инженерных инструментов при оценке притока в неоднородных коллекторах.

Для аналитического учета неоднородности в пласте различные авторы ищут соответствующие аналитические решения, которые доступны для ограниченного набора случаев. Как правило они связаны с фильтрацией в кусочно-/зонально-неоднородных пластах [121, 116, 122, 219] либо описывают непрерывное распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по заранее заданному параметрическому семейству зависимостей [117]. Здесь необходимо отдельно отметить решение авторов [118], которое предполагает произвольное радиальное распределение проницаемости при плоскорадиальной фильтрации, а также решение Oliver [120], которое также выводится для произвольного распределения проницаемости при плоскорадиальной фильтрации с использованием метода возмущения. Отдельного рассмотрения заслуживает элегантное аналитическое решение [119] по учету аномалии, смещенной относительно центра кругового пласта.

Среди численно-аналитических подходов по анализу производительности скважин в неоднородных пластах можно выделить отдельное направление, связанное с обобщением метода граничных элементов для учета произвольной формы границ, способа заканчивания скважины и распределения неоднородностей [122-125].

Также необходимо упомянуть ряд публикаций [126, 127] посвященных использованию аппроксимации Борна и Рытова и их обобщений для учета произвольного распределения фильтрационно-емкостных свойств.

В отличие от перечисленных подходов в настоящей работе проводится исследование применимости методов теории возмущения для оперативного анализа производительности скважин в неоднородных коллекторах с произвольно распределенными ФЕС в пластах сложной формы. Являясь альтернативой методам граничных элементов в возмущенной постановке [122-125], предлагаемый метод позволяет использовать и некоторые преимущества сеточных методов. В работе продемонстрировано использование численного сеточного решения сопряженной задачи для поиска общего решения. При этом поскольку численное решение ищется в регулярной области, то для его вычисления не требуется измельчение сетки, и оно быстро сходится.

Рассматривается задача однофазной фильтрации в двух постановках – стационарной и нестационарной. Предложен способ уточнения недиагональных элементов матрицы взаимных продуктивностей для учета межскважинных неоднородностей.

Стационарная задача

Рассматривается двумерная задача фильтрации в ограниченном пласте с конечным числом m скважин различных радиусов $\mathbf{q}_1, \dots, \mathbf{q}_m$ (Рисунок 63). На внешней границе пласта задается давление P_0 , а на каждой из скважин – постоянные давления $P_1, \dots, P_m$, соответственно. Целью является определение распределения давления в пласте, вычисление потоков внутрь каждой из скважин и матрицы взаимного влияния. Обозначим через r_w характерный радиус скважины, а

через d – характерный диаметр пласта. Безразмерное отношение $\varepsilon = 2r_w/d$ является малым параметром.

Далее будем рассматривать безразмерную задачу

$$\begin{aligned} \operatorname{div}(M(x, \varepsilon) \operatorname{grad} p(x, \varepsilon, \epsilon)) &= 0, \quad x \in \Omega(\varepsilon), \\ p(x, \varepsilon, \epsilon) &= p_0, \quad x \in \partial\Omega, \\ p(x, \varepsilon, \epsilon) &= p_k, \quad x \in \partial\omega_k(\varepsilon), \quad k = 1, \dots, m. \end{aligned} \quad (3.151)$$

в двумерной области $\Omega(\varepsilon)$ с малыми отверстиями $\omega_k(\varepsilon)$ (диаметр области и диаметры отверстий есть величины порядка ~ 1 и $\sim \varepsilon$, соответственно), $p = \frac{P}{P^*}$, где P^* – характерное давление в пласте. Более строго, $\Omega(\varepsilon)$ получается удалением отверстий $\omega_k(\varepsilon) := \{x \in \mathbb{R}^2: |x - x_k| \leq \varepsilon \rho_k\}$ из фиксированной области Ω ; здесь x_k – (безразмерная) координата центра k -го отверстия.

Матрица безразмерных коэффициентов диффузии $M(x, \varepsilon)$ имеет вид $I + \epsilon M_1(x)$, где $\epsilon = \frac{k_a - k}{k}$ – параметр неоднородности (k_a – проницаемость «аномалии», k – проницаемость пласта), а M_1 – симметричная матрица-функция. Для простоты мы предполагаем, что носитель M_1 отделен от всех точек x_k , а граница области Ω гладкая (или кусочно гладкая).

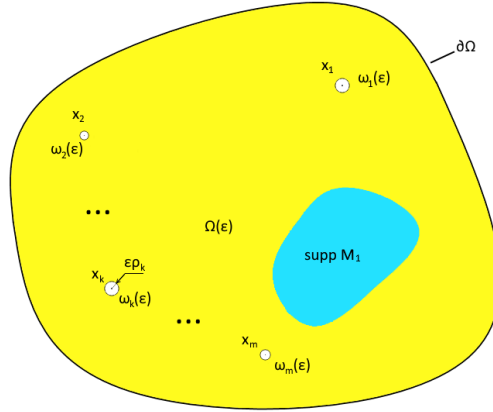


Рисунок 63 – Постановка задачи

Оператор $\operatorname{div}(M(x, \varepsilon) \operatorname{grad})$ предполагается равномерно эллиптическим в Ω , т.е. $\langle M(x, \varepsilon) \xi, \xi \rangle \geq c_0 |\xi|^2$, $\forall \xi \in \mathbb{C}, x \in \Omega$; здесь $\langle \cdot, \cdot \rangle$ обозначает скалярное произведение в $\mathbb{C}^2$. Точные аналитические решения задачи (3.151) могут быть получены лишь для очень простых геометрий области $\Omega(\varepsilon)$ и аномалии (например, для радиально симметричной задачи). Более того, область $\Omega(\varepsilon)$ является сингулярно возмущенной (предельная область $\Omega(0)$ содержит выколотые точки x_k), что делает затруднительным прямой численный поиск решений задачи (3.151). С другой стороны, наличие малого параметра ε позволяет существенно упростить задачу с помощью замены точного решения $p(\cdot, \varepsilon, \epsilon)$ на его асимптотику при $\varepsilon \rightarrow 0$. Такая асимптотика отыскивается методом составных асимптотических разложений [128]. При таком подходе

асимптотический ряд для $p(\cdot, \varepsilon, \epsilon)$ составляется из решений так называемых предельных задач в областях, не зависящих от ε . Предельные задачи первого типа рассматриваются в ограниченной области Ω , а предельные задачи второго типа – во внешности отверстия единичного радиуса. Решения первых предельных задач зависят от “медленной” переменной x , и решения вторых предельных задач – от “быстрых” переменных $\xi_k = \varepsilon^{-1}(x - x_k)$. Мы ограничиваемся только главным членом асимптотического ряда. В этом случае вывод асимптотики сводится только к решению первых предельных задач вида:

$$\operatorname{div}(M(x, \epsilon) \operatorname{grad} v(x, \epsilon)) = f(x, \epsilon), \quad x \in \Omega, \quad (3.152)$$

$$v(x, \epsilon) = g(x), \quad x \in \partial\Omega. \quad (3.153)$$

Поскольку при использованных в модели упрощениях (форма отверстий круглая, давления на границах отверстий постоянны, $M(x, \epsilon) = I$ вблизи каждого из отверстий) решения вторых предельных задач, отвечающие главному члену асимптотики, аннулируются.

Задача (3.152)-(3.153) может быть решена непосредственно с помощью метода конечных разностей, либо дополнительно упрощена с помощью разложения решения в ряд теории возмущений по параметру ϵ . В последнем случае дело сводится к конечному набору задач Дирихле для уравнения Пуассона. Если область Ω есть прямоугольник, то решения указанных задач могут быть получены методом Фурье.

Теоретическое обоснование

Обозначим через $G(x, y, \epsilon)$ функцию Грина задачи (3.152)-(3.153):

$$\operatorname{div}(M(x, \epsilon) \operatorname{grad} G(x, x', \epsilon)) = \delta(x - x'), \quad x \in \Omega, \quad G(x, x', \epsilon) = 0, \quad x \in \partial\Omega. \quad (3.154)$$

Тогда при $x' \notin \operatorname{supp} M_1$ справедливо представление:

$$G(x, x', \epsilon) = 2\pi^{-1} \log|x - x'| + G_r(x, x', \epsilon), \quad (3.155)$$

где $G_r(\cdot, x', \epsilon)$ есть (гладкая в Ω) регулярная часть функции Грина, т.е. решение задачи:

$$\operatorname{div}(M(x, \epsilon) \operatorname{grad} G_r(x, x', \epsilon)) = -2\pi^{-1} \epsilon \operatorname{div}(M_1(x) \operatorname{grad} \log|x - x'|), \quad x \in \Omega, \quad (3.156)$$

$$G_r(x, x', \epsilon) = -2\pi^{-1} \log|x - x'|, \quad x \in \partial\Omega. \quad (3.157)$$

Будем искать аппроксимацию решения $p(\cdot, \varepsilon, \epsilon)$ в форме:

$$u(x, \varepsilon, \epsilon) = p_0 + \sum_{j=1}^m a_j(\varepsilon, \epsilon) G(x, x_j, \epsilon), \quad (3.158)$$

где $a_k(\varepsilon, \epsilon)$ – неизвестные коэффициенты.

Функция $u(\cdot, \varepsilon, \epsilon)$ удовлетворяет условиям (3.151) в то время как невязка $u(x, \varepsilon, \epsilon) - p(x, \varepsilon, \epsilon)$ в граничном условии (3.151) равна:

$$p_0 - p_k + a_k(\varepsilon, \epsilon)((2\pi)^{-1}(\log \varepsilon + \log \varrho_k) + G_r(x_k, x_k, \epsilon) + O(\varepsilon)) + \quad (3.159)$$

$$+ \sum_{j \neq k} a_j(\varepsilon, \epsilon) ((2\pi)^{-1} \log|x_k - x_j| + G_r(x_k, x_j, \epsilon) + O(\varepsilon)), \quad x \in \partial\omega_k(\varepsilon)$$

ввиду формулы (3.155) и разложений Тейлора:

$$\begin{cases} G_r(x, x_i, \epsilon) = G_r(x_j, x_i, \epsilon) + O(\varepsilon), \\ \log|x - x_i| = \log|x_j - x_i| + O(\varepsilon) \quad (j \neq i) \\ \log|x - x_j| = \log\varepsilon + \log\varrho_j \end{cases} \quad x \in \omega_j(\varepsilon). \quad (3.160)$$

Коэффициенты $a_k(\varepsilon, \epsilon)$ аппроксимации (3.158) выбираются так, чтобы аннулировались главные части всех невязок (3.159). Последнее условие доставляет систему линейных уравнений:

$$(I - |\log\varepsilon|^{-1}B(\epsilon))\vec{A}(\varepsilon, \epsilon) = -2\pi|\log\varepsilon|^{-1}\vec{P}, \quad (3.161)$$

где

$$\begin{aligned} \vec{P} &:= (p_1 - p_0, \dots, p_m - p_0)^T, \\ \vec{A}(\varepsilon, \epsilon) &:= (a_1(\varepsilon, \epsilon), \dots, a_m(\varepsilon, \epsilon))^T \end{aligned} \quad (3.162)$$

и $B(\epsilon)$ есть $m \times m$ -матрица компонентами

$$B_{kj}(\epsilon) := (1 - \delta_{k,j})\log|x_k - x_j| + 2\pi G_r(x_k, x_j, \epsilon) + \delta_{k,j}\log\varrho_j. \quad (3.163)$$

При малых ε матрица $I - |\log\varepsilon|^{-1}B(\epsilon)$ обратима:

$$(I - |\log\varepsilon|^{-1}B(\epsilon))^{-1} = I + \sum_{s=1}^{\infty} |\log\varepsilon|^{-s}B(\epsilon)^s. \quad (3.164)$$

Таким образом, из (3.161) находим

$$\vec{A}(\varepsilon, \epsilon) = -2\pi|\log\varepsilon|^{-1}(I - |\log\varepsilon|^{-1}B(\epsilon))^{-1}\vec{P}. \quad (3.165)$$

Теперь остаток $u(\cdot, \varepsilon, \epsilon) - p(\cdot, \varepsilon, \epsilon)$ (функция $u(x, \varepsilon, \epsilon)$ задана формулой (3.158) с коэффициентами (3.165)) есть решение уравнения (3.151), подчиненное оценке

$$\max_{x \in \partial\Omega(\varepsilon)} |p(x, \varepsilon, \epsilon) - u(x, \varepsilon, \epsilon)| = O(\varepsilon|\log\varepsilon|^{-1}) \quad (3.166)$$

на границе области $\Omega(\varepsilon)$. Поскольку, отсюда и из принципа максимума Хопфа следует, что

$$\max_{x \in \Omega(\varepsilon)} |p(x, \varepsilon, \epsilon) - u(x, \varepsilon, \epsilon)| = O(\varepsilon|\log\varepsilon|^{-1}). \quad (3.167)$$

Оценка остатка другого типа

$$\begin{aligned} & \sum_{j=1}^m \|\partial_v(p(\cdot, \varepsilon, \epsilon) - u(\cdot, \varepsilon, \epsilon))\|_{L_1(\partial\omega_j(\varepsilon))} + \|p(\cdot, \varepsilon, \epsilon) - u(\cdot, \varepsilon, \epsilon)\|_{H^1(\Omega(\varepsilon))} \\ &= O(\varepsilon^{1-\delta}) \end{aligned} \quad (3.168)$$

(здесь $H^l(\Omega(\varepsilon))$ – соболевские пространства, число $\delta > 0$ может быть выбрано сколь угодно малым) выводится с помощью методов общей теории эллиптических краевых задач в сингулярно возмущенных областях [128]; такая оценка понадобится в дальнейшем для вывода асимптотики интегральных потоков через границы скважин.

Аналитическое решение в регулярной области

На предыдущем шаге построение аппроксимации для решения задачи (3.151) было сведено к нахождению решения $G_r(\cdot, x', \epsilon)$ задачи (3.156)-(3.157) не зависящей от малого параметра ϵ ; здесь $x' = x_k$, $k = 1, \dots, m$. Если матрица-функция M_1 гладкая, а параметр ϵ достаточно мал, то задача (3.156)-(3.157) может быть подвергнута дальнейшему упрощению. Функция M_1 гладко переходит с 0 до 1 в переходном слое. Например, для задания круговой неоднородности в прямоугольном пласте может быть использована следующая функция (здесь x^1 и x^2 координаты точки в Ω):

$$M_1(x^1, x^2) = \left[1 - \frac{1}{1 + \exp\left(-\frac{\delta}{\eta}(\sqrt{(x^1 - x^{1a})^2 + (x^2 - x^{2a})^2} - \frac{2R - \eta}{2})\right)} \right] I, \quad (3.169)$$

где (x^{1a}, x^{2a}) – координаты центра аномалии;

R – радиус круга;

η отвечает за толщину переходного слоя.

Вид функции $M_1(x^1, x^2)$ изображен на Рисунке 64 ($x^{1a} = 0, x^{2a} = 0, R = 0.5, \eta = 0.1, \delta = 20$).

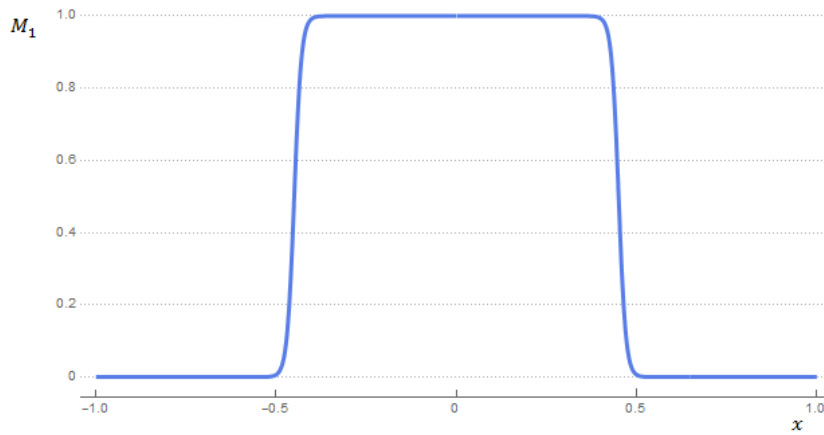


Рисунок 64 – Вид функции $M_1(x^1, x^2)$

Аналогично для квадратной «аномалии» стороной a и для полосовой аномалии с толщиной $2a$:

$$M_1(x^1, x^2) = \left[1 - \frac{1}{1 + \exp\left(-\frac{\delta}{\eta}(\sqrt{(x^1 - x^{1a})^2} - \frac{2a - \eta}{2})\right)} \right] \cdot \left[1 - \frac{1}{1 + \exp\left(-\frac{\delta}{\eta}(\sqrt{(x^2 - x^{2a})^2} - \frac{2a - \eta}{2})\right)} \right] I \quad (3.170)$$

$$M_1(x^1, x^2) = \left[1 - \frac{1}{1 + \exp\left(-\frac{\delta}{\eta}(\sqrt{(x^1 - x^{1a})^2} - \frac{2a - \eta}{2})\right)} \right] I \quad (3.171)$$

Разложим $G_r(\cdot, x', \epsilon)$ в ряд теории возмущений:

$$G_r(\cdot, x', \epsilon) \approx \sum_{j=0}^{\infty} \epsilon^j g_j(\cdot, x'). \quad (3.172)$$

Подстановка указанного ряда в (3.156)-(3.157) и приравнивание коэффициентов при одинаковых степенях ϵ приводит к последовательности задач:

$$\begin{aligned} \Delta_x g_0(x, x') &= 0, & x &\in \Omega, \\ g_0(x, x') &= -2\pi^{-1} \log|x - x'|, & x &\in \partial\Omega, \end{aligned} \quad (3.173)$$

$$\begin{aligned} \Delta_x g_1(x, x') &= -2\pi^{-1} \epsilon \operatorname{div}(M_1(x) \operatorname{grad} \log|x - x'|), & x &\in \Omega \\ g_1(x, x') &= 0, & x &\in \partial\Omega, \end{aligned} \quad (3.174)$$

$$\begin{aligned} \Delta_x g_k(x, x') &= -\operatorname{div}(M_1(x) \operatorname{grad} g_{k-1}(x, x')), & x &\in \Omega, \\ g_k(x, x') &= 0, & x &\in \partial\Omega, \end{aligned} \quad k \geq 2, \quad (3.175)$$

решения которых находятся итеративно. Задача (3.173) легко сводится к задаче с однородными граничными условиями при помощи вычитания из $g_0(\cdot, x')$ функции $x \rightarrow -2\pi^{-1} \log|x - x'| \chi(x)$, где χ – произвольная гладкая срезающая функция, равная нулю вблизи точки $x = x'$ и единице вблизи границы области Ω . Если область Ω есть прямоугольник, то приближенные решения каждой из перечисленных задач несложно отыскать методом Фурье. При достаточно малых ϵ сходимость ряда (3.172) (в нормах $H^1(\Omega)$ и $C^l(\tilde{\Omega})$, где $\tilde{\Omega}$ – произвольная внутренняя подобласть Ω) к функции $G_r(\cdot, x', \epsilon)$ обеспечивается известными априорными оценками решений эллиптических задач.

Численное решение для регулярной области

Рассмотрим численное решение задачи (10)-(11) для прямоугольного пласта, в котором есть неоднородность (Рисунок 65). В данном параграфе будем обозначать через x^1 и x^2 координаты точки в Ω .

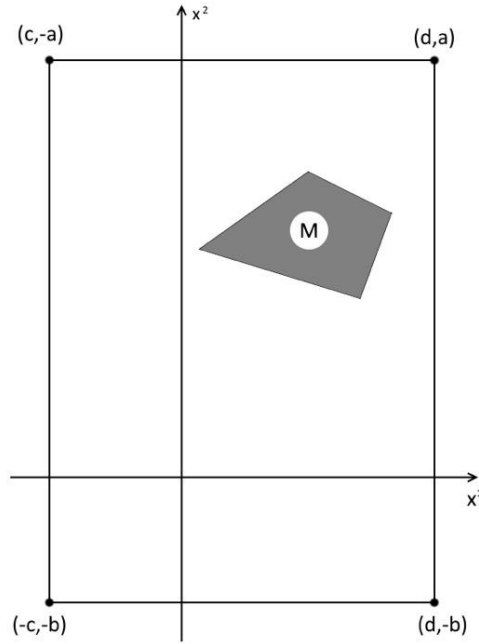


Рисунок 65 – Геометрия пласта

Необходимо численно решить следующую задачу для каждой скважины j :

$$\operatorname{div} \left(M(x^1, x^2, \epsilon) \operatorname{grad} v_j(x^1, x^2, \epsilon) \right) = \operatorname{div} (M(x^1, x^2) \operatorname{grad} \log r_j), \quad (x^1, x^2) \in \Omega, \quad (3.176)$$

$$v_j(x^1, x^2, \epsilon) = -\log r_j, \quad (x^1, x^2) \in \Omega, \quad (3.177)$$

где M – матрица неоднородности;

r_j – расстояние от точки до центра j -ой скважины;

$\epsilon = \frac{k_a - k}{k}$ – параметр неоднородности.

Разностная схема строится на равномерной сетке размером $K \times N$ элементов с индексами i и j соответственно и шагом h :

$$\begin{aligned} & \omega_{i-1,j} v_{i-1,j} + \omega_{i+1,j} v_{i+1,j} + \omega_{i,j} v_{i,j} + \omega_{i,j-1} v_{i,j-1} + \omega_{i,j+1} v_{i,j+1} \\ & = -h^2 \frac{(x^1_i - x^1_w) f_i + (x^2_j - x^2_w) f_j}{x^{1^2}_i + x^{2^2}_j}, \end{aligned} \quad (3.178)$$

где

$$\begin{aligned} f_i &= \frac{M_{i,j} - M_{i+1,j}}{h}, \quad f_j = \frac{M_{i,j} - M_{i,j+1}}{h}, \\ \omega_{i-1,j} &= M_{i,j} + h f_i, \\ \omega_{i+1,j} &= M_{i,j} - h f_i, \\ \omega_{i,j} &= -4 M_{i,j}, \\ \omega_{i,j-1} &= M_{i,j} + h f_j, \\ \omega_{i,j+1} &= M_{i,j} - h f_j. \end{aligned} \quad (3.179)$$

Граничные условия:

$$\begin{aligned}
 v_{0,j} &= -\log \sqrt{(c - x_{wj}^1)^2 + (x_j^2 - x_{wj}^2)^2}, \\
 v_{N,j} &= -\log \sqrt{(d - x_{wj}^1)^2 + (x_j^2 - x_{wj}^2)^2}, \\
 v_{i,0} &= -\log \sqrt{(x_i^1 - x_{wj}^1)^2 + (b - x_{wj}^2)^2}, \\
 v_{i,K} &= -\log \sqrt{(x_i^1 - x_{wj}^1)^2 + (a - x_{wj}^2)^2},
 \end{aligned} \tag{3.180}$$

где (x_{wj}^1, x_{wj}^2) координаты центра j -ой скважины.

Для составления системы уравнений необходимо перейти к одному индексу. Сделаем это следующим образом: $l = j \cdot N + i$.

Тогда:

$$\begin{aligned}
 &\omega_{l-1}v_{l-1} + \omega_{l+1}v_{l+1} + \omega_l v_l + \omega_{l-N}v_{l-N} + \omega_{l+N}v_{l+N} \\
 &= -h^2 \frac{(x_l^1 - x_w^1)f_i(l) + (x_l^2 - x_w^2)f_j(l)}{x_l^1{}^2 + x_l^2{}^2}.
 \end{aligned} \tag{3.181}$$

В итоге получаем систему уравнений вида $\mathbf{A} \vec{v} = \vec{b}$. Выберем некоторое начальное значение вектора $\vec{v}^0$ и вычислим ее невязку $R^0 = \vec{b} - \mathbf{A}\vec{v}^0$. Потом из условия $(R^0, \bar{R}^0) \neq 0$ выберем $\bar{R}^0 = R^0$. Теперь можно реализовать стабилизированный метод бисопряженных градиентов. Накладываем два условия на прекращение метода: невязка стала меньше некоторой, наперед заданной величины; количество итераций равно предельному значению, введенному пользователем.

Получившийся результат переводим обратно в двумерную сеточную функцию $v_{i,j}$, повторяем все действия для каждой скважины. Получаем массив сеточных функций G_j и обрабатываем его методом, указанным ниже:

$$\begin{aligned}
 B_{ij}(\epsilon) &= (1 - \delta_{ij}) \log \sqrt{(x_{wi}^1 - x_{wj}^1)^2 + (x_{wi}^2 - x_{wj}^2)^2} + G_j(x_{wi}^1, x_{wj}^2, \epsilon) \\
 &+ \delta_{ij} \log \varrho_i, \\
 \vec{A}(\epsilon, \varepsilon) &= -|\log \varepsilon|^{-1} (I - |\log \varepsilon|^{-1} B(\epsilon))^{-1} \vec{P},
 \end{aligned} \tag{3.182}$$

где (x_{wi}^1, x_{wi}^2) – координаты i -ой скважины;

ε – параметр малости скважины;

$\varepsilon \varrho_i$ – радиус i -ой скважины;

где $\varrho_i > 0$ – некоторые числа;

$\vec{A}$ – вектор безразмерных потоков

$$\vec{A} = \begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \dots \end{pmatrix}, \quad (3.183)$$

$\vec{P}$ – вектор разности давлений на скважине и границе пласта:

$$\vec{P} = \begin{pmatrix} p_1 - p_0 \\ p_2 - p_0 \\ \dots \end{pmatrix}, \quad (3.184)$$

где p_i – забойное давление на i -ой скважине;

p_0 – давление на границе пласта.

Далее находим безразмерное поле давлений:

$$p(x^1, x^2, \varepsilon, \epsilon) = p_0 + \sum_{k=1}^m a_k(\varepsilon, \epsilon) \left(\log \sqrt{(x^1 - x_k^1)^2 + (x^2 - x_k^2)^2} + G_k(x^1, x^2, \epsilon) \right). \quad (3.185)$$

Сложность алгоритма эквивалентна $O(IN^2)$, где N – количество элементов сеточной функции, I – количество итераций [129].

Связь с матрицей взаимных продуктивностей

Ввиду оценки (3.168) интегральный (безразмерный) поток внутрь отверстия $\omega_j(\varepsilon)$ есть

$$F_j(\varepsilon, \epsilon) = \int_{\partial\omega_j(\varepsilon)} \nabla_x p(x, \varepsilon, \epsilon) \cdot \nu dl = \int_{\partial\omega_j(\varepsilon)} \nabla_x u(x, \varepsilon, \epsilon) \cdot \nu dl + O(\varepsilon^{1-\delta}). \quad (3.186)$$

(ν – нормаль к $\partial\omega_j(\varepsilon)$ внешняя по отношению к $\omega_j(\varepsilon)$). Подставляя в последнюю формулу асимптотику (3.158) для $p(x, \varepsilon, \epsilon)$ и применяя формулу Грина

$$\int_{\partial\omega_j(\varepsilon)} \vec{H} \cdot \nu dl = \int_{\omega_j(\varepsilon)} \operatorname{div} \vec{H} dx,$$

находим, что $F_j(\varepsilon, \epsilon) = a_j(\varepsilon, \epsilon) + O(\varepsilon^{1-\delta})$. В силу (3.160) вектор интегральных потоков:

$$\vec{F}(\varepsilon, \epsilon) = (F_1(\varepsilon, \epsilon), \dots, F_m(\varepsilon, \epsilon))^T, \quad (3.187)$$

связан с вектором падений давлений $(-\vec{P})$ асимптотическим соотношением:

$$\vec{F}(\varepsilon, \epsilon) = -2\pi |\log \varepsilon|^{-1} (I - |\log \varepsilon|^{-1} B(\epsilon))^{-1} \vec{P} + O(\varepsilon^{1-\delta}). \quad (3.188)$$

Таким образом, матрица

$$-2\pi |\log \varepsilon|^{-1} (I - |\log \varepsilon|^{-1} B(\epsilon))^{-1} \quad (3.189)$$

определяет влияние падений давления на каждой из скважин на их продуктивности, т.е. является (безразмерной) матрицей взаимных продуктивностей. Отметим, что в простейшем случае задачи без аномалии ($\epsilon = 0$) в круговой области $\Omega(\varepsilon) = \{x \in \mathbb{R}^2: |x| \in (\varepsilon, R)\}$ с отверстием $\omega_1(\varepsilon) = \{x \in \mathbb{R}^2: |x| < \varepsilon\}$ асимптотическое соотношение (3.188) становится точным и переходит в хорошо известную (безразмерную) формулу Дарси

$$F_1(\varepsilon, \epsilon) = 2\pi(p_0 - p_1)/\log(R/\varepsilon). \quad (3.190)$$

Для перехода к размерному потоку необходимо воспользоваться следующим соотношением $q = \frac{khP^*}{\mu} \cdot F_j(\varepsilon, \epsilon)$, где h – мощность пласта, μ – вязкость флюида.

Озвученный подход позволяет аналитически получить коэффициенты матрицы взаимных продуктивностей. На Рисунке 66 показан случай расчета давления и коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей для случая с аномалией ФЕС в межскважинном пространстве, для проницаемости аномалии равной, ниже и выше проницаемости на скважинах соответственно (коэффициенты множителей указаны над соответствующим рисунком).

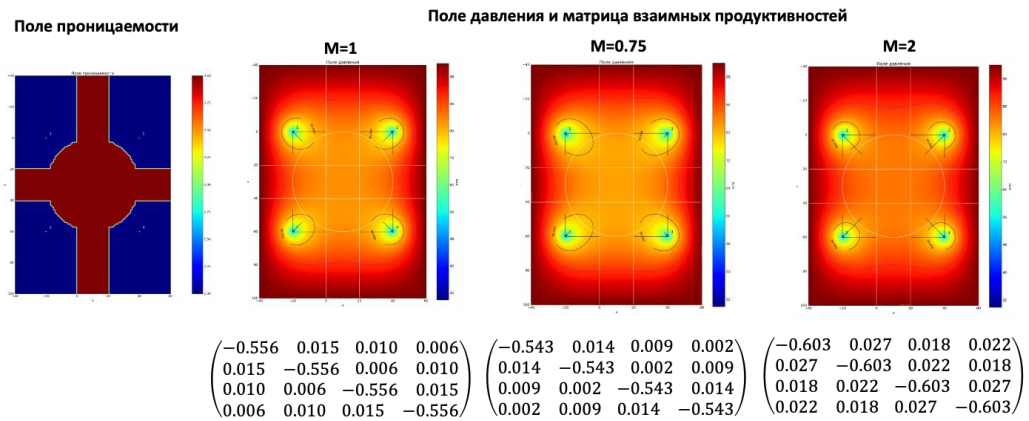


Рисунок 66 – Расчет стационарного поля давления и коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей для различных случаев неоднородности в межскважинном пространстве

Можно заметить, что недиагональные элементы матрицы для $k = 2$ мД, $k_a = 1.5$ мД получились значительно меньше, чем для случая $k = 2$ мД, $k_a = 4$ мД. Таким образом, можно сделать вывод о большем влиянии скважин друг на друга при большем значении проницаемости неоднородности.

Нестационарная задача

Для нестационарной постановки решение уравнения пьезопроводности предлагается искать в виде следующего разложения:

$$p(\mathbf{x}, \varepsilon, t) = p_0 + \sum_{j=1}^m a_j(\varepsilon, t) \left(S_j(\mathbf{x}, \mathbf{x}_j, t) + u_j(\mathbf{x}, \mathbf{x}_j, t) \right), \quad (3.191)$$

где $S_j(\mathbf{x}, \mathbf{x}_j, t) = \iint_{\omega_j} \Phi(\mathbf{x}, \mathbf{x}_j, t) dV_j$ – интеграл от фундаментального решения $\Phi(\mathbf{x}, \mathbf{x}_j, t)$ для однородной задачи по объему j -ой скважины;

$u_j(\mathbf{x}, \mathbf{x}_j, t)$ – добавка, учитывающая граничные условия и неоднородность в ФЕС пласта;

$\varepsilon = \frac{2r}{d}$ – малый параметр, отношение радиуса скважины к характерному размеру пласта.

Сопряженное уравнение для учета добавки $u_j(x, x_j, t)$ влияния границ и неоднородности не содержит возмущенных членов и решается численно на крупной сетке. Размерные коэффициенты a_j находятся из граничных условий на скважинах:

$$\sum_{j=1}^m a_j(\varepsilon, t) \left(\frac{\partial G_{ij}(x, x_j, t)}{\partial x} + \frac{\partial u_{ij}(x, x_j, t)}{\partial x} \right) = \zeta q_i, \quad (3.192)$$

где G_{ij} и u_{ij} – функция Грина и ее дополнение соответственно i -го источника, действующего на j -й, ζ – размерный коэффициент.

Обозначим набор сумм производных функции Грина и ее дополнения как матрицу $\mathbf{B}$, а набор дебитов как вектор $\vec{Q}$, тогда вектор коэффициентов $\mathbf{A}$ можно найти как решение матричного уравнения (3.192). Стоит отметить, что у матрицы $\mathbf{B}^{-1}$ есть физический смысл – это матрица взаимных продуктивностей.

На Рисунке 67 приведено сравнение расчета динамики давления и ее логарифмической производной для рассматриваемого метода с численным симулятором на примере синтетического кейса, изображенного также на Рисунке 67. Он состоит из 5 скважин и наличием аномалии по проницаемости между ними. На рисунках рассматриваются три случая, когда проницаемость аномалии выше в 10 раз, ниже в 10 раз, либо равна основной проницаемости пласта.

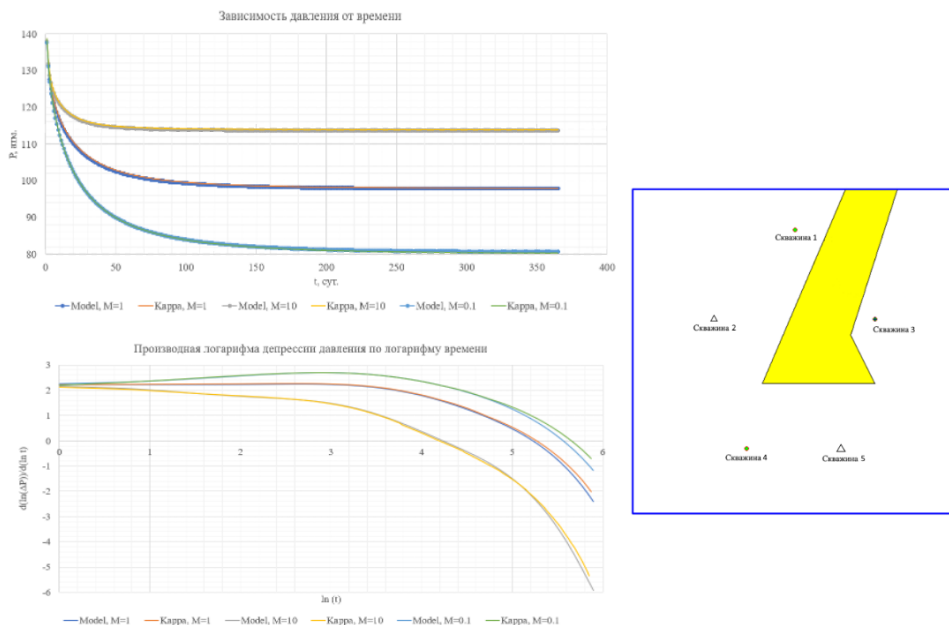


Рисунок 67 – Сравнение динамики давления и логарифмических производных для рассматриваемого метода и численного симулятора

Обработка изменений в граничных условиях у предрасчитанной задачи занимает порядка 0.25 секунды на один источник для каждого шага по времени независимо от типа скважины. В

то время как в программе Карра расчет занимает 2.6 секунды. Отметим, что расчет с помощью написанного ПО требует предрасчета. Но, зато сам последующий расчет ускоряется в 10 раз по сравнению с коммерческим симулятором: для рассматриваемых примеров: примерно 0.2-0.5 сек, по сравнению с 2-6 сек в Карра. Обе программы запускались на ЭВМ с процессором с 8 ядрами и 16 потоками и пиковой частотой 4.1 ГГц и 16 ГБ оперативной памяти.

3.4. Методы прогноза производительности скважин в подгазовых зонах

3.4.1. Обобщение блочного материального баланса для учета газовой шапки

Методология блочного материального баланса и ее обобщение с учетом моделирования межблочных перетоков и их автоматической адаптации будет представлена ниже. Здесь же опишем особенности блочного материального баланса для месторождений с газовыми шапками.

Пусть на месторождении есть ряд блоков, отвечающих за газовые шапки. Они также граничат с несколькими блоками месторождения. Будем предполагать, что в них содержится только газ, который может идти в другие блоки, но не может идти обратно. Случаи, когда в блок идет закачка попутного газа моделируется за счет объемного источника массы.

При рассмотрении матрицы связности блоки, отвечающие за газовые шапки, расположим в последних строчках. Разобьем на блоки матрицу таким образом, чтобы, что ненулевые столбцы, отвечающие за блоки ГШ, не пересекались. Данный блок месторождения может быть соединен только с одним блоком ГШ. Таким образом переток из одного блока ГШ в другой не рассматривается – система строится таким образом, что гидравлически связанная газовая шапка всегда рассматривается как один блок.

Например, для двух блоков ГШ имеем:

$$\hat{M} = \begin{vmatrix} 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & 1 & \dots & 1 \\ 0 & 1 & \dots & \dots & \dots \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}. \quad (3.193)$$

Для ГШ, которая есть на всем месторождении:

$$\hat{M} = \begin{vmatrix} 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & 1 & \dots & 1 \\ 0 & 1 & \dots & \dots & \dots \\ 1 & 0 & \dots & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}. \quad (3.194)$$

В блоках ГШ нет скважин. Весь поток из блока записывается только за счет перетока через границу. Систему ГШ-блоков будем описывать векторами: $\vec{\phi}$, $\vec{P}$, $\vec{A}$, $\vec{N}$ – соответственно,

пористость, среднее давление, площадь, средняя мощность каждого из блоков. Все PVT свойства предполагаются известными. Также известны их зависимости от давления.

Необходимо отметить, что сумма площадей блоков, которые связаны с блоками ГШ равны соответствующей площади блока ГШ:

$$A_j = \sum_{i=1}^{n_i} A_{ij}, \quad (3.195)$$

где A_{ij} - площадь i -го блока связанного с j -ым блоком ГШ.

Запишем материальный баланс для блока ГШ для i -го момента времени. Для этого распишем потоки в блок и из блока: 1) суммарный приток газопоглощающих скважин, 2) приток в обычные блоки месторождения:

$$\frac{\bar{p}_i^j}{Z_i^j} = \frac{\bar{p}_{i-1}^j}{Z_{i-1}^j} \left(1 - \frac{\Delta Q_{gi}^j}{G_{i-1}^j} \right), \quad (3.196)$$

где G_i^j - запасы газа в j -ой газовой шапке в i -ый момент времени;

$\bar{p}_i^j$ - давление в j -ой газовой шапке в i -ый момент времени;

$Z_i^j = Z_i^j(\bar{p}_i^j, T_{res})$ $\bar{p}_0$ - начальное давление;

ΔQ_{gi}^j - баланс движения газа в i -ый момент времени, который вычисляется в соответствии со следующей формулой:

$$\Delta Q_{gi}^j = \Delta Q_{inji}^j - \Delta Q_{gi}^j, \quad (3.197)$$

где ΔQ_{inji}^j - приток из газопоглощающих скважин;

ΔQ_{gi}^j - отток в соседние блоки месторождения в i -ый момент времени.

Пусть в течение i -го момента времени произвели закачку Q_{injsci}^j в стандартных условиях, тогда:

$$\Delta Q_{inji}^j = \frac{Q_{injsci}^j \Delta t_i}{B_g} = \frac{T_{res} p_{sc}}{T_{sc}} \frac{Z_i^j Q_{injsci}^j}{\bar{p}_{i,i-1}^j} \Delta t_i, \quad (3.198)$$

Отток из блока в течение в течение i -го момента времени найдем, как и ранее.

Поток из j -го блока ГШ:

$$Q_{gi}^{jn} = \frac{k_j A_n}{\mu(\bar{p}_i^j) B(\bar{p}_i^j)} \frac{(\bar{p}_i^j - \bar{p}_{b,i}^{nj})}{\bar{h}_{gj}}, \quad (3.199)$$

где $\bar{h}_{gj}$ - средняя мощность ГШ;

k_j - средняя проницаемость по ячейке j ;

A_{nj} - площадь n -го блока.

Аналогично обозначим к границе от ГШ j :

$$Q_{gi}^{nj} = \frac{k_n A_n}{\mu(\bar{p}_i^n) B(\bar{p}_i^n)} \frac{(\bar{p}_i^n - \bar{p}_{b,i}^{nj})}{D_n}. \quad (3.200)$$

Поскольку $Q_{nj} = -Q_{jn}$, отсюда можно выразить $\bar{p}_{b,i}^{nj}$ и подставив в исходное уравнение для перетока получить выражение:

$$\bar{p}_{b,i}^{nj} = \frac{k_n \mu(\bar{p}_i^j) B(\bar{p}_i^j) \bar{h}_{gj} \bar{p}_i^n + k_j \mu(\bar{p}_i^n) B(\bar{p}_i^n) D_n \bar{p}_i^j}{k_j \mu(\bar{p}_i^n) B(\bar{p}_i^n) D_n + k_n \mu(\bar{p}_i^j) B(\bar{p}_i^j) \bar{h}_{gj}}. \quad (3.201)$$

Отсюда перетоки между ячейками:

$$Q_{gi}^{jn} = \frac{k_n k_j A_n (\bar{p}_i^j - \bar{p}_i^n)}{k_j \mu(\bar{p}_i^n) B(\bar{p}_i^n) D_n + k_n \mu(\bar{p}_i^j) B(\bar{p}_i^j) \bar{h}_{gj}}, \quad (3.202)$$

Таким образом можно записать следующий вид слагаемого

$$\Delta Q_{gi}^j = \sum_{n=1}^{n_j} Q_{gi}^{jn} \Delta t_i = \sum_{n=1}^{n_j} \frac{k_n k_j A_n (\bar{p}_i^j - \bar{p}_i^n) \Delta t_i}{k_j \mu(\bar{p}_{i,i-1}^n) B(\bar{p}_{i,i-1}^n) D_n + k_n \mu(\bar{p}_{i,i-1}^j) B(\bar{p}_{i,i-1}^j) \bar{h}_{gj}}, \quad (3.203)$$

где n_j - количество блоков, которые связаны с данное j -ой ГШ. В последнем уравнении также взяты давления средние за период $\bar{p}_{i,i-1}^n$.

Таким образом, наша изначальная система уравнений для блочного материального баланса дополняется уравнениями:

$$\begin{aligned} \frac{\bar{p}_i^j}{Z_i^j} &= \frac{\bar{p}_{i-1}^j}{Z_{i-1}^j} \left(1 - \frac{\Delta Q_{gi}^j}{G_{i-1}^j} \right), \\ \Delta Q_{inji}^j &= \frac{Q_{injsci}^j \Delta t_i}{B_g} = \frac{T_{res} p_{sc}}{T_{sc}} \frac{Z_i^j Q_{injsci}^j}{\bar{p}_{i,i-1}^j} \Delta t_i, \\ \Delta Q_{gi}^j &= \sum_{n=1}^{n_j} Q_{gi}^{jn} \Delta t_i = \sum_{n=1}^{n_j} \frac{k_n k_j A_n (\bar{p}_i^j - \bar{p}_i^n) \Delta t_i}{k_j \mu(\bar{p}_{i,i-1}^n) B(\bar{p}_{i,i-1}^n) D_n + k_n \mu(\bar{p}_{i,i-1}^j) B(\bar{p}_{i,i-1}^j) \bar{h}_{gj}}. \end{aligned} \quad (3.204)$$

В данные уравнения входят давления и зависимости от давления на i -ом временном шаге. Такая система остается неявной и также разрешимой, поскольку число дополнительных уравнений равно числу дополнительных неизвестных (давления в газовых шапках). Помимо наличия дополнительных уравнений (3.204), отличие от исходной системы без газовых шапок заключается в том, что в n -ые блоки, граничащие с j -ой газовой шапкой необходимо добавить члены $Q_{gi}^{jn} \Delta t_i$. Способ разрешения уравнений остается аналогичным. Более того, наличие дополнительных уравнений не влияет на устойчивость системы.

3.4.2. Использование псевдофункций

В параграфе предложены модели учета выделения газа при течении с помощью функций псевдодавления и псевдовремени [130-136] в комбинации с моделями методов граничных элементов:

$$H(P) = \left[\frac{\mu_o B_o}{k_o} \right]_{Pref} \cdot \int_{P_0}^{P_{ref}} \frac{k_o(S(P))}{\mu_o(P) B_o(P)} dP, \quad (3.205)$$

$$t_p = \left[\frac{\mu_o B_o}{k_o} \right]_{Pref} \cdot \int_0^t \frac{k_o(S(P))}{\mu_o(P) B_o(P)} dt, \quad (3.206)$$

где $\left[\frac{\mu_o B_o}{k_o} \right]_{Pref}$ – отношение вязкости и объемного коэффициента к фазовой проницаемости нефти при определенном опорном давлении.

При этом недостающее уравнение связи ищется в предположении постоянства «общего» газового фактора:

$$\frac{k_g}{k_o}(S_g) = \frac{(R_0 - R_s(P)) * \mu_g(P) B_g(P)}{\mu_o(P) B_o(P)}, \quad (3.207)$$

где $k_g(S_g)$ и $k_o(S_g)$ – относительные фазовые проницаемости по нефти и газу;

R_0 – газонасыщенность нефти при опорном значении давления (давлении насыщения);

$R_s(P)$ – коэффициент газонасыщенности;

μ_g и μ_o – вязкость газа и нефти;

B_g и B_o – объемный коэффициент газа и нефти соответственно.

Реализована интеграция псевдофункций с методом граничных элементов. Проведены множественные сравнения реализованного метода с численными моделями многофазных течений. На Рисунке 68 приведен пример результата такого сравнения для одного из случаев. Представлена относительная ошибка в зависимости от забойного давления для различных коэффициентов продуктивности. Такое сравнение также было проведено для различного газосодержания и других свойств нефти. Показано, что относительная ошибка не превышает 3%.

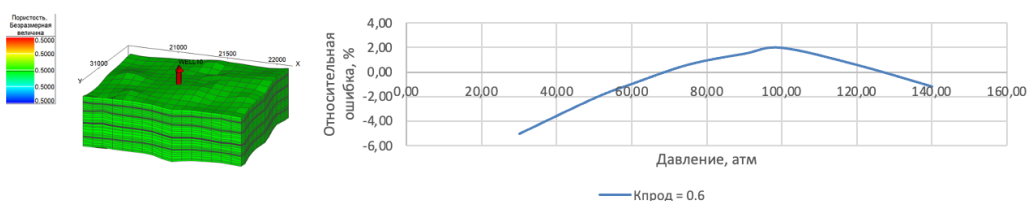


Рисунок 68 – Пример результата сравнения продуктивности скважины с учетом выделения газа в пласте

Также были проведены синтетические сравнения для многоскважинных случаев (Рисунок 69). Рассмотрены способы ускорения программной реализации алгоритма вычисления функций псевдовремени и псевдодавления.

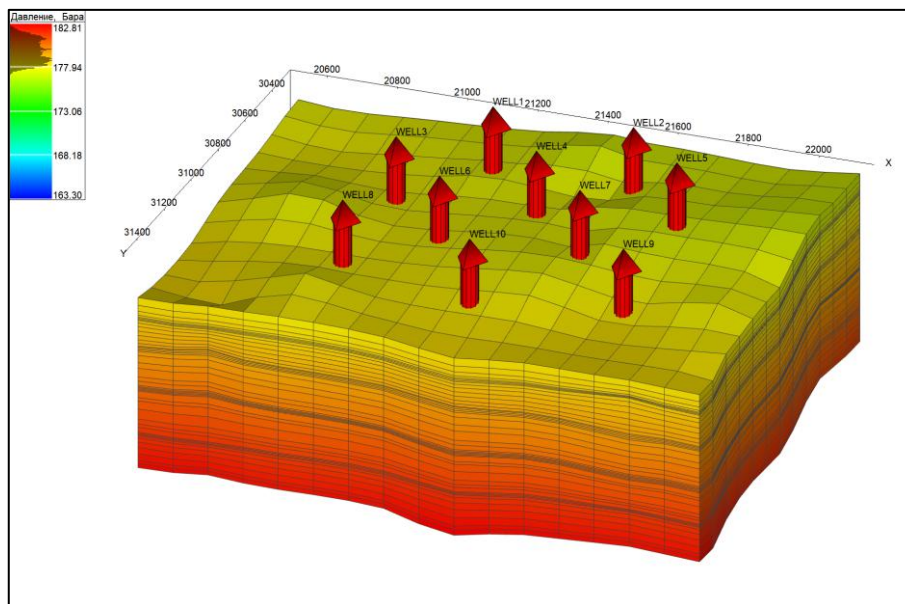


Рисунок 69 – Пример рассматриваемого многоскважинного синтетического кейса для верификации алгоритма вычисления псевдофункций

3.4.3. Учет прорыва газа из газовой шапки

Модель псевдофункций хорошо работает, когда газ выделяется из нефти. Если рассматривается залежь с наличием газовой шапки и газ поступает в скважину преимущественно оттуда, данная модель не подходит. На нефтяных оторочках крайне актуальна задача прогноза газового фактора и динамики добычи нефти до прорыва и после прорыва газа из газовой шапки. Для моделирования продвижения конуса газа к горизонтальным скважинам в работе предлагается использовать уравнение безнапорной фильтрации - уравнение Буссинеска [38]:

$$\frac{\partial h}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial}{\partial x} \left(h \frac{\partial h}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(h \frac{\partial h}{\partial y} \right) \right), \quad (3.208)$$

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

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.

Целью исследования является развитие математической модели газового фактора GORM (gas-oil ratio model), основанной на уравнении Буссинеска [137], для учета специфики пробуренных горизонтальных скважин и, на её основе, создание программного комплекса для численной оценки добычи газа с автоматической адаптацией на исторические данные. В отличие от работы [137] в диссертации предлагается другой способ задания граничных условий, более логичный с точки зрения контроля скважины – не от дебита газа, а от забойного давления. Кроме того, представлены подходы по автоматической адаптации и прогнозу динамики газового фактора с использованием фильтра Калмана.

Рассматриваются объекты разработки месторождений, в которых нефтяной слой расположен между непроницаемой подошвенной границей или водяным пластом снизу и газовой областью (газовой шапкой) сверху. Такие условия позволяют считать, что изначально газонефтяной контакт (далее – ГНК) и водонефтяной контакт (далее – ВНК) являются плоскими горизонтальными поверхностями. При разработке месторождения горизонтальной скважиной над ней образуется газовый конус или свод – область снижения ГНК к скважине, вплоть до пересечения со скважиной (Рисунок 70). Процесс конусообразования является трехмерным, нестационарным и существенно нелинейным. Поэтому подходы к прогнозированию его динамики традиционно основываются на математических моделях, выражающих законы сохранения. Такие задачи не могут быть решены с приемлемой точностью на основе аналитических моделей. Широкое развитие получили численные трехмерные модели, основанные на принципе конечных разностей, реализуемые в коммерческих симуляторах (Eclipse, tNavigator и др.). Подобные модели предоставляют широкий спектр возможностей и позволяют оценивать распределение давлений и насыщенностей в узлах расчетной сетки на выбранные моменты времени и рассчитывать дебиты нефти, газа и воды по скважинам. Основным недостатком таких моделей является трудоемкость построения и адаптации на историю ввиду необходимости задания большого набора параметров и их модификации при настройке модели. Это ограничивает возможность использования алгоритмов автоматизированной адаптации. Применение полуаналитических моделей в данном случае позволяет упростить создание модели, повысить скорость расчета, сформировать комплексные переменные для проведения автоматической адаптации и, как следствие, значительно снизить временные затраты на получение результатов. Разработка полуаналитических моделей позволяет снизить зависимость от коммерческих программных продуктов и получить гибкое решение, что

открывает значительный потенциал при использовании таких моделей в корпоративных информационных системах при роботизации процесса анализа и оптимизации разработки.

Таким образом, для решения данных задач было проведено развитие полуаналитической модели GORM в части двумерного расчёта и учёта реального профиля скважины и работы её отдельных интервалов перфорации [249].

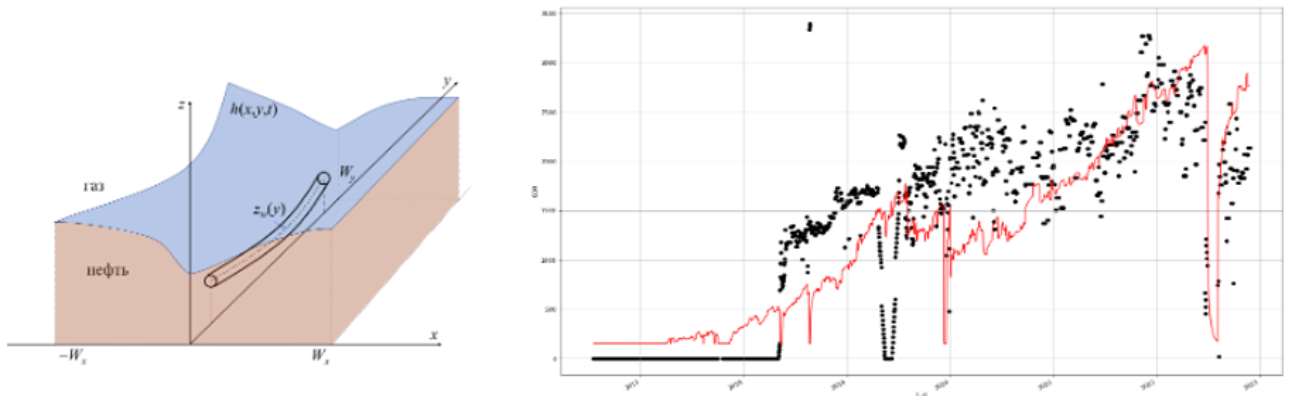


Рисунок 70 – Факт и прогноз газового фактора для одной из скважин подгазовой зоны месторождения Западной Сибири

Для применения обобщенной модели GORM будем считать справедливыми следующие допущения. Исследуется процесс безнапорной разработки в окрестности одиночной горизонтальной скважины. Кривизна траектории скважины мала (не более $2^\circ/10$ м). Пласт тонкий, строго горизонтальный, газовая шапка над всем пластом, а поверхность ВНК остаётся неподвижной в течение всего процесса. Фильтрационно-ёмкостные характеристики постоянны для пласта. Капиллярные силы не учитываются, то есть ГНК – моделируется поверхностью, без переходной зоны. Область дренирования значительно больше толщины нефтяного слоя, а на границе области дренирования справедливо условие непротекания. Для тонкого пласта можно считать, что давление в газовой шапке постоянно и в нефти распределено гидростатически. Давление в газе успевает выравниваться и на поверхности газовой шапки остается постоянным как в пространстве, так и с течением времени. Область дренирования можно ограничить прямоугольной областью, расположенной симметрично относительно скважины. Известно распределение дебита нефти по скважине в пластовых условиях или распределение депрессии по скважине.

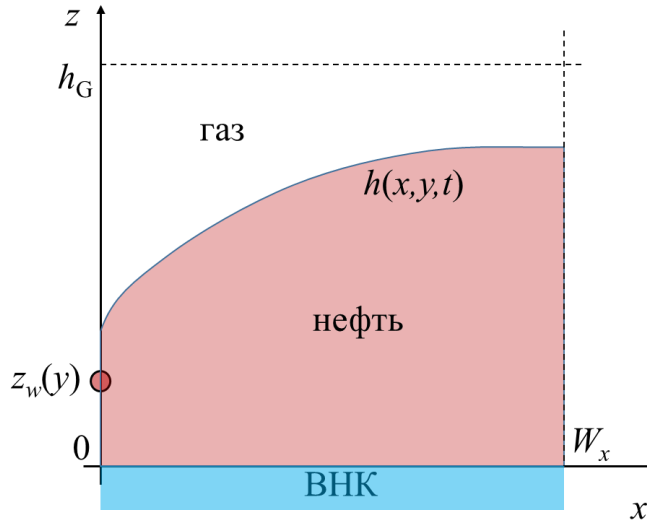


Рисунок 71 – Вертикальный разрез перпендикулярно скважине

Обозначим индексом g величины, характеризующие газовую фазу. Величины для нефти будем использовать без индексов. Высоту поверхности ГНК над ВНК обозначим $h = h(x, y, t)$ (Рисунок 71). Согласно предположениям модели, давление в газе на вершуге газовой шапки постоянно: $p_g(h_G) = p_G = const$. Давление в нефтяном слое распределено гидростатически:

$$p(x, y, z, t) = p_G + \rho_g g(h - h_0) + \rho g(h - z). \quad (3.209)$$

Тогда:

$$\text{grad } p = \left(\Delta \rho g \frac{\partial h}{\partial x}; \Delta \rho g \frac{\partial h}{\partial y}; -\rho g \right), \quad (3.210)$$

где $\Delta \rho = \rho - \rho_g$;

g – ускорение свободного падения.

Скорость фильтрации нефти равна:

$$\mathbf{v} = -\frac{k}{\mu} \text{grad}(p + \rho g z), \quad (3.211)$$

где k – проницаемость пористой среды;

μ – коэффициент динамической вязкости нефти.

На подвижной поверхности $h(x, y, t)$ справедливо условие равенства средней скорости нефти скорости движения поверхности:

$$v_z = \varphi \frac{\partial h}{\partial t}, \quad (3.212)$$

где φ – пористость.

ВНК считается неподвижным, и там нормальная скорость нефти равна нулю. Так же нормальная скорость нефти равна нулю на внешних границах исследуемой области. Интегрируя

уравнение неразрывности $\operatorname{div} \mathbf{v} = 0$ по толщине нефтяного слоя от 0 до h получаем уравнение Буссинеска для толщины нефтяного слоя:

$$\varphi \frac{\partial h}{\partial t} - \Delta \rho g \operatorname{div}_{xy} \left(h \frac{k}{\mu} \operatorname{grad}_{xy} h \right) = 0. \quad (3.213)$$

Заметим, что в текущей постановке модель позволяет учитывать латеральную неоднородность полей ФЕС. В данной работе проводились расчеты при постоянных значениях пористости и проницаемости. Это отвечает уравнению материального баланса нефти относительно локальной мощности нефтяной оторочки h :

$$\frac{\partial h}{\partial t} = \alpha \frac{\partial}{\partial x} h \frac{\partial h}{\partial x} + \alpha \frac{\partial}{\partial y} h \frac{\partial h}{\partial y}, \quad (3.214)$$

где $\alpha = \frac{kg\Delta\rho}{\mu\varphi}$.

Симметричность задачи относительно скважины позволяет проводить исследование только в правой полуплоскости $x \geq 0$. Для численного анализа ограничим нашу область прямоугольником $[0; W_x] \times [-W_y; L + W_y]$, где L – длина участка скважины в пласте. Краевыми и начальными условиями для уравнения (3.214) будут:

$$\left(\frac{\partial h}{\partial x} \right)_{x=W_x} = \left(\frac{\partial h}{\partial y} \right)_{y=L+W_y} = \left(\frac{\partial h}{\partial y} \right)_{y=-W_y} = 0, \quad (3.215)$$

$$2\alpha\varphi \left(h \frac{\partial h}{\partial x} \right)_{x=0} = \tilde{q}_o, \quad (3.216)$$

$$h(t = 0) = 0, \quad (3.217)$$

где $\tilde{q}_o$ – объемный дебит нефти с единицы длины скважины.

Начальное условие:

Для моделирования особенности притока к различным участкам скважины использована зависимость депрессии от координаты y вдоль скважины, при $x=0$:

$$\Delta p(y_w) = K_k(y_w) \Delta p_k, \quad (3.218)$$

$$K_k(y_w) = \left(1 + (\beta_k - 1) \frac{y_w - y_{k0}}{L} \right), \quad (3.219)$$

где k – номер перфорированного участка скважины.

В зависимости от однородности или разнородности параметров Δp_k и $\beta_k = \frac{\Delta p_{tk}}{\Delta p_{bk}}$ можно смоделировать случаи единой, монотонной и независимой динамики депрессии по стволу (Рисунок 72).

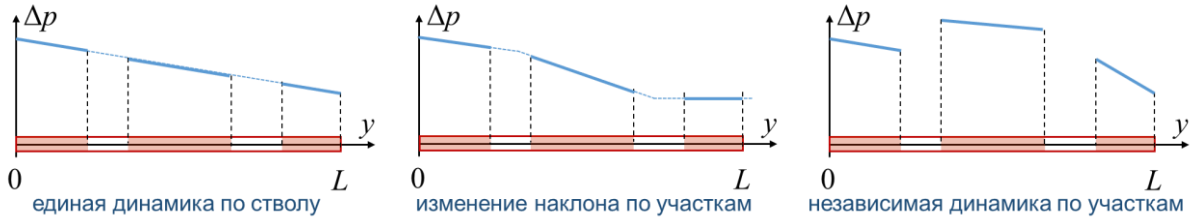


Рисунок 72 – Варианты моделирования депрессии вдоль скважины

Объемный дебит с единицы длины скважины будет пропорционален депрессии с учетом того, что часть δ скважины заполнена газом:

$$\tilde{q}_o = J_o D(\delta) \Delta p(y), \quad (3.220)$$

$$\tilde{q}_g = J_g (1 - D(\delta)) \Delta p(y), \quad (3.221)$$

Здесь J – коэффициент продуктивности для соответствующей фазы, $\delta = \frac{(z_w(y) - h(0, y, t))}{d_w}$ – безразмерный уровень нефти в скважине, $D(\delta)$ – параметр, зависящий от геометрии уровней в скважине, d_w – диаметр скважины. Для определения параметра D можно использовать предположения, что поток фазы пропорционален площади или дуге контура скважины, занятого фазой. Для этих случаев получаем зависимости:

$$D(\delta) = \begin{cases} \frac{1 - (\theta - \sin \theta)}{2\pi} & , \text{ площадь} \\ 1 - \frac{\theta}{2\pi} & , \text{ дуга} \end{cases}, \quad (3.222)$$

где $\theta = 2 \arccos(1 - 2\delta)$.

В итоге на скважине можем записать граничные условия. При заданном распределении дебита или давления соответственно:

$$\tilde{q}_o(y_w) = q_{ok} \frac{K_k(y_w) D(\delta(y_w))}{\int_{l_k} K_k(s_w) D(\delta(s_w)) ds}, \quad (3.223)$$

$$\tilde{q}_o(y_w) = q_o \frac{K_k(y_w) \Delta p_k D(\delta(y_w))}{\int_{l_k} K_k(s_w) \Delta p_k D(\delta(s_w)) ds}. \quad (3.224)$$

Здесь q_o – дебит нефти в пластовых условиях.

3.4.4. Использование ансамблевого фильтра Калмана

Данный раздел посвящен использованию ансамблевого фильтра Калмана при решении обратных задач. Ансамблевый фильтр Калмана в данной работе используется как метод поиска глобального минимума среди набора локальных минимумов. Он был разработан как версия классического фильтра Калмана для задач с интенсивным использованием данных [208-212]. Главным преимуществом фильтра Калмана является его способность использовать только

предыдущее состояние системы и текущую информацию для обновления оценки неизвестных параметров. Работа ансамблевого фильтра Калмана более эффективна, поскольку члены ансамбля не являются независимыми. Среднее значение ансамбля является наиболее точной оценкой истинного, но неизвестного состояния модели. Дисперсия ансамбля вокруг среднего значения представляет собой связанную неопределенность, которая количественно определяется матрицей ковариации состояний, полученной из ансамбля.

Использование фильтра Калмана для решения задач нефтяного инжиниринга достаточно распространено. В работе [309] описывается два примера использования ансамблевого фильтра для оптимизации параметров притока за счет регулировки клапана (ICV). В первом кейсе рассматривается секторная модель с двумя горизонтальными скважинами, где целью оптимизации является минимизация добычи воды за 10-летний период при сохранении постоянного дебита жидкости. Результаты всего пяти итераций оптимизации с улучшенными настройками регулирующих клапанов показали снижение суммарной добычи воды на 50%. Полностью автоматизированный процесс оптимизации был завершен в течении нескольких часов в среде параллельных вычислений. Во втором кейсе рассматривается трехмерная модель из 10 многоствольных скважин с ICV, установленном на каждом боковом соединении, где алгоритм оптимизации также успешно справился с задачей снижения добычи воды.

В работе [310] рассматривается применения unscented Kalman filter в задаче оценки забойного давления и основных параметров модели, используя исключительно доступные на поверхности измерения. Алгоритм демонстрирует высокую точность в оценке забойного давления и неопределенных параметров, даже в переходных ситуациях, таких как операции по соединению труб, когда отсутствуют замеры давления и потока через долото.

Работа [311] посвящена оценке статических параметров пласта (т.е. пористости и проницаемости) и динамических состояний с помощью ансамблевого фильтра Калмана при наличии несоответствия между пластом и моделью. Представлено глубокое исследование проблем применения ансамблевого фильтра Калмана. Вводятся две модификации для совместной оценки параметров состояния: I) добавление ошибки в модель для представления несоответствия между прогнозной моделью и реальной системой, II) введение параметра настройки, называемого «принудительными данными», в переменную возмущения для работы с зашумленной системой. Для проверки алгоритма ансамблевого фильтра Калмана была разработана эталонная задача, определенная как «модель серии резервуаров». На основе упрощенной модели систематически представлена математическая формулировка оценки состояния в сочетании с калибровкой параметров. В дальнейшем аналогичный подход применяется к нелинейному двумерному резервуару, работающему в режиме затопления. Для оценки эффективности согласования истории проведен анализ чувствительности. Было

замечено, что за счет возмущения данных форсирования возможно улучшение на 13,6 и 9 % в согласовании истории для резервуара и водохранилища соответственно, когда несоответствие моделей и неопределенность в измерениях велики.

Как видим, алгоритмы оптимизации на основе фильтра Калмана показывают хорошие результаты даже в узко направленных задачах нефтяного инжиниринга. В данном параграфе приводится методология использования фильтра Калмана на примере задачи прорыва газа из газовой шапки, описываемой в Главе 2. Выбор данной задачи неслучаен, поскольку здесь присутствует целый ряд неопределенных параметров системы, учитывающих неоднородность и другие сложные процессы в рамках упрощенного уравнения прорыва газового конуса, описанного в разделе 10 главы 2. Данная задача крайне важна для прогноза газового фактора на скважинах, разрабатывающих нефтяные оторочки.

В соответствии со структурой фильтра Калмана, каждый член ансамбля задается вектором состояний y_k для каждого момента времени k в следующей форме:

$$y_k^p = \begin{bmatrix} m_k^s \\ d_k \end{bmatrix}, \quad (3.225)$$

где m_k^s – статические параметры системы;

α – интенсивность движения нефтяной фазы;

w_x – полуширина зоны дренирования;

h_0 – начальный уровень газонефтяного контакта;

γ – относительная продуктивность по газу к нефти;

β – перепад давления в пласте между пяткой и носком горизонтальной скважины;

d_k – вектор результатов расчета модели: дебит газа и нефти.

Прогноз модели можно получить с помощью матрицы наблюдения H

$$d_k = \hat{H} y_k, \quad (3.226)$$

где $\hat{H}$ имеет следующую структуру $\hat{H} = [0_{N_s} \ 0_{N_d} \ I_M]$;

N_s, N_d – размерность набора статических и динамических параметров;

M – размерность вектора результатов расчета модели.

Ансамблевый фильтр Калмана работает с рядом векторов состояния:

$$A_k = \{y_{k,1}, y_{k,2}, y_{k,3} \dots y_{k,N_e}\}, \quad (3.227)$$

где N_e – размерность ансамбля.

Алгоритм фильтра Калмана состоит из двух этапов: получение прогноза из динамической модели для каждой реализации ансамбля и адаптация полученных значений с использованием вычисленной матрицы Калмана. Этап прогнозирования можно представить как результат запуска

модели для заданного интервала времени. Полученное прогнозируемое значение корректируется для каждого члена ансамбля с учетом фактического измеренного значения по уравнению:

$$y_{k,j}^u = y_{k,j} + K_k(d_{obs,k,j} + \varepsilon_j - Hy_{k,j}), \quad (3.228)$$

где K - взвешенная матрица Калмана;

u - обновленного члена ансамбля;

$d_{obs,k,j}$ - вектор измеренных расходов;

ε_j - значение шума для каждого члена ансамбля.

Сама матрица Калмана рассчитывается по уравнению:

$$K_k = C_{A,k}H^T(HC_{A,k}H^T + C_D)^{-1}, \quad (3.229)$$

где C_D - ковариационная матрица, описывающая шум измерения;

$C_{A,k}$ -кумулятивная ковариационная матрица.

На последнем этапе алгоритма фильтрации Калмана вычисляется среднее значение, которое принимается за ближайшую оценку желаемого параметра модели. Схема применения алгоритма ансамблевого фильтра Калмана к модели прорыва газа из газовой шапки представлена на Рисунке 73. В начальный момент времени инициализируется начальное состояние системы (каждый элемент ансамбля отличается значениями m_t^s : $\alpha, \beta, \gamma, W_x, \theta, h$; Q_{gas_0} - начальный исторический расход газа). Ансамбль подается в модель расчета прорыва газового конуса для получения $Q_{gasGORM}$ и генерации вектора состояния y_{GORM} . С использованием измеренных данных $Q_{gas_{hist}}^t$ на шаге $t + 1$ обновляется вектор y_{upd} согласно формуле (3.228). Обновленные параметры ансамбля $m_{upd,t}^s$ используются для расчетов на следующем временном шаге $t = t + 1$, сохраняя рассчитанный газонефтяной контакт GOC_t .

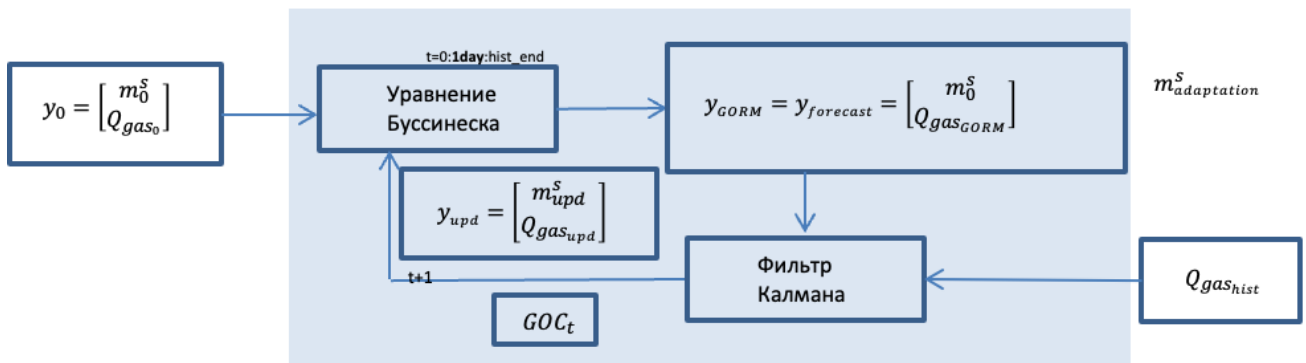


Рисунок 73 – Алгоритм работы фильтра Калмана

На Рисунке 74 представлен результат адаптации и прогноза дебита газа на одной из горизонтальных скважин, эксплуатирующей нефтяную оторочку Западной Сибири. Адаптация и прогноз произведены двумя способами – с помощью градиентных методов («модель») и с

помощью фильтра Калмана. Видно, что прогноз с помощью фильтра Калмана гораздо устойчивее, а результаты адаптации ближе к истории.

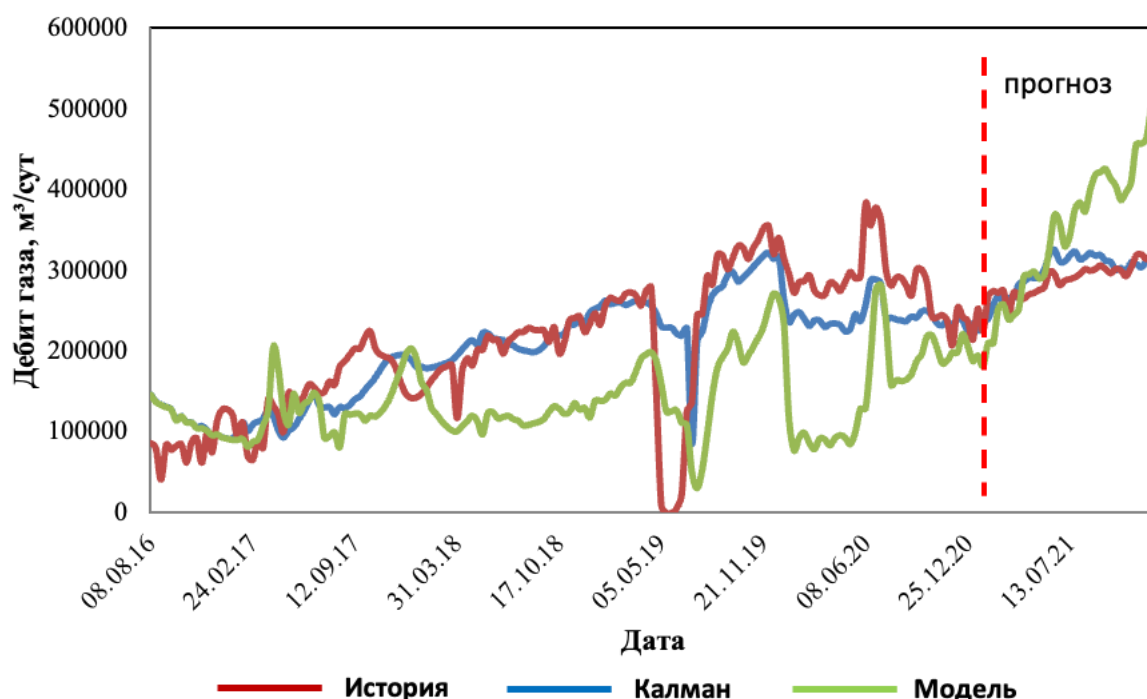


Рисунок 74 – Адаптация и прогноз дебита газа на примере одной из скважин Западной Сибири

3.5. Способ оперативного ранжирования эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи для пластов с высоковязкой нефтью

Данный раздел посвящен разработке способа для оперативного анализа и ранжирования по эффективности различных типов тепловых методов увеличения нефтеотдачи. В качестве расчетных инструментов традиционно используются верхнеуровневые методики, отражающие области принципиальной применимости тех или иных МУН без количественной оценки, либо неизотермические композиционные симуляторы (н-р, CMG Stars), для использования которых необходимы огромные массивы исходной лабораторной и промысловой информации о месторождении, зачастую отсутствующие на ранних стадиях разработки или неактуальные на поздних. Задача данного раздела заключается в разработке инженерно применимых подходов и алгоритмов расчета эффективности тепловых МУН с учетом нелинейных процессов при многофазной фильтрации, происходящих при воздействии теплоносителя.

При этом разрабатываемые методы сравнительной оценки эффективности тепловых МУН должны позволять проводить оценку эффективности основных способов теплового воздействия:

пароциклическая обработка (ПЦО) скважины, парогравитационный дренаж (SAGD), постоянная площадная закачка, спуск скважинного нагревателя. Кроме того, они должны учитывать основные физические процессы, происходящие в пласте при тепловом воздействии: снижение вязкости нефти, изменение смачиваемости породы, термическое расширение, испарение, изменение межфазного натяжения, вязкопластические свойства тяжелой нефти. Учесть весь спектр озвученных механизмов возможно только путем численного решения нелинейных уравнений многофазной многокомпонентной фильтрации. Однако целью данной работы не есть создание еще одного численного симулятора – она заключается в разработке удобного инженерного инструмента для оперативного анализа. Его реализация в виде информационной системы должна выполнять функции «помощника» для инженера-разработчика, компенсируя недостаток опыта в области тепловых МУН, являясь по сути системой поддержки принятия решений (СППР). Сам расчет должен выполняться оперативно, а недостаток исходной информации, который зачастую возникает при оценке новых проектов разработки, необходимо компенсировать готовыми корреляциями и другими зависимостями, которые автоматически интегрируются в модель прямо из интерфейса.

На первом этапе были рассмотрены наиболее цитируемые статьи по аналитическим моделям в области тепловых МУН. Были выбраны подходящие аналитические модели для каждого типа теплового воздействия: ПЦО, постоянная закачка пара, SAGD, спуск скважинного нагревателя. Аналитические модели могут быть использованы при значительном доминировании одного из озвученных механизмов увеличения нефтеотдачи при воздействии теплоносителя. Наиболее распространенный вариант – учет снижения вязкости нефти при нагреве. С помощью аналитических моделей можно быстро произвести устойчивые оценки эффективности тепловых МУН. Однако для более точного расчета эффективности во многих случаях этого недостаточно и приведет к существенным погрешностям. Для проверки результатов аналитического моделирования на втором этапе необходим расчет на численной модели. В рамках данной работы были реализованы модули расчета эффективности тепловых МУН в рамках как аналитических, так и численных подходов. Ниже описан выбор наиболее подходящих аналитических подходов, а также особенности численного моделирования, реализованного в рамках рассматриваемого в работе инженерного инструмента.

3.5.1. Анализ доступных аналитических подходов

Для определения подходящих моделей было проанализировано более 70 наиболее цитируемых статей по направлению разработки аналитических моделей оценки эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Подробный обзор наиболее цитируемых статей

посвященных созданию аналитических моделей оценки эффективности тепловых МУН приведен в [148]. Ниже описаны основные результаты проведенного анализа для каждого типа теплового воздействия: ПЦО, SAGD, постоянная закачка пара, спуск скважинного нагревателя.

Модели постоянной закачки пара основаны на фундаментальной работе [149]. В целом в статьях на эту тему рассматривается энергетический баланс между закачиваемым теплом, потерями тепла в окружающие породы, теплом, заключенным в паровой зоне и теплом, выделяющимся при конденсации пара. Авторы предлагают для оценки эффективности постоянной закачки использовать модель [151]. В данной модели процесс закачки пара разделен на три стадии. На первой стадии определяющую роль играет высокая вязкость холодной нефти. На второй стадии прогретая нефть поступает в добывающую скважину и ее дебит примерно равен скорости вытеснения из паровой камеры. Третья стадия связана с ограниченностью области дренирования и связанного с этим истощения пласта. Для каждой стадии автор [151] предложил соответствующие эмпирические факторы, которые корректируют результаты модели для лучшей сходимости с фактическими промысловыми данными.

При рассмотрении паро-циклической обработки (ПЦО) процесс добычи нефти делится на стадии закачки пара, пропитки и добычи флюидов. На стадии нагнетания пара используются модели, разработанные для постоянной закачки пара. Для моделирования ПЦО на вертикальных скважинах авторами предлагается использовать модель [152]. В данной работе отмечается, что предыдущие работы автора [153] обладают недостатком: для того, чтобы предсказанные дебиты нефти сходились с промысловыми данными, нужно вводить поправочные коэффициенты (scaling factors) от 2 до 4. Как правило, этот фактор характеризует наличие вспомогательных пропластков, вдоль которых может распространяться пар. Отмечено, что согласно прямым измерениям пар проникает в пласт слоями. В этих условиях нет необходимости рассматривать коническую форму паровой камеры. Геометрические формы зон в цилиндрической симметрии выбираются максимально простыми. В зоне прогрева рассчитывается одномерная многофазная фильтрация. Толщина зоны прогрева вычисляется согласно [150] с поправочным коэффициентом, т.к. указывается, что в модели [150] рассматривается непрерывная закачка пара без стадии прогрева, в течении которой мощность прогретой зоны продолжает увеличиваться.

Для расчета ПЦО на горизонтальной скважине авторы предлагают пользоваться результатами [154, 155]. В данных работах на стадии закачки считается, что поток пара распределен вдоль горизонтальной скважины равномерно. Скважина расположена в центре продуктивного слоя. Цилиндрическая паровая зона расширяется в радиальном направлении. Предполагается, что зона не достигает границ продуктивного слоя. Потерями тепла на стадии закачки пара пренебрегается по сравнению с потерями на стадии пропитки. Тепло уходит из паровой зоны за счет теплопроводности и добычи нагретых флюидов.

Для расчета динамики показателей при парогравитационном дренаже (SAGD) рекомендуется использовать результаты [156]. В статье [156] предполагается, что процесс разработки месторождения происходит в три этапа. На первом этапе паровая камера растет до кровли пласта при этом форма камеры считается близкой к окружности. На втором этапе паровая камера расширяется вдоль кровли пласта, при этом ее форма близка к равнобедренному треугольнику, у которого вершина совпадает с добывающей скважиной. На третьем этапе камера растет по направлению к подошве пласта. Для каждого из этапов разработки применяется собственная формула расчета дебита нефти. За основу аналитической оценки воздействия скважинного нагревателя взята статья [157].

3.5.2. Численный подход сравнительной оценки эффективности тепловых МУН

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 анизотропном пласте. В рамках разрабатываемого инженерного инструмента при реализации численных расчётов рассматривается 3 фазы: жидкая вода, газ, жидкая нефть и 3 компоненты: компонента воды «H₂O», легкая нефть «LO», тяжелая нефть «НО». Считается, что H₂O присутствует в воде и газе, компоненты LO и НО – в нефти и газе (Таблица 3).

Таблица 3 – Компонентный состав смеси

	Водная фаза	Газ	Жидкая нефть
H ₂ O			
LO			
НО			

Моделирование выполняется на основе композиционной модели, включающей в себя уравнения материального баланса:

$$\frac{\partial m_i}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha} x_{i\alpha} \rho_{\alpha} \mathbf{W}_{\alpha} \right) = 0, (m_i = \varphi x_{i\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha}), \quad (3.230)$$

где m_i – молярная плотность компонента i ;

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

ρ_α – массовая плотность фазы α ;

W_α – поток фазы α , который вычисляется по закону Дарси в случае ньютоновской реологии нефти и по нелинейным законам в случае вязко-пластичной реологии, характерной для высоковязких нефтей.

Для разрешения системы также используется уравнение сохранения энергии:

$$\frac{\partial e}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} h_{\alpha} W_{\alpha} - \lambda \nabla T \right) = 0, \left(e = (1 - \varphi) \rho_s e_s + \varphi \sum_{\alpha} e_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} \right), \quad (3.231)$$

где 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. Переменные ($x_{i\alpha}$, S_{α} , T , p) используются для вычисления свойств отдельных фаз (удельных молярных энтальпий, вязкости и др.). Расчет фазового равновесия при заданной энергии и давлении осуществляется посредством итераций. В качестве замыкающих соотношений используются зависимости свойств пласта, нефти и воды от температуры и давления. Для этого предлагается использовать корреляции, задаваемые в явном виде посредством рекомендуемых зависимостей или с помощью таблиц. Кроме того, предполагается, что инженер-разработчик сам может задать произвольную зависимость для расчета непосредственно при его приведении.

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 на термогидродинамических моделях, позволяющее моделировать и оценивать эффективность воздействия на пласт различных тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Разработанные алгоритмы значительно снижают время расчета, не теряя при этом в точности, учитывают тип заканчивания скважин и геометрию системы «пласт-скважина» при различных условиях на границах пласта и на скважине. Реализована возможность совокупного учета влияния физических эффектов в процессе теплового воздействия: изменение смачиваемости и относительных фазовых проницаемостей (в том числе остаточной нефтенасыщенности), термическое расширение флюида и породы, дистилляция нефти, изменение начального градиента сдвига для нефти и другие.

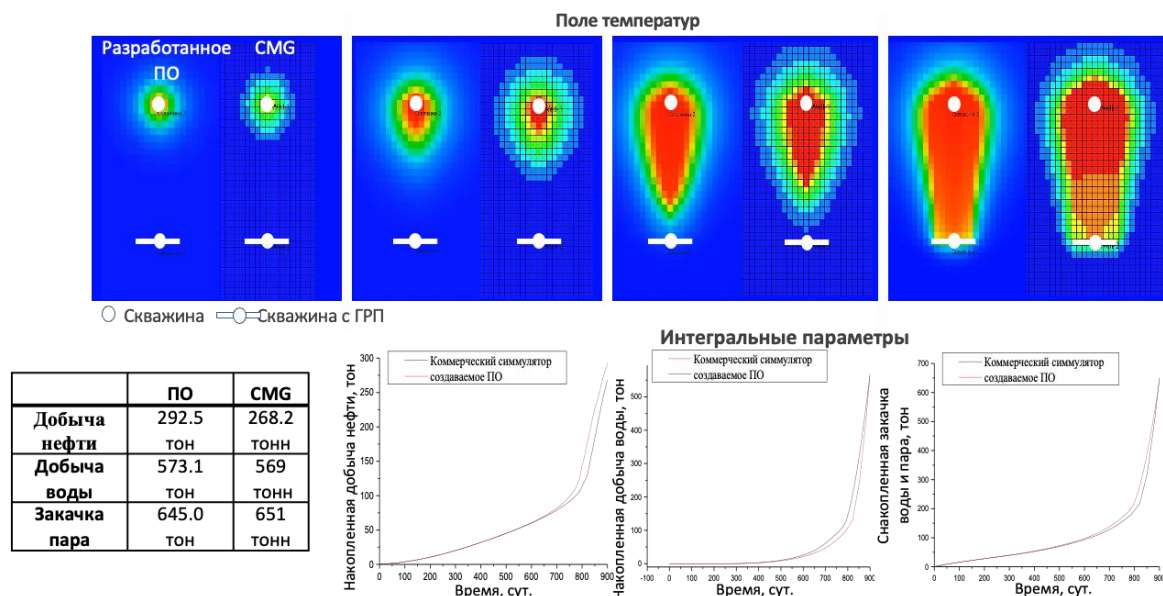


Рисунок 75 – Сравнение поля температур (в динамике) для разработанного ПО (слева) и коммерческого симулятора (справа); внизу сравнение динамики добычи нефти и воды, а также закачки пара

Для проверки корректности численных расчетов были проведены множественные тесты. На Рисунке 75 представлены некоторые примеры сравнения расчета на разработанном ПО с коммерческим симулятором для различных моментов времени. Демонстрируется сравнение распределения поля температуры и добычных показателей для площадной закачки пара для различных периодов времени. Видно, что точность расчета вполне подходит для производственных целей оперативной оценки эффективности тепловых МУН при рассмотрении новых проектов разработки месторождений высоковязкой нефти, а также оперативного анализа и управления на существующих пилотах.

В результате проделанной работы был предложен новый инженерный инструмент для оперативного анализа эффективности тепловых МУН. Инструмент основан на совместном использовании трех шагов при расчете: расчет состояния теплоносителя на забое скважины [225], расчет эффективности теплового воздействия с помощью аналитических моделей и расчет с помощью численных моделей. Для оценки эффективности с помощью аналитических моделей на основе обширного анализа литературы предложены наиболее подходящие модели для каждого типа теплового воздействия. При разработке численного модуля автор исходил из требований интуитивной наглядности в интерфейсе. Отдельное внимание было уделено развитию шаблонов готовых моделей различного теплового воздействия: ПЦО, SAGD, постоянная парозакачка, скважинный нагреватель. Также были подготовлены различные корреляции и другие зависимости для замыкающих соотношений, которые инженер может использовать при недостатке исходной информации. Необходимо отметить, что

рассматриваемый инструмент необходим для решения оперативных производственных задач, поэтому при его создании автор ставили фокус на принятие решений. В связи с этим в рамках данного инструмента разработан отдельный модуль для сравнения различных технологий и проведения анализа чувствительности для выявления наиболее влияющих на результат факторов (Рисунок 76).

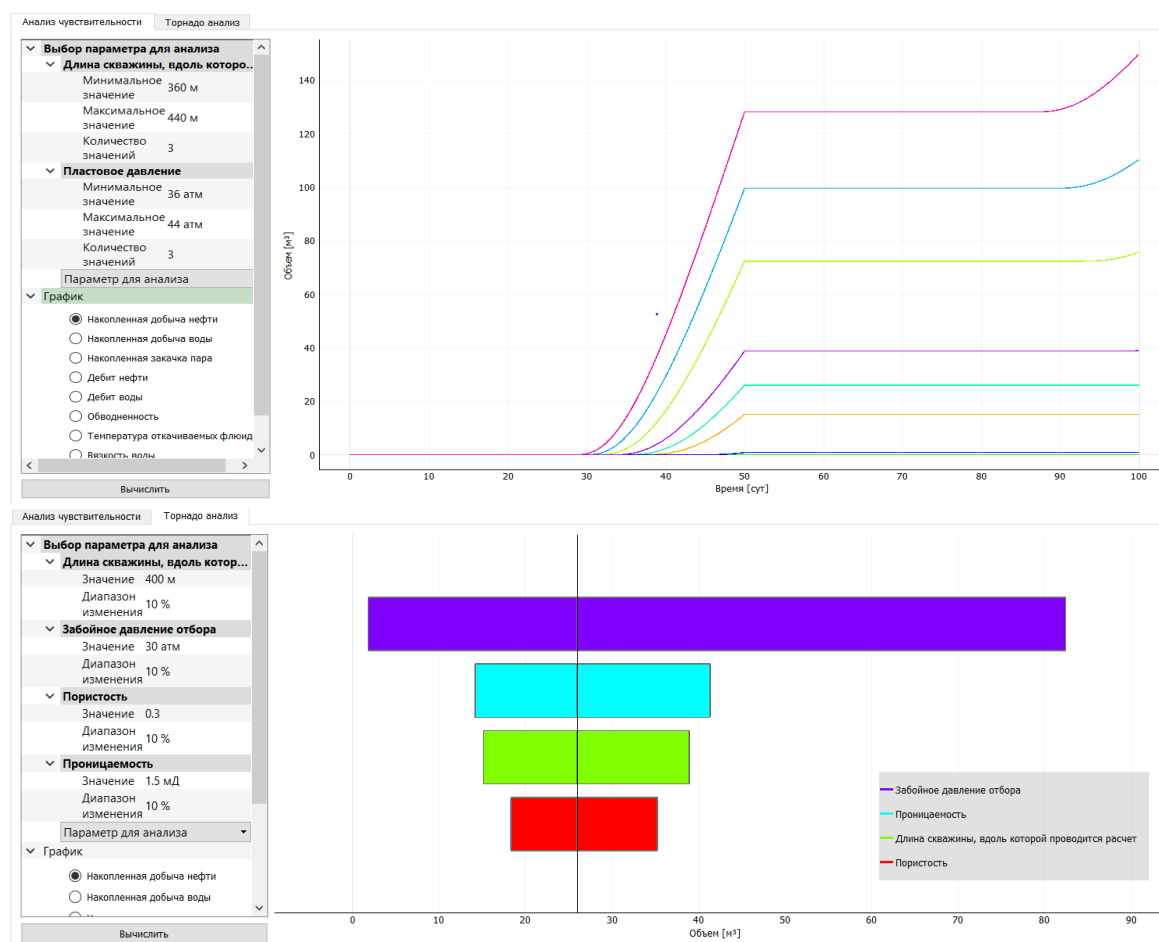


Рисунок 76 – Проведение анализа чувствительности

Все озвученные факторы, позволяют проводить расчеты эффективности тепловых методов даже для специалистов с недостатком опыта в данной области. На Рисунке 77 приведен пример расчета вытеснения для теплой и горячей воды для пластов, содержащих нефть с ньютоновскими и неньютоновскими свойствами. Подготовка данного расчета с помощью разработанного инженерного инструмента занимает несколько минут и не требует специальных знаний в области тепловых методов.

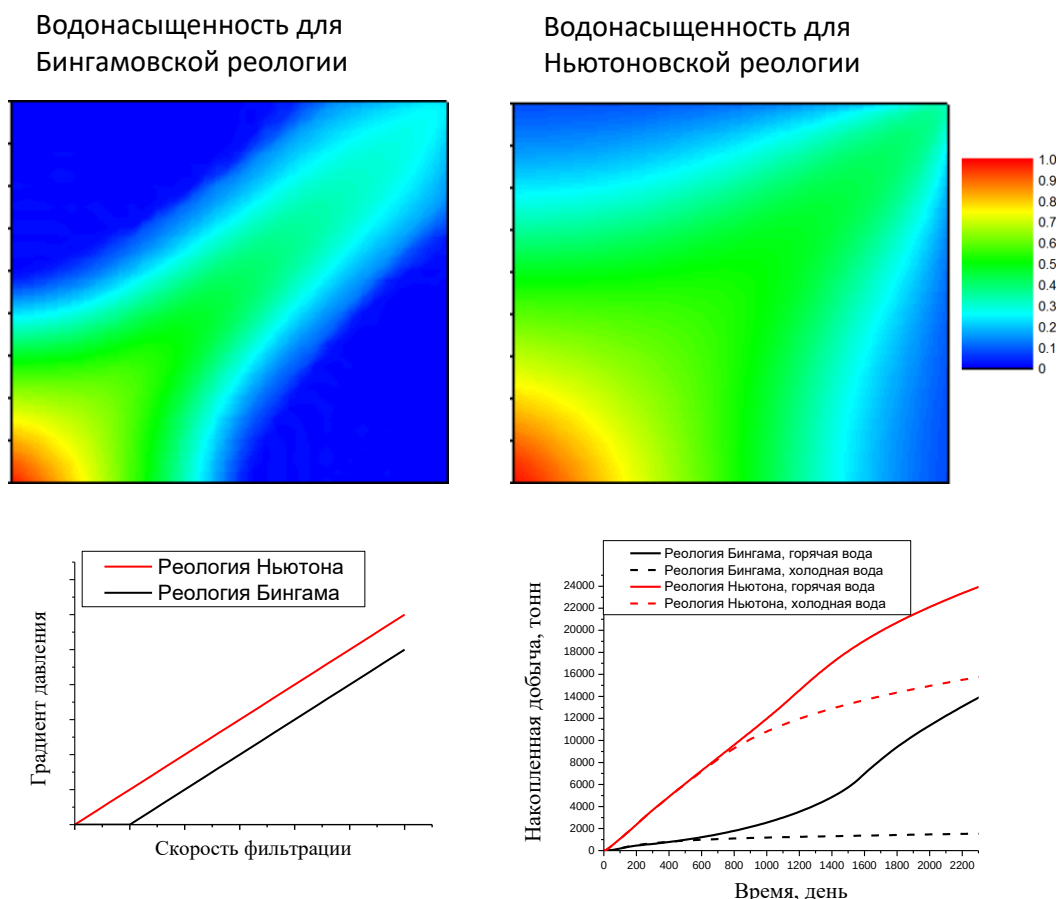


Рисунок 77 – Пример расчета вытеснения ньютоновской и неньютоновской нефти.

Сверху: сравнение полей водонасыщенности для бингамовской нефти (слева) и ньютоновской нефти (справа) на одну и ту же дату.

Снизу: реология ньютоновской нефти и бингамовской нефти (слева), сравнение динамики накопленной добычи при площадном вытеснении горячей и холодной водой (справа).

На основании разработанного инструмента проведены оценки и оптимизация пилотного проекта по закачке пара в битуминозные мергели пласта М месторождения Бока де Харуко в Республике Куба. Важность данного проекта для региона трудно переоценить – пласт М имеет региональное распространение и огромные ресурсы углеводородов. С учетом того, что в рамках пилотных работ с пласта М впервые в истории получен промышленный приток нефти, а в самой Республике Куба наблюдается дефицит добычи углеводородов, результаты данного проекта имеют большой потенциал для тиражирования технологий в поясе тяжелой нефти острова Куба [256, 258].

3.6. Методы планирования обводнения, управления и оптимизации системы ППД в неоднородных коллекторах и коллекторах с высокой выработкой

3.6.1. Обобщение концепции блочного материального баланса

Во параграфе описаны подходы контроля выработки и эффективности заводнения на основе развития модели блочного материального баланса. Основная идея заключается в том, что месторождение делится на блоки, в рамках которых решаются уравнения материального баланса и проводится анализ выработки и текущего состояния разработки в целом. Это является довольно распространенной инженерной практикой [45], поскольку позволяет контролировать выработку и энергетическое состояния по блокам, проводить анализ потерь добычи и т.д. Ключевые сложности при автоматизации работы с моделями блочного материального баланса в состоят в необходимости адаптации каждого блока в отдельности, а также ручной настройке перетоков между блоками [242]. Это приводит к тому, что зачастую ведется упрощенный учет межблоковых перетоков за счет граничных скважин, при этом коэффициенты влияния определяются из геометрических предпосылок. В данном параграфе предложены более физичные методы по учету перетоков между блоками с помощью уравнений фильтрации: как за счет скважин, так и за счет движения флюида через границы блоков, а также методы автоматической адаптации к истории работы скважин в данных блоках. Изложенный подход обобщает подходы на основе блочного материального баланса, позволяет повысить точность расчетов и автоматизировать процесс инициации и модели.

Будем предполагать, что месторождение разбито на M блоков, сами блоки упорядочены (пронумерованы) от 1 до M . Введем матрицу связности $\hat{M}$. Матрица $\hat{M}$ определяет соседство блоков. Ее элемент M_{ij} равен 1, если блоки i и j граничат по поверхности, и 0 в противном случае:

$$\hat{M} = \begin{vmatrix} 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & 1 & \dots & 1 \\ 0 & 1 & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}. \quad (3.232)$$

В каждом блоке скважины делятся на два типа. Внутренние скважины, расположенные в центре блока. Имеют локальную нумерацию $(1, \dots, N_w^m)$ внутри своего m -го блока. Граничные скважины: находятся на расстоянии меньше радиуса контура питания от границы блока (включая вершины и ребра). Для них используется сквозная глобальная нумерация, задаваемая матрицей участия W_{ij} , элемент которой равен 1 если i -ая скважина работает на j -ый блок.

$$\widehat{W} = \begin{vmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & \dots & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & \dots & 1 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & \dots & 1 & 1 \end{vmatrix}. \quad (3.233)$$

Ее элемент $W_{ij} = 1$, если i -ая скважина работает на j -ый блок.

Состояние системы описывается векторами средних блочных значений, соответственно для насыщенностей, пористости, среднего давления, площади и физико-химических свойств нефти: $\vec{S}_o$, $\vec{S}_w$, $\vec{S}_g$, $\vec{\varphi}$, $\vec{P}$, $\vec{A}$, $\vec{H}$. Математическая задача блочного моделирования заключается в согласованном решении уравнений материального баланса для всех блоков системы с учетом их гидродинамической связности.

Для наглядности для начала рассмотрим решение задачи для однофазной фильтрации. Запишем материальный баланс для ячейки заводнения для случая однофазной фильтрации. Для этого распишем потоки в ячейку: 1) суммарный приток за счет скважин, находящихся внутри ячейки, приток за счет скважин, находящихся на границе или вблизи границы ячейки, приток в целом из аквифера или соседних ячеек.

$$\bar{p}_i^j = \bar{p}_{i-1}^j + \frac{1}{V_p C_t} \left[\Delta Q_i^j - \sum_{k=1}^{N_w^m} J_k^j (\bar{p}_{i,i-1}^j - p_{wi}^{kj}) + \sum_{k=1}^{N_{bw}^j} \Delta q_{wkj}^i \right], \quad (3.234)$$

$$\bar{p}_{i,i-1}^j = \frac{\bar{p}_i^j + \bar{p}_{i-1}^j}{2},$$

где $\bar{p}_i^j$ - среднее пластовое давление в j -ой ячейке заводнения в i -ый момент времени;

ΔQ_i^j - приток в j -ую ячейку заводнения из окружающих в i -ый момент времени;

Δq_{wkj}^i - приток в j -ую ячейку заводнения из k -ой скважины, находящихся на границе и/или вблизи границы ячейки в i -ый момент времени;

J_k^j - коэффициент продуктивности k -ой скважины внутри j -ой ячейки заводнения;

p_{wk}^{ij} - k -ой скважины внутри j -ой ячейки заводнения в i -ый момент времени;

$\bar{p}_*^j$ - среднее за i -ый период давление в ячейке;

N_w^m - количество скважин внутри ячейки;

N_{bw}^j - количество граничных скважин для j -го блока, количество ненулевых элементов в j -ом столбце матрицы $\widehat{W}$.

Необходимо отметить, что член ΔQ_i^j есть функция от среднего пластового давления в окружающих ячейках: $\Delta Q_i^j = \Delta Q_i^j(\bar{p}_{i,i-1}^{[m_{1j}]}, \dots, \bar{p}_{i,i-1}^{[m_{Mj}]})$, где $[m_{nj}]$ - число, номер блока, с которым

рассматриваемый j -ый блок имеет общую границу, по сути это номер строки ненулевых элементов j -го столбца матрицы $\hat{M}$, если $m_{nj} = 0$, то напрямую нет связи между ячейками n и j .

Член $\Delta q_{w_k}^{ij}$ в общем случае также зависит от давления в граничащих ячейках: $\Delta q_{w_k}^{ij} \left(\bar{p}_{i,i-1}^{[w_{1j}]}, \dots, \bar{p}_{i,i-1}^{[w_{N_{bw}j}]} \right)$, где $[w_{nj}]$ - числа, номера скважин, которые оказывают влияние на данный блок, номера строк в j -ом столбце матрицы $\hat{W}$, если $w_{nj} = 0$, то n -ая скважина не влияет напрямую на блок j .

Будем предполагать, что давления во всех ячейках на шаге $(i-1)$ нам известны. Также будем предполагать, что нам известны общая сжимаемость, коэффициенты продуктивности, а также забойные давления. Найдем средние давления на шаге (i) . Для этого перепишем уравнение (3.234):

$$\begin{aligned} V_p C_t (\bar{p}_i^j - \bar{p}_{i-1}^j) + \sum_{k=1}^{N_1} J_k^j (\bar{p}_{i,i-1}^j - p_{wi}^{kj}) - \Delta Q_i^j - \sum_{k=1}^{N_2} \Delta q_{w_k}^{ij} &= 0, \\ \Delta Q_i^j &= \Delta Q_i^j \left(\bar{p}_{i,i-1}^{[m_{1j}]}, \dots, \bar{p}_{i,i-1}^{[m_{Mj}]} \right), \\ \Delta q_{w_k}^{ij} &\left(\bar{p}_{i,i-1}^{[w_{1j}]}, \dots, \bar{p}_{i,i-1}^{[w_{N_{bw}j}]} \right). \end{aligned} \quad (3.235)$$

Система (3.235) представляет собой в общем случае систему M нелинейных неявных уравнений с M неизвестными. По основной теореме алгебры (теореме о неявной функции), такая система локально разрешима. Решение этой системы ищется итеративно с помощью метода Ньютона на каждом временном шаге. Для этого обозначим вектор неизвестных параметров по средним давлениям в блоке на i -ый шаг по времени:

$$\vec{x}_i = (\bar{p}_i^1, \dots, \bar{p}_i^j, \dots, \bar{p}_i^M)^T. \quad (3.236)$$

Обозначим ошибку материального баланса для каждого из блоков с помощью вектора:

$$R_j^i(\vec{x}) = V_p C_t (\bar{p}_i^j - \bar{p}_{i-1}^j) + \sum_{k=1}^{N_1} J_k^j (\bar{p}_{i,i-1}^j - p_{wi}^{kj}) - \Delta Q_i^j - \sum_{k=1}^{N_2} \Delta q_{w_k}^{ij}. \quad (3.237)$$

Необходимо, чтобы погрешность материального баланса была нулевой, получим систему:

$$\vec{R}^i(\vec{x}) = \vec{0}. \quad (3.238)$$

Выберем начальное приближение для вектора неизвестных $\vec{x}_0$:

$$\vec{R}_0^i = \vec{R}_0^i(\vec{x}_0). \quad (3.239)$$

В окрестности $\vec{x}_0$ $\vec{R}(\vec{x})$ представима в виде:

$$\vec{R}(\vec{x}) = \vec{R}(\vec{x}_0) + \hat{f}(\vec{x}_0)(\vec{x} - \vec{x}_0) + o(|\vec{x} - \vec{x}_0|), \quad (3.240)$$

где $\hat{f}(\vec{x}_0)$ - матрица Якоби отображения $\vec{R}$: $\hat{f}(\vec{x}_0) = \frac{D\vec{R}}{D\vec{x}} \Big|_{\vec{x}=\vec{x}_0}$.

Взяв главную линейную часть в уравнении (3.240), линеаризуем таким образом систему. Из решения системы линейных уравнений

$$\hat{f}(\vec{x}_0)(\vec{x} - \vec{x}_0) = -\vec{R}(\vec{x}_0) \quad (3.241)$$

найдем вектор поправки $\Delta\vec{x}_0 = (\vec{x} - \vec{x}_0) \equiv (\Delta\vec{p}_1^i, \dots, \Delta\vec{p}_M^i)^T$. Вектор переменных обновляется $\vec{x}_1 = \vec{x}_0 + \Delta\vec{x}_0$, процедура повторяется до тех пор, пока ошибка материального баланса не станет мала:

$$\begin{aligned} \hat{f}(\vec{x}_n)\Delta\vec{x}_i &= -\vec{R}(\vec{x}_n), \\ \vec{x}_{n+1} &= \vec{x}_n + \Delta\vec{x}_n. \end{aligned} \quad (3.242)$$

Или соответственно, итоговая формула:

$$\vec{x}_{n+1} = \vec{x}_n - \hat{f}^{-1}(\vec{x}_n)\vec{R}(\vec{x}_n). \quad (3.243)$$

Итерации повторяются, пока погрешность материального баланса не станет достаточно мала.

Описание вариантов по уравнениям связи между блоками

Все возможные модели блочного БК можно разделить в зависимости от гипотез описания членов ΔQ_i^j и Δq_{wk}^{ij} , которые в последующем будем называть уравнениями связи. Ниже изложены различные гипотезы по описанию уравнений связи от самых простых к более сложным.

Вариант 1. Предполагается, что поток из блоков в блоки ΔQ_i^j равен нулю, а член, отвечающий за участие скважин, получается геометрически:

$$\begin{aligned} \Delta Q_i^j &= 0, \\ \Delta q_{wk}^{ij} &\neq f\left(\vec{p}_{i,i-1}^{[w_{1j}]}, \dots, \vec{p}_{i,i-1}^{[w_{N_{bw}j}]}\right). \end{aligned} \quad (3.244)$$

В такой постановке уравнения материального баланса для каждой ячейки не зависят от давлений в окружающих блоках и разрешаются аналитически на каждом временном шаге независимо. Такой подход используется в АО «Зарубежнефть», ПАО «Роснефть» и ПО NGT Smart.

Рассмотрим способы задания коэффициентов участия для скважин на границе. Случай для скважины вблизи прямолинейного участка границы доля участия скважин на каждый блок определяется путем отношения площади дренирования в каждом из блоков (Рисунок 78):

$$w_{kj} = \frac{S_j}{S_k}. \quad (3.245)$$

При этом область дренирования определяется исходя из средней плотности сетки скважин. Таким образом поток в каждый из блоков на i -ом временном шагу определяется исходя из следующего уравнения:

$$\Delta q_k^{ij} = w_{kj} J_k ([w_{kj} \bar{p}_{i-1}^j + (1 - w_{kj}) \bar{p}_{i-1}^n] - p_{wi}^k), \quad (3.246)$$

где j и n – номера граничащих блоков.

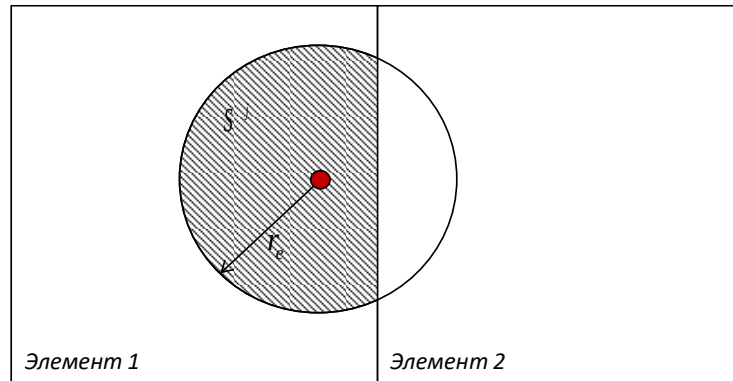


Рисунок 78 – Вычисление коэффициентов участия для скважин вблизи границы

Если скважина находится на прямолинейной границе раздела блоков (Рисунок 79 слева), то предполагается, что также можно пользоваться формулой (3.246) с коэффициентом влияния $w_k = 0.5$. Если скважина стоит в вершине полигона (Рисунок 79 справа), то ее коэффициенты участия делятся как относительная доля внутреннего угла в каждую из ячеек:

$$w_{kj} = \frac{\varphi_j}{2\pi}. \quad (3.247)$$

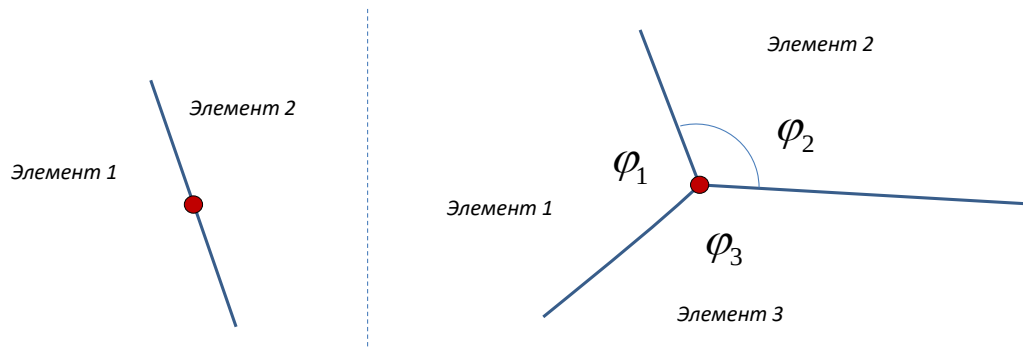


Рисунок 79 – Вычисление коэффициентов участия для скважин вблизи границы

Таким образом в самом простом случае система уравнений записывается следующим образом:

$$\begin{aligned} \bar{p}_i^j = \bar{p}_{i-1}^j + \frac{1}{V_p C_t} & \left[\sum_{k=1}^{N_{bw}^j} w_{kj} J_k ([w_{kj} \bar{p}_{i-1}^j + (1 - w_{kj}) \bar{p}_{i-1}^j] - p_{wi}^k) \right. \\ & \left. - \sum_{k=1}^{N_w^m} J_k^j (\bar{p}_{i-1}^j - p_{wi}^{kj}) \right]. \end{aligned} \quad (3.248)$$

Здесь необходимо отметить отличие системы (3.248) от (3.234). Мы сделали ее полностью явной для того, чтобы избежать необходимости неявных выражений. При достаточно малых шагах это правомерно. Однако можно добавить неявные элементы, тогда надо будет решать систему уравнений:

$$\begin{aligned} \bar{p}_i^j = \bar{p}_{i-1}^j + \frac{1}{V_p C_t} & \left[\sum_{k=1}^{N_{bw}^j} w_{kj} J_k ([w_{kj} \bar{p}_{i,i-1}^j + (1 - w_{kj}) \bar{p}_{i,i-1}^n] - p_{wi}^k) \right. \\ & \left. - \sum_{k=1}^{N_w^m} J_k^j (\bar{p}_{i,i-1}^j - p_{wi}^{kj}) \right]. \end{aligned} \quad (3.249)$$

Вариант 2. Разделение элементов влияния по накопленной добыче за период/текущей добыче за месяц. С помощью данного метода разделяют приемистость нагнетательных скважин, находящихся на границе и в вершинах полигона. Такой подход используется в ПАО «Роснефть» (Рисунок 80).

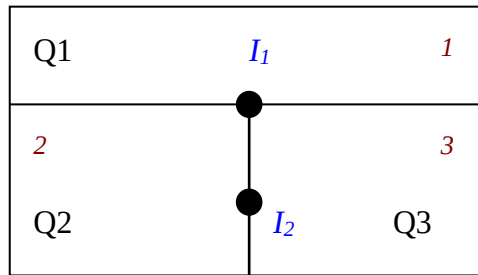


Рисунок 80 – Вычисление коэффициентов участия для скважин вблизи границы

В соответствии с этим подходом коэффициенты влияния вычисляются следующим образом:

$$w_{kj} = \frac{Q_j}{\sum_{n=1} Q_n}. \quad (3.250)$$

Для примера, изображенного на Рисунке 80 (Рисунок 80):

$$\begin{aligned} w_{I_1 1} &= \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2 + Q_3}, & w_{I_1 2} &= \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2 + Q_3}, & w_{I_1 3} &= \frac{Q_3}{Q_1 + Q_2 + Q_3}, \\ w_{I_2 2} &= \frac{Q_2}{Q_2 + Q_3}, & w_{I_2 3} &= \frac{Q_3}{Q_2 + Q_3}. \end{aligned} \quad (3.251)$$

Также фактор текущей/накопленной добычи можно использовать для дополнительной регуляризации коэффициентов влияния:

$$w_{kj}^* = \frac{w_{kj} Q_j}{\sum_{n=1} w_{kn} Q_n}. \quad (3.252)$$

Для рассматриваемого примера:

$$\begin{aligned}
 w_{I_{11}}^* &= \frac{Q_1 w_{I_{11}}}{Q_1 w_{I_{11}} + Q_2 w_{I_{12}} + Q_3 w_{I_{13}}}, \\
 w_{I_{12}}^* &= \frac{Q_2 w_{I_{12}}}{Q_1 w_{I_{11}} + Q_2 w_{I_{12}} + Q_3 w_{I_{13}}}, \quad w_{I_{13}}^* = \frac{Q_3 w_{I_{13}}}{Q_1 w_{I_{11}} + Q_2 w_{I_{12}} + Q_3 w_{I_{13}}} \\
 w_{I_{22}}^* &= \frac{Q_2 w_{I_{22}}}{Q_2 w_{I_{22}} + Q_3 w_{I_{23}}}, \quad w_{I_{23}}^* = \frac{Q_3 w_{I_{23}}}{Q_2 w_{I_{22}} + Q_3 w_{I_{23}}}.
 \end{aligned} \tag{3.253}$$

Вариант 3. Учет перетоков между ячейками, физически обоснованных коэффициентов влияния скважин. Рассмотрим два блока j и n . Вычислим перетоки между этими блоками. Пусть имеем на i -ом шаге давления в блоках соответственно: $\bar{p}_i^n$ и $\bar{p}_i^j$, как изображено на Рисунке 81.

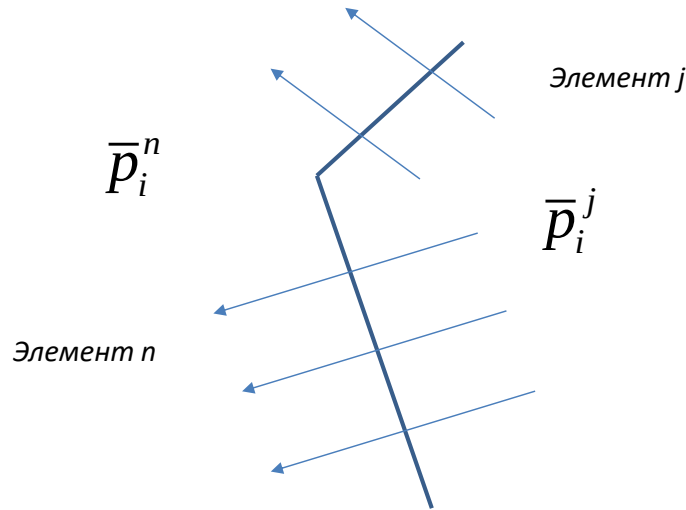


Рисунок 81 – Вычисление межблочных перетоков

Пусть на границе области блоков имеем давление $\bar{p}_{b,i}^{nj}$. В соответствии с законом Дарси обозначим приток к границе от ячейки n :

$$Q_i^{nj} = \frac{k_n A_{nj}}{\mu} \frac{(\bar{p}_i^n - \bar{p}_{b,i}^{nj})}{D_n}, \tag{3.254}$$

где D_n - характерный «радиус» ячейки;

k_n - средняя проницаемость по ячейке n ;

A_{nj} - площадь соприкосновения ячеек j и n :

$$A_{nj} = \int_0^L h(t) dl, \tag{3.255}$$

где введена параметризация границы раздела двух ячеек: $l = l(t)$, такая, что $l(0) = 0$, $l(1) = L$ - длина границы раздела. Формулу (3.255) можно также переписать в следующем виде:

$$A_{nj} = \bar{h} \cdot L, \tag{3.256}$$

где $\bar{h}$ - средняя мощность пласта по границе раздела двух ячеек.

Аналогично обозначим приток к границе от ячейки j :

$$Q_i^{jn} = \frac{k_j A_{nj}}{\mu} \frac{(\bar{p}_i^j - \bar{p}_{b,i}^{nj})}{D_j}. \quad (3.257)$$

Поскольку $Q_{nj} = -Q_{jn}$, отсюда можно выразить $\bar{p}_{b,i}^{nj}$ и подставив в исходное уравнение для перетока получить выражение:

$$\bar{p}_{b,i}^{nj} = \frac{k_n D_j \bar{p}_i^n + k_j D_n \bar{p}_i^j}{k_j D_n + k_n D_j}. \quad (3.258)$$

Отсюда перетоки между ячейками:

$$Q_i^{nj} = \frac{k_n k_j A_{nj}}{\mu} \frac{\bar{p}_i^n - \bar{p}_i^j}{k_j D_n + k_n D_j}. \quad (3.259)$$

Таким образом можно записать следующий вид слагаемого

$$\Delta Q_i^j = \sum_n^{N_j} Q_i^{nj} \Delta t_i = \sum_n^{N_j} \frac{k_n k_j A_{nj}}{\mu} \frac{\bar{p}_{i,i-1}^n - \bar{p}_{i,i-1}^j}{k_j D_n + k_n D_j} \Delta t_i, \quad (3.260)$$

где N_j - количество блоков, которые являются соседними с рассматриваемым. В последнем уравнении также взяты давления средние за период $\bar{p}_{i,i-1}^n$.

Распределение добычи и закачки по скважинам, находящимся на границах, предлагается сделать также в соответствии с законом Дарси, дополнительно взвесив геометрические коэффициенты по средним давлениям и ФЕС:

$$w_{kj}^* = \frac{w_{kj} \frac{k_j}{\mu_j} (p_{wi}^k - \bar{p}_i^j)}{\sum_{n=1} w_{kn} \frac{k_n}{\mu_n} (p_{wi}^k - \bar{p}_i^n)}. \quad (3.261)$$

Для учета неустановившегося режима по скважинам, а также для задания трендов по Кпрод можно воспользоваться той же системой уравнений (3.234) с единственным отличием в том, что Кпрод имеют динамику во времени, обусловленную неустановившимся режимом (в этом случае динамика определяется по темпам падения из Терры или односкважинных моделей) либо ухудшением Кпрод (в этом случае динамика обусловлена трендами на Кпрод).

$$\bar{p}_i^j = \bar{p}_{i-1}^j + \frac{1}{V_p C_t} \left[\Delta Q_i^j - \sum_{k=1}^{N_w^m} J_{ki}^j (\bar{p}_{i,i-1}^j - p_{wi}^{kj}) + \sum_{k=1}^{N_{bw}^j} \Delta q_{w_{kj}}^i \right], \quad (3.262)$$

где J_{ki}^j - коэффициенты продуктивности скважин в i -ый момент времени.

Свободными параметрами в системе могут быть коэффициенты влияния скважин w_{kj}^* и характерные радиусы зон ячеек D_n . Для их уточнения можно воспользоваться историческими данными. Представим каждый коэффициент в виде произведения:

$$\begin{aligned} w_{kj}^* &= \alpha_{kj} w_{kj}, \\ D_j^* &= \beta_j D_j. \end{aligned} \quad (3.263)$$

Данные коэффициенты уточняются путем нелинейной регрессии расчетных данных к историческим. Также можно учитывать данные с замеров пьезометрического фонда и ГДИС. При этом необходимо, чтобы выполнялись следующие ограничения на искомые коэффициенты:

$$\begin{aligned} \sum_j w_{kj}^* &= 1, \forall j = 1, \dots, M, \forall k = 1, \dots, N_{bw}, \\ Q_i^{nj} &= Q_i^{jn}, \forall i, \forall n, j = 1, \dots, M. \end{aligned} \quad (3.264)$$

Многофазный случай выводится аналогично. Отличие будет в необходимости записи уравнения материального баланса для каждой из трех фаз по отдельности и обновления средней насыщенности по каждому из блоков на каждом временном шаге, введение ОФП и поиск решения при итерации с помощью вектора ошибки материального баланса, который будет иметь в три раза большую размерность: для газа, воды и нефти.

Также можно добавить кейс нефтегазконденсатного месторождения, добавив зависимость ретроградной конденсации путем введения не только газосодержания от давления $R_s(p)$, но и нефтесодержания от давления $R_v(p)$.

Апробация предложенных подходов

Разработанные подходы реализованы в рамках информационной системы «Блочный 6К». Скорость расчета на данном инструменте позволяет выполнять множественные оптимизационные расчеты по управлению разработкой в автоматическом режиме. Ниже приведен пример результата расчета (Рисунок 82), при котором был подобран оптимальный комплекс мероприятий на одном из месторождений Западной Сибири – перевод 14 скважин из добычи в нагнетание. Также на Рисунке 82 представлен график среднесуточного дебита нефти, демонстрирующий рост, который прогнозируется в результате реализации подобранных мероприятий. При расчете экономического эффекта учтены затраты на подъем, транспортирование жидкости и закачку воды. На первый прогнозный месяц заметно небольшое снижение дебита нефти за счет вывода из эксплуатации добывающих скважин. С увеличением периода прогноза экономический эффект от переводов скважин в ППД растет за счет увеличения добычи нефти. Увеличение темпа отбора нефти ведет к росту обводненности в случае перевода скважин в ППД, вследствие чего экономический эффект и прирост дебита нефти начинает убывать.

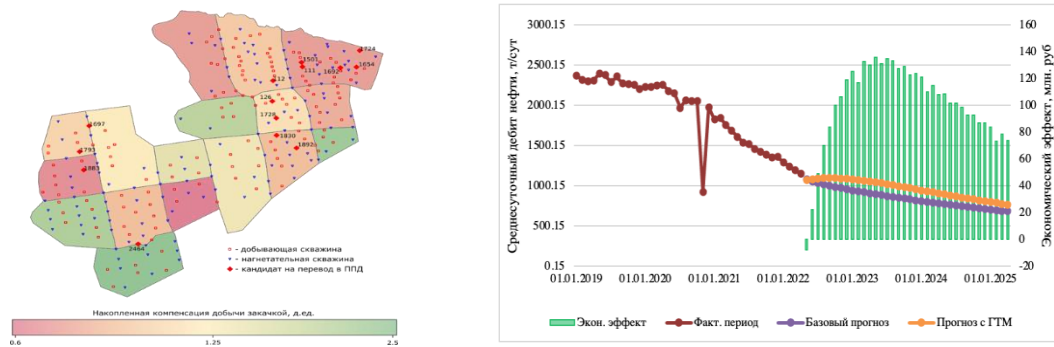


Рисунок 82 – Оптимизация системы ППД с помощью блочного БК: слева – мероприятия по переводу в ППД, справа – дополнительная добыча за счет подобранного комплекса мероприятий [242]

По результатам расчетов имеется возможность оценить величину потерь добычи нефти по различным причинам. Такая оценка называется факторным анализом. Факторный анализ проводится по каждой добывающей скважине, далее результаты суммируются по блокам разработки, принимая в расчет коэффициент участия. Это позволяет выявить проблемы на всех уровнях анализа. Отличительной особенностью предлагаемого подхода является возможность проведения не только фактического, но и проактивного факторного анализа потерь по скважинам – то есть анализа тех потерь, которые следует ожидать в течение предстоящего времени (Рисунок 83). Так, для рассматриваемого месторождения видно, что в Блоке 0 прогнозируются наибольшие потери добычи нефти из-за увеличения обводненности в размере 1204 т.

Более детальный анализ на уровне скважин позволил установить, что большая часть потерь приходится на скважину № 1652 и составляет 200 т. Аналогичные карты потерь добычи можно построить и по другим факторам. На Рисунке 83 приведена детализация накопленных потерь добычи нефти (по отношению к начальному месяцу) по выбранной скважине. Анализ проблемных объектов от блока к скважинам позволяет оперативно выявить причины падения добычи нефти, а также спланировать ГТМ на основе рассчитанных данных.

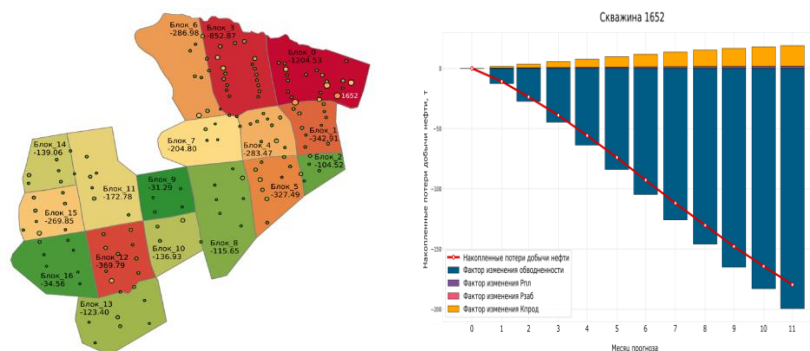


Рисунок 83 – Карта прогнозных потерь добычи нефти по блокам и скважинам в результате увеличения обводненности (слева) и график накопленных потерь добычи нефти по факторам для скважины № 1652 (справа) [242]

3.6.2. Методы прогноза обводнения и выработки в неоднородных пластах со скважинами сложного заканчивания

Озвученный выше подход хорошо описывает интегральные характеристики эффективности заводнения, однако не способен прогнозировать поскважинное обводнение и выработку, а значит ряд задач, связанных с оптимизацией производственной программы ППД для него закрыт. Эффекты вытеснения нефти водой в работе предлагается учитывать в концепции линий тока. При этом трассировка линий тока идет с помощью метода граничных элементов, в отличие от классических конечно-элементных/конечно-разностных подходов. пласта, включающей разломы, зоны выклинивания и замещения коллектора. В соответствии с предлагаемым подходом, расчетная область декомпозируется набором линий тока, в каждой линии тока решается уравнение Баклея-Лаверетта:

$$\frac{\partial S}{\partial t} + \frac{\partial f(S)}{\partial \tau} = 0, \quad (3.265)$$

где $f(S)$ – функция Баклея-Лаверетта;

$S(\tau, t)$ – водонасыщенность;

t - время работы линии тока;

τ - время пролета до текущей точки от начала траектории.

Методика линий тока в комбинации с конечно-элементным методом расчета давления достаточно хорошо описана в литературе [145-147]. В работе же для трассировки линий тока предлагается использовать поле давления, построенное методом граничных элементов. Интеграция МГЭ и линий тока имеет ряд преимуществ. Во-первых, это связано с повышением скорости расчета за счет понижения размерности задачи расчета поля давления и поля насыщенности (линии тока и источники соответственно). Во-вторых, в явном виде моделируются резкие неоднородности, разломы, особенности сложного заканчивания скважины, что делает прогноз более физичным и точным, в отличие от конечно-разностных и конечно-элементных методов, для которых требуется существенное измельчение сетки вокруг особенностей. В-третьих, данные алгоритмы легко параллелизуются для вычислений на нескольких расчетных ядрах или видеокартах, что позволяет кратно ускорить расчеты, что крайне важно для оперативного решения задач оптимизации и адаптации.

На Рисунке 84 представлена схема проведения расчетов вытеснения с помощью линий тока и расчета давления с помощью метода граничных элементов. На каждом временном шаге карта насыщенности обновляется, а линии тока перестраиваются. Обводненность скважины рассчитывается по следующей формуле:

$$f_{well} = \frac{\sum_{i=1}^n q_i f_i}{\sum_{i=1}^n q_i}, \quad (3.266)$$

где f_i – доля воды в потоке в последней точке i -ой линии тока;

q_i – поток i -ой линии тока;

n – их количество для рассматриваемой добывающей скважины.

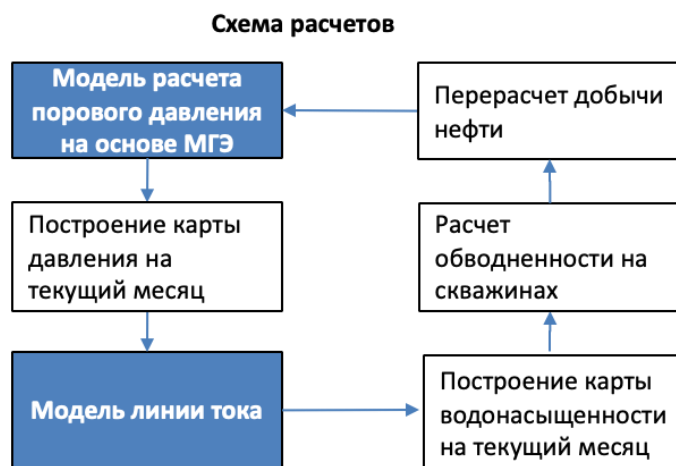


Рисунок 84 – Схема расчетов при увязке линий тока и метода граничных элементов

Обводненность продукции скважины определяется как из средней водонасыщенности некоторой эллиптической зоны вокруг скважины. Параметры данной зоны определяются таким образом, чтобы минимизировать расхождение между расчетной водонасыщенностью и исторической водонасыщенностью при адаптации. На Рисунке 85 приведено схематическое изображение скважины с линиями тока. Черная сплошная линия означает добывающую скважину. Тонкие черные линии – это линии тока, которые заканчиваются на добывающей скважине. Черная пунктирная линия представляет собой эллиптическую область вокруг скважины, используемую для усреднения водонасыщенности. Красные точки представляют собой узлы линий тока.

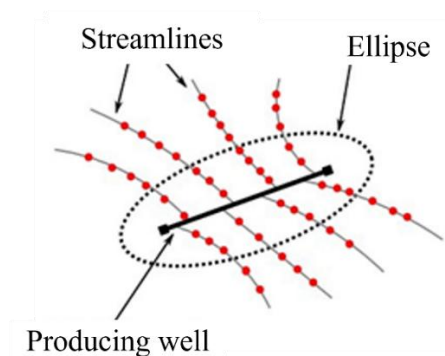


Рисунок 85 – Схема расчетов при увязке линий тока и метода граничных элементов

Описываемый алгоритм помогает более точно определять динамику обводненности для случая протяженных скважин сложного заканчивания. Это связано как с приведенным выше алгоритмом усреднения обводненности, так и с более точной трассировкой линий тока, в явном виде учитывающей особенности заканчивания скважины и форму притока через метод граничных элементов.

На Рисунке 86 представлен синтетический пример сравнения результатов расчета поля давления и поля насыщенности для участка с несколькими разломами. Сравнение производилось с одним из коммерческих симуляторов. Видно хорошее совпадение для полей порового давления и насыщенности.

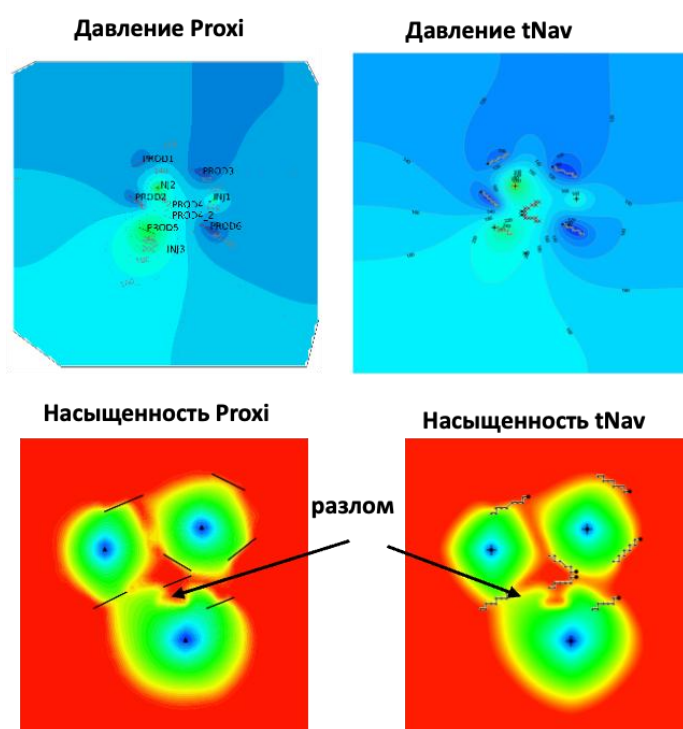


Рисунок 86 – Сравнение полей порового давления и насыщенности (синтетический пример)

3.6.3. Использование методов физико-информированного машинного обучения для задач контроля заводнения на коллекторах со сложными геометриями течений

Данный раздел посвящен оценке применимости физически информированных методов машинного обучения для построения методов контроля заводнения для неоднородных коллекторов со сложной геометрией течений. Актуальность данной задачи заключается в необходимости дополнительного ускорения расчета описанных в предыдущем пункте подходов, особенно когда расчет надо производить с пренебрежимо малой задержкой, например, в задачах

интеллектуального управления. В данном разделе последовательно анализируется эффективность работы методов физико-информированного машинного обучения на примере физико-информированных нейронных сетей для задач распространения давления и вытеснения. В заключительной части решается вопрос их интеграции.

Одномерное уравнение пьезопроводности

Для начала рассмотрим использование PINN на примере решения одномерного уравнения пьезопроводности для следующей задачи:

$$\frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = q \delta(x_0, t_0), \quad (3.267)$$

где p – поровое давление;

κ – коэффициент пьезопроводности;

δ – дельта-функция;

q – расход.

Рассмотрим графики сравнения динамик после перехода к безразмерным координатам (Рисунок 87):

$$p_D = \frac{p(x, t) - p_0}{p_{ref} - p_0}, \quad x_D = \frac{x}{x_e}, \quad x_{eD} = 1, \quad t_D = \frac{\kappa t}{x_e^2}. \quad (3.268)$$

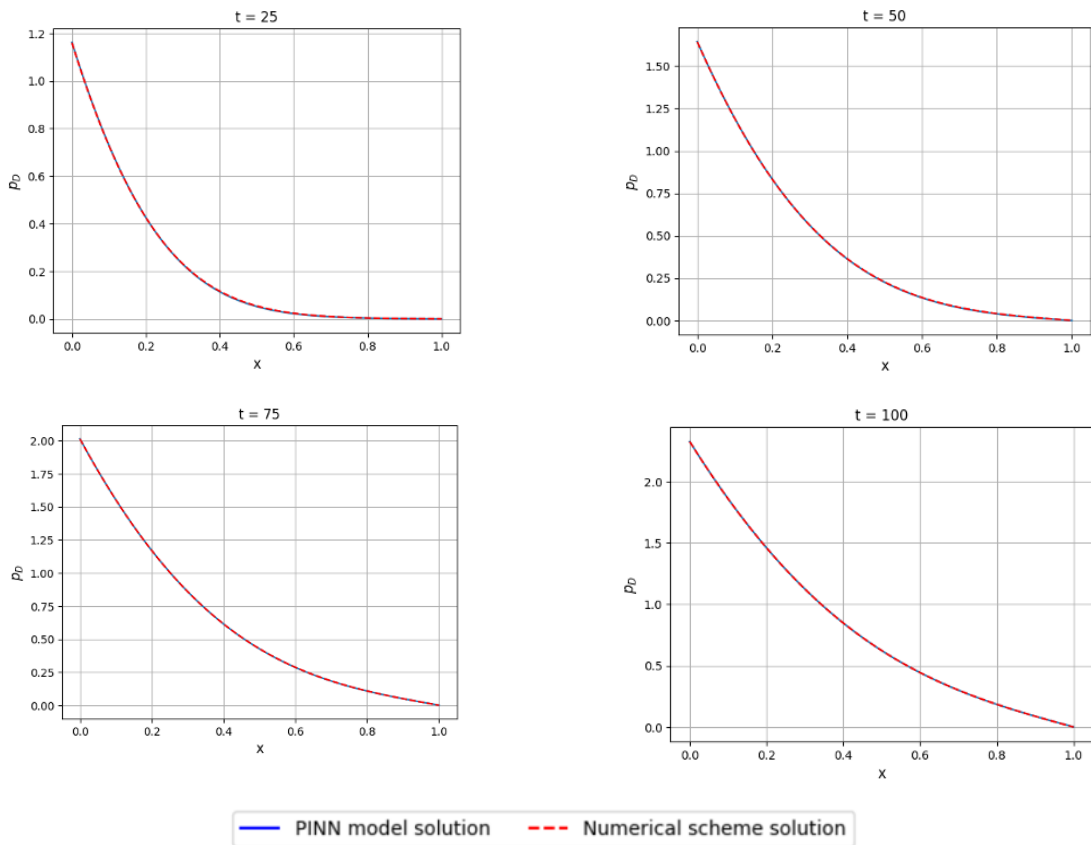


Рисунок 87 – Сравнение численного решения и решения на основе метода PINN

Параметры нейронной сети: 5 скрытых слоев по 256 нейронов. Среднеквадратичная ошибка (MSE) и относительная процентная ошибка составляют соответственно $6,14 \cdot 10^{-7}$, а относительная процентная ошибка 0,24%.

Двумерное уравнение пьезопроводности

Во данном проведена оценка применимости PINN для задачи динамики распределения поля порового давления. Для этого рассматривается двумерное уравнение пьезопроводности с источниками/стоками с соответствующими граничными и начальными условиями:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{B_0 \mu_0} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y}{B_0 \mu_0} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \sum_{j=1}^{N_1+N_2} q_j \delta(\vec{r} - \vec{r}_j) &= \frac{\varphi C_0}{B_0} \frac{\partial p}{\partial t}, \\ p(x, y, t) &= g(x, y, t), \quad x, y \in \partial \Omega, \\ p(x, y, 0) &= h(x, y), \quad x, y \in \Omega, \end{aligned} \quad (3.269)$$

где q_j – дебиты скважин;

$\delta(\vec{r})$ – дельта-функция.

Физически – информированная функция потерь нейронной сети строится в соответствии со следующими выражениями ниже:

$$L_{pde} = \frac{1}{N_r} \left| \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{B_0 \mu_0} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y}{B_0 \mu_0} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \sum_{j=1}^{N_1+N_2} q_j \delta(x_r^n - x_j, y_r^n - y_j) - \frac{\varphi C_0}{B_0} \frac{\partial p}{\partial t} \right|^2 \quad (3.270)$$

$$L_{bc} = \frac{1}{N_b} \sum_{n=1}^{N_b} |p(x_b^n, y_b^n, t_b^n) - g(x_b^n, y_b^n, t_b^n)|^2, \quad (3.271)$$

$$L_{ny} = \frac{1}{N_i} \sum_{n=1}^{N_i} |p(x_i^n, y_i^n, 0) - h(x_i^n, y_i^n)|^2, \quad (3.272)$$

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

$\{x_b^n, y_b^n, t_b^n\}_{n=1}^{N_b}$ - точки на границе;

$\{x_i^n, y_i^n\}_{n=1}^{N_i}$ - точки начального условия.

На Рисунке 88 справа показано безразмерное поле порового давления для синтетического примера, представляющего собой прямоугольный пласт с двумя нагнетательными скважинами. Слева отражено сравнение профилей распределения давления между скважинами для расчета с помощью дифференциального уравнения и физически информированной нейронной сети. Видно хорошее совпадение, при этом расчет с помощью PINN выполнен гораздо быстрее.

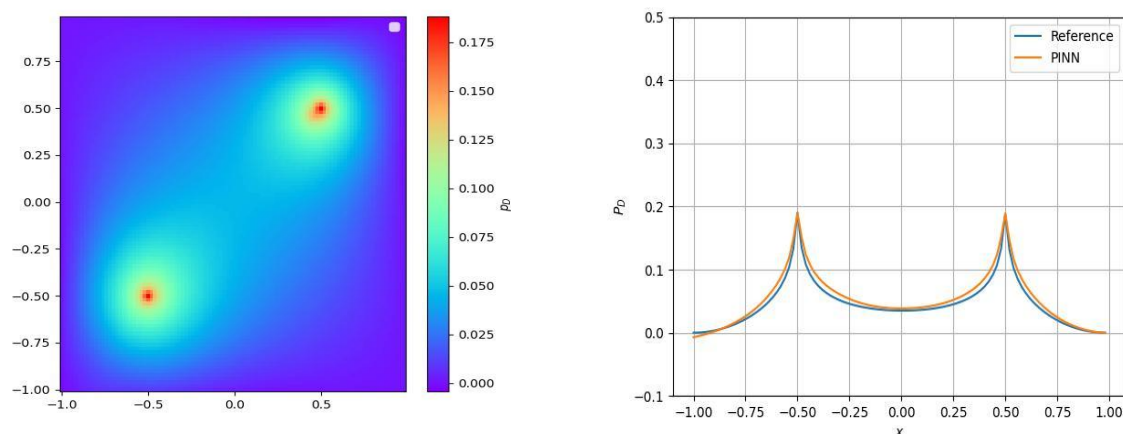


Рисунок 88 – Поле давления, построенное с помощью PINN, а также сравнение профилей давления с численным расчетом

На Рисунке 89 отражено поле давления, построенное с помощью PINN на примере Царичанского месторождения Оренбургской области.

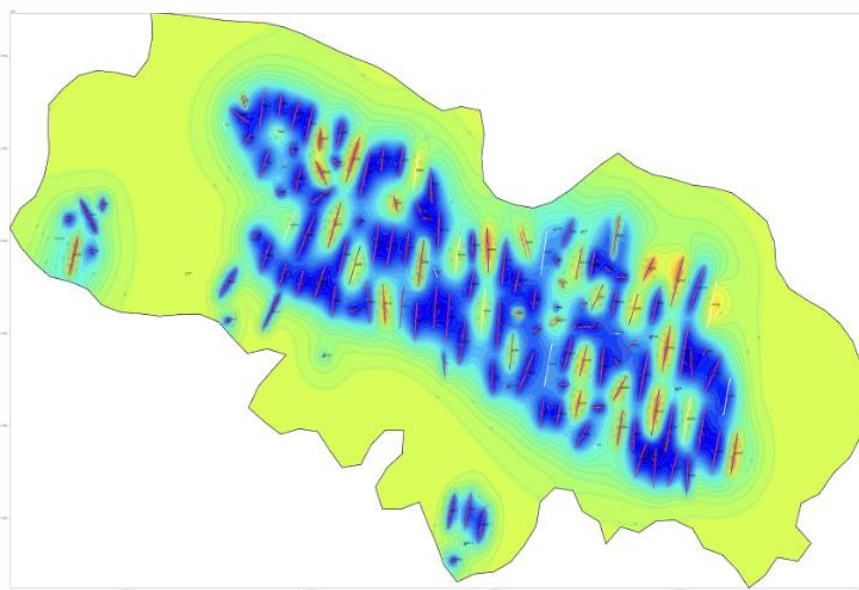


Рисунок 89 – Поле порового давления, построенное с помощью PINN, на примере реального месторождения

По результатам апробации можно сделать вывод, что использование PINN для задач планирования, анализа и мониторинга энергетического состояния объектов разработки, оптимизации системы поддержания пластового давления, управления нагнетательным и добывающим фондом, является крайне перспективным.

Моделирование вытеснения по модели Баклея-Лeverетта

В данном параграфе проведена оценка применимости PINN для задач расчета вытеснения. Для этого рассматривается одномерное уравнение Баклея-Лeverетта для линии тока с начальными и граничными условиями:

$$\begin{aligned}\frac{dS}{dt} + \frac{dF(S)}{dx} &= 0, \\ S(x, t) &= g(x, t), x \in \partial\Omega, \\ S(x, 0) &= h(x), x \in \Omega,\end{aligned}\tag{3.273}$$

где S – насыщенность водой;

$F(S)$ - функция Баклея-Левретта.

Аналогично предыдущему параграфу запишем составляющие функции потерь. Для дифференциального уравнения данная функция будет выглядеть следующим образом:

$$L_{pde} = \frac{1}{N_r} \left| \frac{dS}{dt} + \frac{dF(S)}{dx} \right|^2, \{x_r^n, t_r^n\}_{n=1}^{N_r}\tag{3.274}$$

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

Для границ и начальных условий составляющие функции потерь аналогичны рассматриваемым ранее. На Рисунке 90 изображено сравнение профилей насыщенности с неоднородным начальным условием, построенных с помощью PINN и численно, для нескольких моментов времени для единичной линии тока. Видно, удовлетворительное для инженерных целей совпадение. Среднеквадратическая ошибка (MSE) составляет $0.0285 \cdot 10^{-3}$, а средняя относительная процентная ошибка (MAPE) составляет 1.23%.

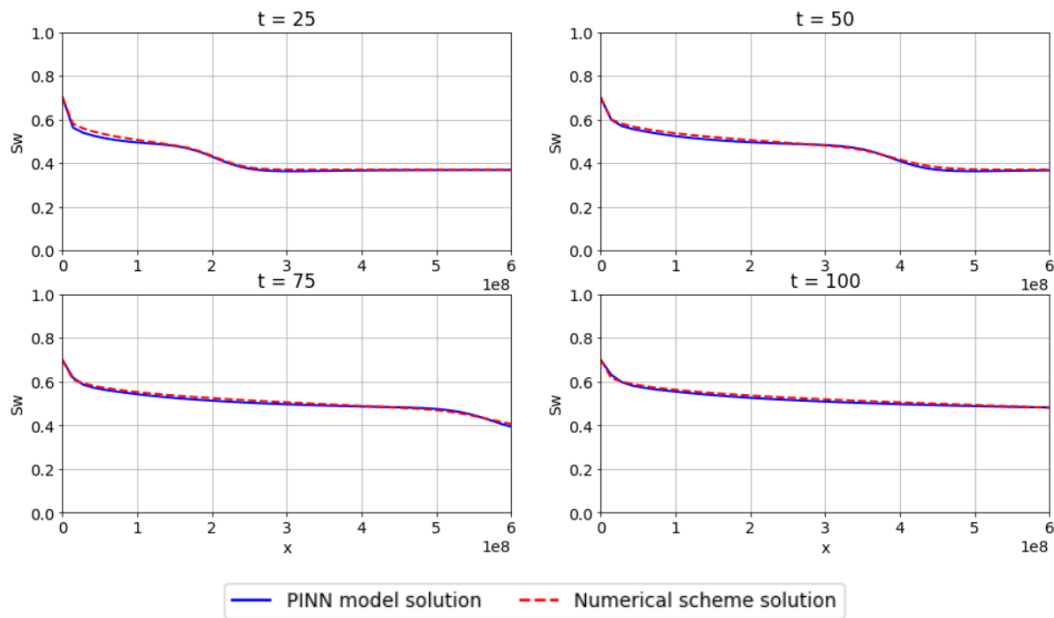


Рисунок 90 – Сравнение профилей насыщенности для линии тока с неоднородным начальным условием

Рассмотрим семейство трассированных линий тока. Исходя из распределения насыщенностей в каждой линии тока с учетом их координат и сечений перестраивается текущая насыщенность в каждой точке пласта. Это позволяет нам получить карту текущей насыщенности

пласта. На ее основе можно принимать решения относительно мероприятий по управлению выработкой.

Моделирование прорыва газового конуса

Необходимо отметить, что озвученный подход по использованию PINN масштабируется на различные этапы моделирования. Например, модель продвижения газового конуса, описанная выше, также может быть ускорена. Для этого рассматриваются уравнения из параграфа 10 Главы 2 и соответствующая ему функция потерь:

$$L_{pde} = \frac{1}{N_r} \left| \frac{\partial h}{\partial t} - \frac{k(\rho_o - \rho_g)g}{\mu\phi} \frac{\partial}{\partial x} \left(h \frac{\partial h}{\partial x} \right) \right|^2, \{x_r^n, t_r^n\}_{n=1}^{N_r}. \quad (3.275)$$

Результаты расчета конуса газа в различные периоды представлены на Рисунке 91.

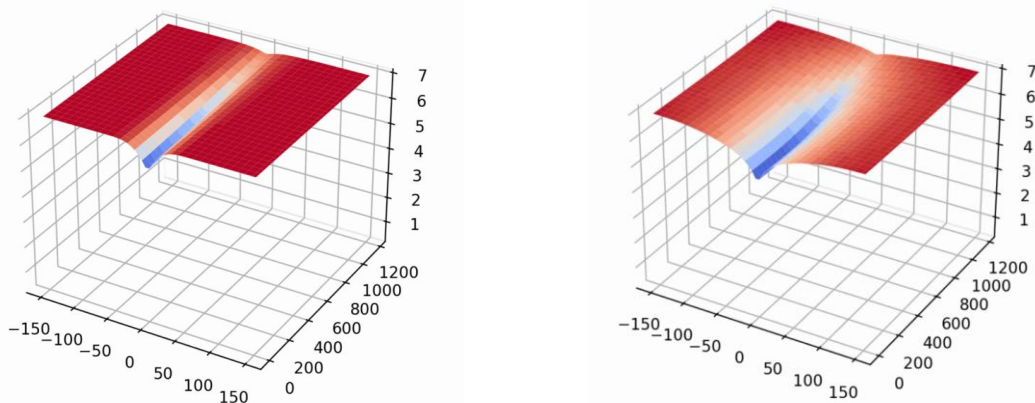


Рисунок 91 – Результаты расчета продвижения конуса газа к горизонтальной скважине с помощью PINN

Расчет двумерной фильтрации с использованием физико-информированной нейронной сети

Озвученная универсальность схемы интеграции PINN в расчетный процесс дает возможность интеграции элементов моделей, описанных выше, для создания различных расчетных сервисов на их основе. В рассматриваемом параграфе данной главы этот принцип продемонстрирован на примере разработки расчетного инструмента двумерной многофазной фильтрации. При разработке озвученного цифрового инструмента на каждом временном шаге производится последовательный расчет распределения поля давления с помощью PINN и дебита жидкости по скважинам, на этой основе происходит трассировка линий тока и расчет вытеснения также с помощью PINN. При наличии газовой шапки, ее модель также интегрируется в расчетный процесс, а само решение по продвижению конуса газа к стволу скважины строится также с помощью PINN. Таким образом наиболее затратные с вычислительной точки зрения этапы могут ускорить итоговый расчет комплексного расчетного сервиса (Рисунок 92).

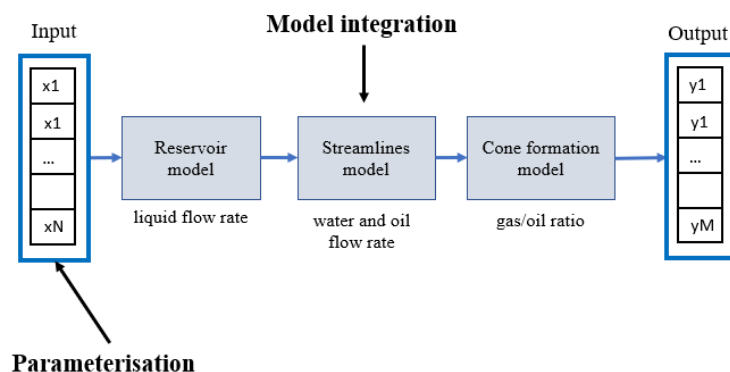


Рисунок 92 – Функциональная архитектура двумерного симулятора многофазной фильтрации с использованием PINN

На Рисунке 93 показан результат сравнения расчетов для реального месторождения Западной Сибири с численной моделью. Здесь видна хорошая предсказательная способность инструмента, достаточная для инженерных целей и задач краткосрочного и среднесрочного управления.

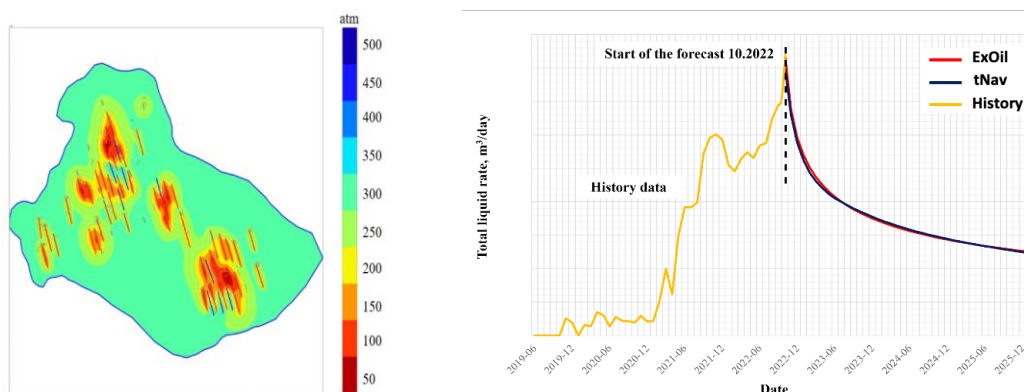


Рисунок 93 – Расчет поля давления для многофазной фильтрации с помощью PINN (слева), сравнение расчета дебита жидкости с численным симулятором (справа)

3.7. Методы оперативного анализа эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи

В данном параграфе представлены подходы для оперативного моделирования физико-химических МУН. Большая часть месторождений Западной Сибири находится на 3 и 4 стадии разработки. Одной из основных задач является довытеснение остаточной нефти на высокообводненном фонде. Подбор и оптимизация составов для физико-химического воздействия, а также анализ эффективности фактических пилотных и промышленных работ по закачке составов с активными примесями предполагает множественные расчеты, инструмент под

которые в настоящий момент отсутствуют. Целью данного параграфа является разработка инструмента для оперативных инженерных расчетов по определению эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

Разработка методов управления и оптимизации 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. Процесс анализа эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на стадии оценки и оперативного управления недостаточно обеспечен инструментами принятия решений по сравнению с тепловыми МУН. В литературе не представлена аналитика по оценке эффективности таких методов. Из доступных инженерных инструментов есть только палетки, отражающие область принципиального применения или рисков применения различных типов физико-химических МУН. Это приводит к тому, что многие пилотные проекты не обеспечены инструментами принятия решений как на этапах оценки, вследствие недостатка данных, так и на этапах непосредственного проведения, где необходим оперативный анализ, который не могут обеспечить полномасштабные симуляторы.

3.7.1. Аналитические подходы для описания фильтрации активных примесей

С точки зрения проведенных мировых исследований можно выделить ряд обзорных статей описывающих применимость методов увеличения нефтеотдачи для различных условий [163, 312-314]. Работы по оценке эффективности физико-химических методов можно разделить на две категории. В первую попадают работы, с качественными критериями [315, 316]. Они отвечают скорее на вопрос о принципиальной применимости той или иной технологии в данных условиях. Вторая категория работ посвящена разработке количественных методов оценки эффективности, чаще всего на основе аналитических решений [158, 159, 317, 318]. Отдельная область исследований заключается в переносе результатов лабораторных исследований на масштабы реального месторождения [160-162, 319-325].

Представленная в работе модель основана на комбинации модели линий тока и методе граничных элементов. При этом в каждой из линий тока решается модифицированное уравнение Баклея-Левретта с учетом зависимости функции Баклея-Левретта от концентрации активной примеси, а также баланс массы примеси:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial F(S_w, c)}{\partial \tau} = 0, \quad (3.276)$$

$$\frac{\partial [cS_w + \varphi(1 - S_w) + a]}{\partial t} + \frac{\partial [cF + \varphi(1 - F)]}{\partial \tau} = 0, \quad (3.277)$$

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.

Необходимо отметить, что такой подход был всесторонне изучен в монографии [158]. И в случае однородных начальных условий возможно воспользоваться аналитикой, изложенной в данной монографии в каждой из трубок тока, либо для инженерных оценок, но при наличии преимущественно одномерного вытеснения в случае галерей. Однако, из-за большого количества допущений и аппроксимаций, результаты, полученные при таком подходе, могут сильно отличаться от реальных.

3.7.2. Численная модель фильтрации активных примесей

В данной работе предлагается объединение метода линий тока с методом граничных элементов. При этом в каждой из линий тока численно решается задача (3.276)-(3.277). При таком подходе интеграция результатов лабораторных экспериментов происходит напрямую в каждой из трубок тока, а неоднородность моделируется с помощью различных вариантов метода граничных элементов и соответствующей трассировкой линий тока. Как было сказано, зависимость функции Баклея-Левретта от концентрации активных примесей задается напрямую из лабораторных исследований для ряда экспериментов. На Рисунке 94 представлен пример такой зависимости для различных относительных концентраций активного вещества в воде. Промежуточные точки определяются путем одного из вариантов аппроксимации.

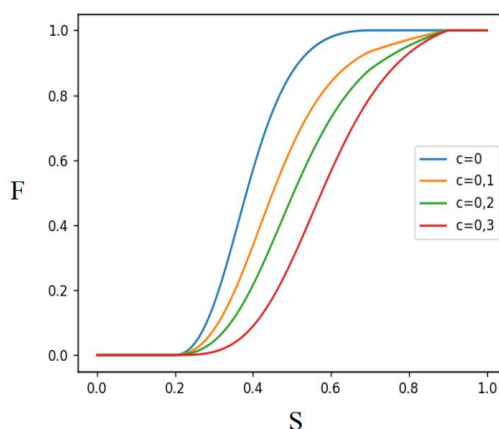


Рисунок 94 – Функции Баклея-Левретта в зависимости от насыщенности водой для различных относительных концентраций активных веществ

В отличие от аналитического решения, при численном подходе отсутствуют точки разрыва. Аналитическое решение для базового случая довольно хорошо сходится с численными расчетами. Небольшая разница может быть связана с заданными свойствами и грубым шагом по сетке (Рисунок 95).

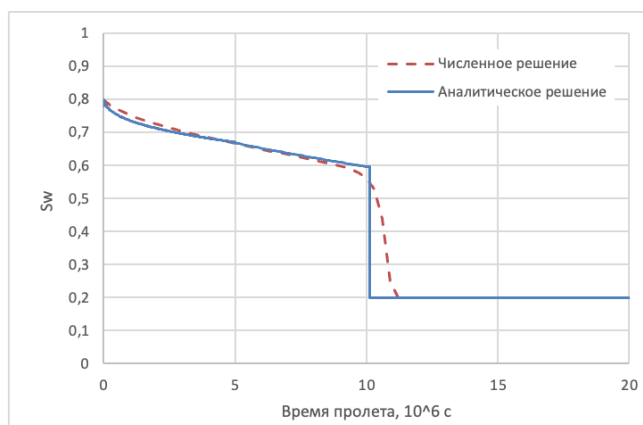


Рисунок 95 – Сравнение численного и аналитического решения (закачка воды)

Аналитическое решение для вытеснения нефти раствором может сильнее отличаться от численного, тем более в случае закачки в виде оторочки раствора (Рисунок 96). Данное различие вызвано особенностями аналитической модели: наличие точек разрыва, постоянством концентрации в зоне $c = C_0$, условиями равновесия и др. При численном решении концентрация примеси распределяется иначе: пачка разбавляется и растягивается, что приводит к снижению максимальной концентрации на фронте (Рисунок 96).

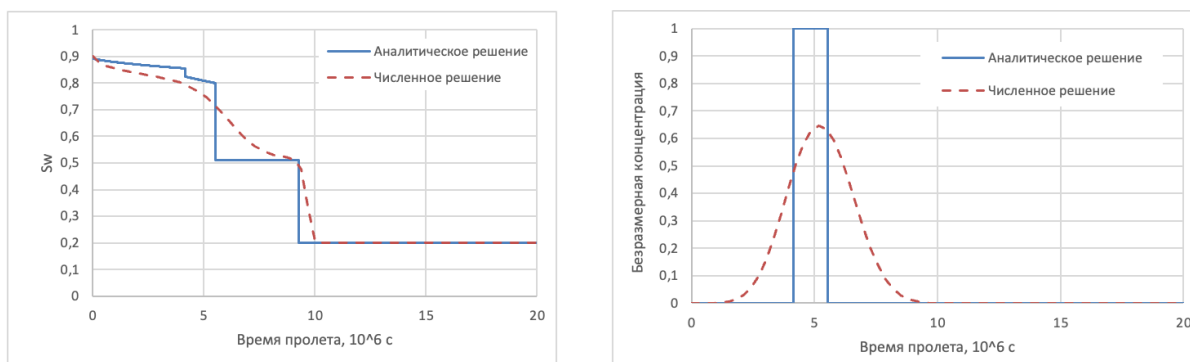


Рисунок 96 – Сравнение численного и аналитического решения (закачка ПАВ)

Как указывалось при описании метода линий тока, переход от одномерного решения к двумерному происходит при помощи интерполяции по узлам всех линий тока. После решения уравнения переноса водонасыщенности и концентрации вдоль всех линий тока образуется нерегулярная сетка узлов, с известными координатами (x, y) и рассчитанными значениями водонасыщенности и концентрации. При помощи этих точек значения водонасыщенности и

концентрации интерполируется на регулярную сетку. В результате на каждой итерации получается карта водонасыщенности пласта. На Рисунке 97 представлена расчетная схема цифрового инструмента по определению эффективности физико-химических МУН на основе предлагаемой в работе модели.

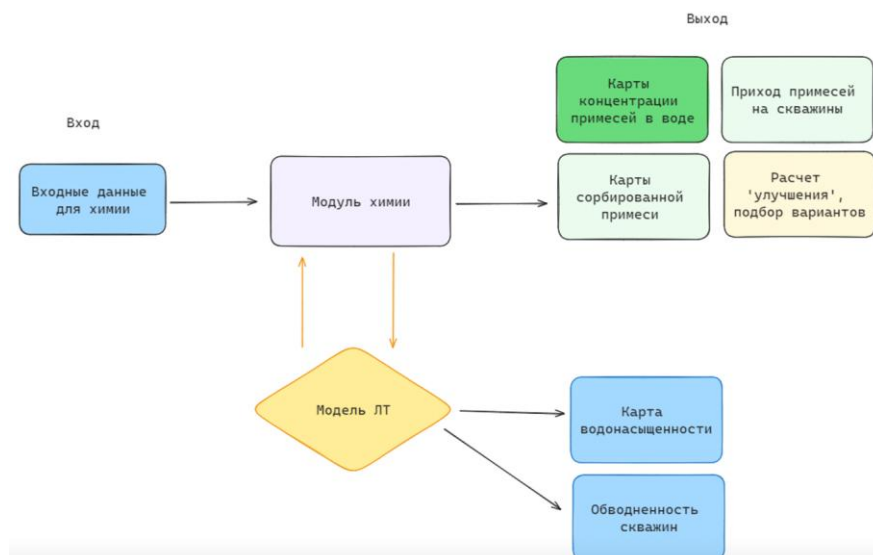


Рисунок 97 – Расчетная схема модуля для определения эффективности физико-химических МУН

3.7.3. Апробация инструмента

Для примера работы предлагаемого алгоритма рассмотрим синтетическую модель месторождения с несколькими добывающими и нагнетательными скважинами. Базовый сценарий: в пласт закачивается обычная вода при помощи трех нагнетательных скважин в течении 7 лет, после чего к ним добавляется еще одна горизонтальная скважина (добывающая переводится в нагнетание). Остаточная нефтенасыщенность $S_{or} = 0.3$. Суммарное время разработки – 14 лет (2001 – 2014 г.). Сценарий МУН: аналогичен базовому сценарию, но в течении 2005 и 2007 года на двух нагнетательных скважинах INJ1 и INJ2 закачивается раствор ПАВ, который снижает остаточную нефтенасыщенность до 0.1 за счет влияния на ОФП. Динамика распространения фронтов в обоих сценариях представлена на рисунках ниже (Рисунок 98). В 2005 году начинается закачка ПАВ и результаты начинают отличаться: в случае с ПАВ происходит «доотмыв» невытесненной части нефти вокруг нагнетательных скважин, что приводит к появлению зон с более высоким коэффициентом вытеснения нефти и более высоким значением водонасыщенности.

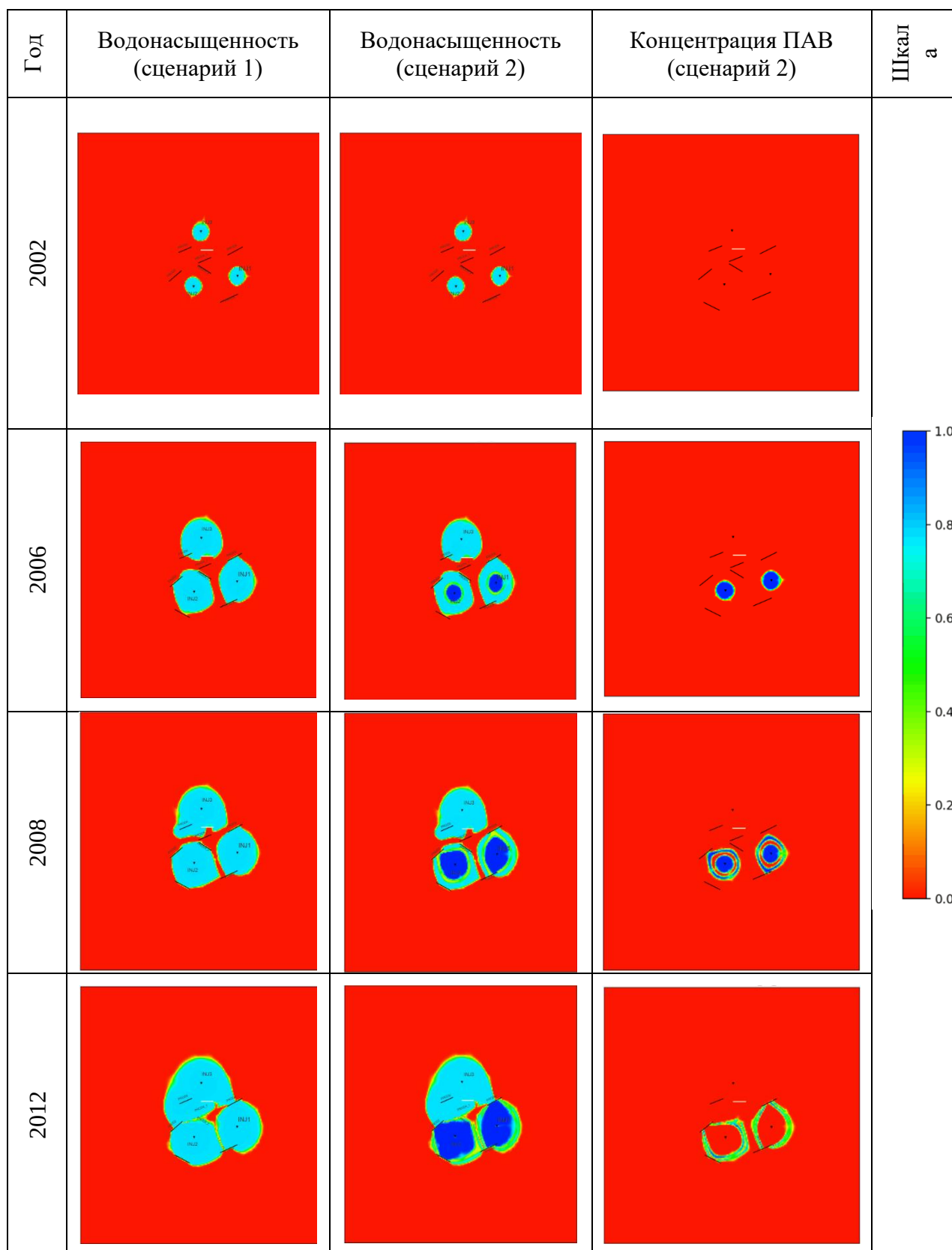


Рисунок 98 – Нефтенасыщенность для двух сценариев вытеснения: водой и водой с ПАВ (синтетический пример)

В результате закачки ПАВ задействуется дополнительная часть остаточной нефти пласта, что приводит к росту накопленной добычи второго сценария на несколько процентов (Рисунок 99).

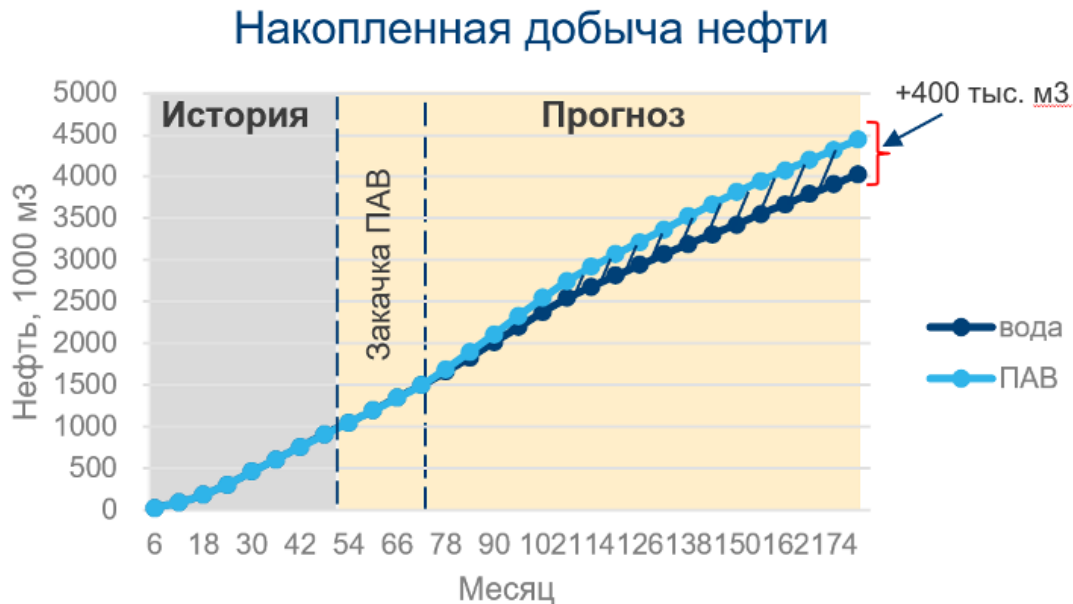


Рисунок 99 – Сравнение сценариев по накопленной добыче нефти (синтетический пример)

На Рисунок 100 также приведен пример синтетического расчета остаточной нефтенасыщенности для различных способов физико-химического воздействия на пласт.

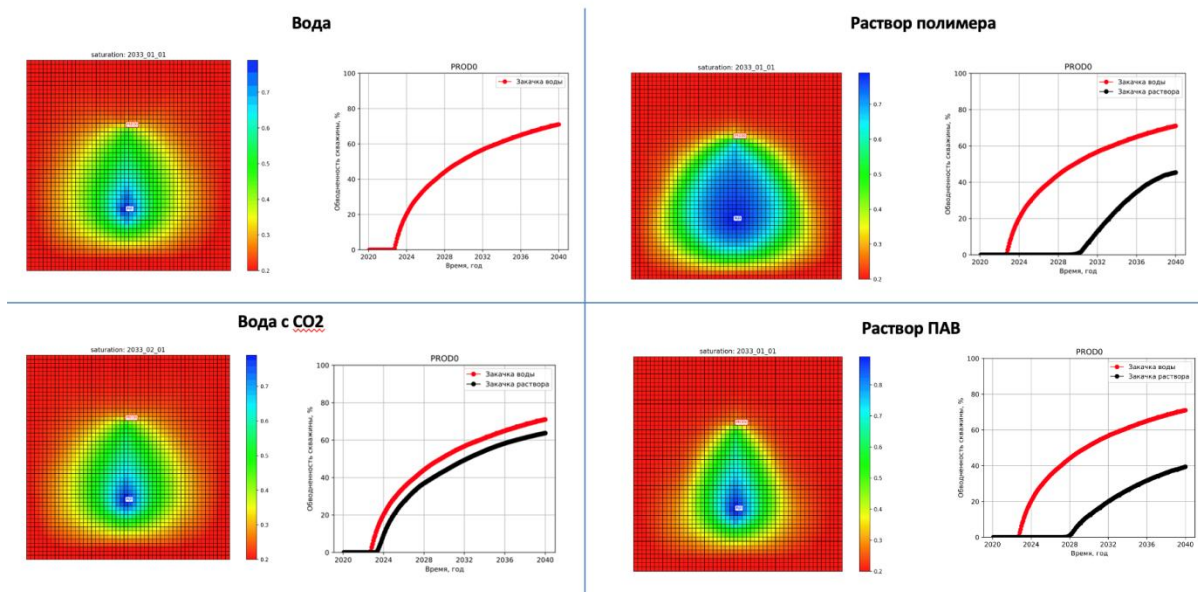


Рисунок 100 – Примеры расчета остаточной нефтенасыщенности для различных способов физико-химического воздействия на пласт (синтетический пример)

Представленный в работе подход обладает рядом преимуществ как инженерный инструмент, поскольку позволяет в автоматическом режиме учитывать фактическое заканчивание скважин, наличие зон выклинивания и замещения коллектора, амплитудные разломы. Кроме того, само масштабирование лабораторных исследований происходит также автоматически для каждой из линий тока. Все это приводит к тому, что расчеты выполняются оперативно, появляется возможность решать обратные задачи адаптации прямо во время проведения пилотных работ, корректируя план и повышая их эффективность.

3.8. 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 геолого-технических мероприятий, 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 скважины. В связи с этим разработка помехоустойчивых методов учета и интеграции данных нормальной эксплуатации при построении карт свойств пласта является крайне актуальной задачей.

В работе приводятся алгоритмы по идентификации как закрепленных на скважины 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.

3.8.1. Алгоритмы идентификации закрепленных скважинных параметров из данных нормальной эксплуатации

В данном параграфе представлены алгоритмы для идентификации закрепленных на скважине параметров – проницаемости, пластового давления, а также параметров матрицы взаимных продуктивностей из данных нормальной эксплуатации.

Вывод регуляризационных соотношений

Если рассмотреть задачу фильтрации в форме, ее решение можно разложить в ряд по собственным функциям задачи фильтрации $\{\psi_m\}_{m=1}^{\infty}$, как было показано выше. В данном разделе получен ряд регуляризационных соотношений, накладываемых на собственные функции, которые используются при решении обратных задач в увязке к измеримым величинам, таким как геометрия и площадь зоны дренирования, коэффициенты матрицы взаимных продуктивностей.

Выше было показано, что для уравнения пьезопроводности общий вид решения выражается в следующем виде:

$$p(x, y, z, t) = p_{\Delta}(x, y, z, t) + p_{ss}(x, y, z), \quad (3.278)$$

где $p_{ss}(x, y)$ - установившееся решение для заданных граничных условий;

$p_{\Delta}(x, y, z, t)$ - определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial t} &= \frac{1}{C_t \mu h \varphi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(kh \frac{\partial p_{\Delta}}{\partial y} \right) \right], \\ k(\nabla p_{\Delta} \cdot \vec{n})|_{\vec{r} \in \Gamma_u} &= 0, \\ p_{\Delta}|_{\vec{r} \in \Gamma_e} &= 0, \\ p_{\Delta}(x, y, z, 0) &= -p_{ss}. \end{aligned} \quad (3.279)$$

Пласт представляется произвольной формой со скважинами, расположенными в произвольных местах. Граница пласта с неперетоком Γ_u , граница пласта с поддержанием постоянного давления - Γ_e :

Добавим несколько выражений, которые помогают работать с идентификацией параметров пласта. Из теоремы Остроградского-Гаусса получим:

$$\iiint_G \nabla(k \nabla p_{ss}) dV = \iint_{S_e} k \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dS + \iint_{S_u} k \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dS - \sum_{j=1}^N \iint_{S_{wj}} k \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dS. \quad (3.280)$$

Первый интеграл по поверхности на границе постоянного давления S_e равен сумме притока приходящей жидкости в пласт. Второй интеграл по границе неперетока равен нулю по определению. Третий интеграл – есть сумма дебитов скважин по определению.

Из определения функции p_{ss} имеем: $\nabla(k \nabla p_{ss}) = 0$ в области фильтрации G .

Отсюда:

$$\iint_{S_e} k \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dS = \mu \sum_{j=1}^N q_{wjss}. \quad (3.281)$$

Отсюда, из (3.121) и из выражения $p_{ss} = -\sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m$ следует первое регуляризационное условие:

$$p_{ss} = -\sum_{m=1}^{\infty} \frac{\psi_m}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \iint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS, \quad (3.282)$$

$$-\sum_{m=1}^{\infty} \iint_{S_e} \frac{k}{\lambda_m} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \left\{ \sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \iint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right\} = \mu \sum_{j=1}^N q_{wjss}.$$

Отсюда для одной вертикальной скважины имеем (при малых размерах скважины по сравнению с пластом):

$$2\pi k_w^2 p_{wf} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{1}{\lambda_m} \left[\frac{\partial \psi_m}{\partial n} \right]_{r=r_w} \iint_{S_e} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right\} = -\mu \sum_{j=1}^N q_{wjss}. \quad (3.283)$$

Или с учетом обратного перехода к неоднородным условиям на участке внешней границы пласта с постоянным давлением:

$$\sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{1}{\lambda_m} \left[\frac{\partial \psi_m}{\partial n} \right]_{r=r_w} \iint_{S_e} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right\} = \frac{\mu q_{wss}}{2\pi k_w^2 (p_e - p_{wf})}. \quad (3.284)$$

Данное условие также вытекает из материального баланса и может быть использовано для регуляризации задачи идентификации параметров пласта.

В частности, если имеем замкнутый пласт со скважинами с заданными давлениями, то:

$$\sum_{j=1}^N q_{wjss} = 0. \quad (3.285)$$

По сути, задача для замкнутого пласта с постоянными забойными давлениями на скважинах, расщепляется на стационарную задачу и задачу истощения, когда на всех скважинах заданы нулевые значения. Можно получить образ решения данной задачи как для одной скважины, так и для регулярных систем разработки. Сравнивая с решением, полученным здесь, можно понять, как связать параметры в наших решениях с конкретными параметрами пласта.

Образ решения для одной скважины в пласте с единственной скважиной и наличием границ с постоянным давлением:

$$q_{wss} = \frac{2\pi k h (p_i - p_w)}{\mu \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{e^{\gamma} C_A^{CPB} r_w^2} + S \right)}. \quad (3.286)$$

Сравним и упростим выражения, полученные для одной скважины выше. С учетом, что скважина мала по сравнению с областью фильтрации можно перейти к выражению:

$$\begin{aligned}
q_{wss} &= \frac{4\pi^2 k_w^2 h^2 (p_{wf} - p_e)}{\mu} k_w \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{1}{\lambda_m} [\exp(-\lambda_m t) - 1] \left[\frac{\partial \psi_m}{\partial n} \right]^2 \right\} \bigg|_{t \rightarrow \infty} = \\
&= \frac{4\pi^2 k_w^2 h^2 (p_e - p_{wf})}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{1}{\lambda_m} \left[\frac{\partial \psi_m}{\partial n} \bigg|_{r=r_w} \right]^2 \right\}.
\end{aligned} \quad (3.287)$$

Таким образом окончательно можем записать второе регуляризационное условие:

$$\sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{1}{\lambda_m} \left[\frac{\partial \psi_m}{\partial n} \bigg|_{r=r_w} \right]^2 \right\} = \frac{1}{k_w \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{e^{\gamma} C_A^{CPB} r_w^2} + S \right)}, \quad (3.288)$$

где C_A^{CPB} - форм фактор.

Для замкнутых многоскважинных систем и скважин постоянным забойным давлением из материального баланса следует следующая средняя оценка для p_{ss} :

$$\begin{aligned}
\frac{1}{V_{por}} \iiint_G \varphi p_{ss} dV &= \frac{\sum_{i=1}^N J_i p_{wfi}}{\sum_{i=1}^N J_i}, \\
p_{ss} &= - \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\psi_m}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \iint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS.
\end{aligned} \quad (3.289)$$

Кроме того, для динамики среднего пластового давления имеем:

$$\begin{aligned}
\bar{p} &= \frac{1}{V_{por}} \iiint_G \varphi (p_{ss} + p_{\Delta}) dV = \beta \bar{p}_0 + (1 - \beta) \bar{p}_{ss}, \\
\bar{p}_{ss} &= \frac{\sum_{i=1}^N J_i p_{wfi}}{\sum_{i=1}^N J_i}, \quad \beta = \exp \left(- \frac{t}{V_{res} C_t \phi} \sum_{i=1}^N J_i \right), \\
p(x, y, z, t) &= \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{[\exp(-\lambda_m t) - 1]}{\lambda_m} \psi_m(x, y, z) \sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \iint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right\}, \\
p_{ss} &= - \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\psi_m}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \iint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS.
\end{aligned} \quad (3.290)$$

Одна из самых распространенных ситуаций пласта с замкнутыми границами – регулярная система разработки.

Более системным методом поиска связи собственных функций и собственных значений является метод матрицы взаимных продуктивностей. Рассмотрим разложение дебита по скважине:

$$q_{wi} = \frac{k_i}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{[\exp(-\lambda_m t) - 1]}{\lambda_m} \left[\iint_{S_{wi}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right] \left[\sum_{j=1}^N k_j p_{wfj} \iint_{S_{wj}} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS \right] \right\}. \quad (3.291)$$

По сути, это разложение является формой решения для вида матрицы взаимных продуктивностей:

$$q_{wi} = \sum_{j=1}^N J_{ij} \Delta p_{wj},$$

$$J_{ij} = \frac{k_i k_j}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{\exp(-\lambda_m t) - 1}{\lambda_m} \left[\oint_{S_{wi}} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \right] \left[\oint_{S_{wj}} \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} dS \right] \right\}. \quad (3.292)$$

Напомним, что p_{wfj} - есть депрессия относительно начального давления за вычетом конечного давления в точке скважины.

Для вертикальных точечных скважин имеем:

$$J_{ij} = \frac{4\pi^2 k_i k_j h_i h_j}{\mu} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{\exp(-\lambda_m t) - 1}{\lambda_m} \left[\left. \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} \right|_{r_{wj}} \right] \left[\left. \frac{\partial \Psi_m}{\partial n} \right|_{r_{wi}} \right] \right\}. \quad (3.293)$$

Коэффициенты J_{ij} могут быть найдены из данных нормальной эксплуатации, а также дополнительно оценены с помощью метода МГЭ. Таким образом получаем огромное количество точек для регуляризации, поскольку при изменении давления на скважинах данную систему также можно расписать с помощью метода суперпозиции (интеграла Дюамеля) и получить решения на любой момент времени. В отличие от коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей J_{ij} , параметры λ_m и ψ_m - постоянны и не зависят от времени. Это позволяет накапливать данную информацию о системе и использовать ее затем при планировании и решении обратных задач (КВД, замер Рпл и т.д.).

Дополнительная регуляризация при интерпретации КВД: идентификация сопряженного начального условия

Рассмотрим КВД на скважине. Обозначим через $p_i(x, y, z, t)$ начальное условие на момент КВД. Как было показано выше давление описывается для такого случая следующим образом:

$$p(x, y, z, t) = \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m [\exp(-\lambda_m t) - 1],$$

$$A_m = \mu C_t \iiint_G \varphi [p_i - p_{ss}] \psi_m dV. \quad (3.294)$$

Функция p_{ss} как было ранее показано раскладывается по следующему алгоритму:

$$A_m = -\frac{1}{\lambda_m} \iiint_G [p_i - p_{ss}] \nabla(k \nabla \psi_m) dV =$$

$$= \frac{1}{\lambda_m} \left[\iiint_G \psi_m \nabla(k \nabla p_{ss}) dV + \iint_S k p_{ss} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS - \iint_S k \psi_m \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dS \right] -$$

$$- \frac{1}{\lambda_m} \left[\iiint_G \psi_m \nabla(k \nabla p_i) dV + \iint_S k p_i \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS - \iint_S k \psi_m \frac{\partial p_i}{\partial n} dS \right]. \quad (3.295)$$

Для функции p_{ss} выражения справа от равенства известны и получены ранее (при условии задания на скважине равнопритока, если равноприток не задан, то можем считать данное равенство также верным – средний поток по границе скважины есть дебит деленный на площадь границы скважины, что вполне справедливо и по теореме о среднем мы можем вынести вынести средний поток за знак интегрирования):

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\lambda_m} \left[\iiint_G \psi_m \nabla(k \nabla p_{ss}) dV + \iint_S k p_{ss} \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS - \iint_S k \psi_m \frac{\partial p_{ss}}{\partial n} dS \right] \\ &= \frac{\mu}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS. \end{aligned} \quad (3.296)$$

Обозначим через $P(\vec{r}, t, p_i, \{q_j\}, \hat{B}_e)$ параметрическое семейство решений поставленной задачи, где $p_i(x, y, z)$ - функция начальных условий, $\{q_j\}$ - совокупность заданных дебитов по границе, $\hat{B}_e$ - оператор граничных условий.

Ранее было принято, что функция $p_i(x, y, z)$ в общем случае плохо раскладывается по системе функций ψ_m . Однако, если мы примем, что функция $p_i(x, y, z)$ сопряжена с решением исходного уравнения с заданными граничными условиями: отличие только на i -ой скважине, которая остановлена на КВД, задан нулевой дебит. То есть $p_i(x, y, z)$ принадлежит семейству решений $\hat{P}(\vec{r}, t, p_i, \{q_j\}, \hat{B}_e)$ так же как и $p_{ss}(x, y, z)$. При этом p_{ss} есть выборка из данного семейства: $\hat{P}(\vec{r}, t \rightarrow \infty, p_i, \{q_j\}, \hat{B}_e)$, p_i - есть следующая выборка из этого семейства: $\hat{P}(\vec{r}, t = t_0, 0, \{q_j\}', \hat{B}_e)$, где t_0 - момент остановки скважины на КВД, набор $\{q_j\}'$ отличается от задачи при КВД тем, что для i -ой скважины, на которой проводится КВД вместо нулевого дебита задан дебит, с которым она работала до КВД. Будем использовать это решение из семейства для моделирования начального условия задачи КВД: $p_{bp}(x, y, z, t) = \hat{P}(\vec{r}, t, p_i, \{q_j\}, \hat{B}_e)$, $p_i = \hat{P}(\vec{r}, t = t_0, 0, \{q_j\}', \hat{B}_e)$. То p_i раскладывается по системе ψ_m аналитически. Не ограничивая общности, будем полагать, что начальное условие для для вычисления профиля давления p_i однородно.

Тогда

$$\begin{aligned} & -\frac{1}{\lambda_m} \left[\iiint_G \psi_m \nabla(k \nabla p_i) dV + \iint_S k p_i \frac{\partial \psi_m}{\partial n} dS - \iint_S k \psi_m \frac{\partial p_i}{\partial n} dS \right] = \\ &= -\frac{1}{\lambda_m} \iiint_G \psi_m \nabla(k \nabla p_i) dV - \frac{1}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N \iint_{S_{wj}} k \psi_m \frac{\partial p_i}{\partial n} dS. \end{aligned} \quad (3.297)$$

Тут набор собственных функций ψ_m для задачи определения $p_i = \hat{P}(\vec{r}, t = t_0, 0, \{q_j\}', \hat{B}_e)$ и задачи КВД $p_i = \hat{P}(\vec{r}, t = t_0, 0, \{q_j\}', \hat{B}_e)$ один и тот же, поскольку собственные функции не зависят от начального условия.

Знак минус появляется из-за обхода интегралов по скважинам в противоположную сторону обхода интеграла по внешней границе. Первый интеграл в равенстве выше на этот раз не равен нулю: его значение необходимо отдельно оценить. Второй интеграл равен нулю на внешних границах и на скважинах, третий интеграл равен нулю везде кроме границ скважин. При выше описанных условиях мы можем воспользоваться теоремой о среднем и вынести среднее значение нормальной производной давления по границе скважины, оценив его следующим образом:

$$\left\langle k \frac{\partial p_i}{\partial n} \right\rangle_j = \frac{q_{wj}}{s_{wj}}.$$

Оценим первый интеграл:

$$\begin{aligned} -\frac{1}{\lambda_m} \iiint_G \psi_m \nabla(k \nabla p_i) dV &= -\frac{1}{\lambda_m} \iiint_G \psi_m \nabla(k \nabla [p'_{ss} + p'_\Delta]) dV \\ &= -\frac{1}{\lambda_m} \iiint_G \psi_m \nabla(k \nabla p'_\Delta) dV = \\ &= -\frac{C_t \mu}{\lambda_m} \iiint_G \varphi \psi_m \frac{\partial p'_\Delta}{\partial t} dV = -\frac{C_t \mu}{\lambda_m} \iiint_G \varphi \psi_m \frac{\partial \Delta}{\partial t} \left\{ \sum_{k=1}^{\infty} A'_k \psi_k [\exp(-\lambda_k t) - 1] \right\} dV \\ &= \\ &= C_t \mu \iiint_G \varphi \psi_m \sum_{k=1}^{\infty} A'_k \psi_k \exp(-\lambda_k t) dV \\ &= C_t \mu \iiint_G \varphi \psi_m \sum_{m=1}^{\infty} A'_m \psi_m \exp(-\lambda_m t) dV. \end{aligned} \quad (3.298)$$

Здесь значения со штрихами относятся к задаче для определения исходной функции p_i , чтобы отличить аналогичные коэффициенты в задаче для КВД. С учетом требования ортогональности собственных функций окончательно получаем:

$$-\frac{1}{\lambda_m} \iiint_G \psi_m \nabla(k \nabla p_i) dV = C_t \mu \iiint_G \varphi A'_m \psi_m^2 \exp(-\lambda_m t) dV. \quad (3.299)$$

Параметр A'_m получается аналитически для системы $p_i = \hat{P}(\vec{r}, t = t_0, 0, \{q_j\}', \hat{B}_e)$ как уже было показано ранее при разложении этих коэффициентов при однородном начальном условии. Таким образом, для разложения коэффициентов A_m задачи для КВД имеем:

$$\begin{aligned}
A_m &= C_t \mu \iiint_G \varphi A'_m \psi_m^2 \exp(-\lambda_m t) dV \\
&\quad + \frac{\mu}{\lambda_m} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ q_{wi}=0}}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS - \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS \right]. \\
A'_m &= \frac{\mu}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS.
\end{aligned} \tag{3.300}$$

Разница между первым и вторым слагаемым в скобках – нулевой дебит на i -ой скважине, на которой проводится КВД и дебит до остановки. Значения в скобках сокращаются по всем скважинам, кроме искомой:

$$\begin{aligned}
p(x, y, z, t) &= \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m [\exp(-\lambda_m t) - 1], \\
A_m &= C_t \mu \iiint_G \varphi A'_m \psi_m^2 \exp(-\lambda_m t) dV - \frac{\mu}{\lambda_m} \frac{q_{wi}}{S_{wi}} \iint_{S_{wi}} \psi_m dS, \\
A'_m &= \frac{\mu}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS.
\end{aligned} \tag{3.301}$$

Таким образом окончательно для динамики забойного давления:

$$\begin{aligned}
p(x, y, z, t) &= \sum_{m=1}^{\infty} A_m \psi_m [\exp(-\lambda_m t) - 1], \\
p_{wf}(t) &= \iint_{S_{wi}}^{\square} p(x, y, z) dS = \iint_{S_{wi}} A_m \psi_m [\exp(-\lambda_m t) - 1] dS, \\
A_m &= C_t \mu \iiint_G \varphi A'_m \psi_m^2 \exp(-\lambda_m t) dV - \frac{\mu}{\lambda_m} \frac{q_{wi}}{S_{wi}} \iint_{S_{wi}} \psi_m dS \\
A'_m &= \frac{\mu}{\lambda_m} \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \iint_{S_{wj}} \psi_m dS.
\end{aligned} \tag{3.302}$$

Или окончательно:

$$\begin{aligned}
p_{wf_i}(t) &= \iint_{S_{wi}} p(x, y, z) dS = \sum_{m=1}^{\infty} A_m [\exp(-\lambda_m t) - 1] \iint_{S_{wi}} \psi_m dS \\
A_m &= \frac{C_t \mu^2}{\lambda_m} \exp(-\lambda_m t) \sum_{j=1}^N \frac{q_{wj}}{S_{wj}} \left(\iint_{S_{wi}} \psi_m dS \right) \left(\iiint_G \varphi \psi_m^2 dV \right) \\
&\quad - \frac{\mu}{\lambda_m} \frac{q_{wi}}{S_{wi}} \iint_{S_{wi}} \psi_m dS.
\end{aligned} \tag{3.303}$$

Также можно использовать принцип суперпозиции для моделирования КВД. Для этого воспользуемся введенными ранее обозначениями касательно семейства решений: $P(\vec{r}, t, p_i, \{q_j\}, \hat{B}_e)$. Ситуация с КВД моделируется следующим образом:

$$p(\vec{r}, t) = P(\vec{r}, t, p_i, \{q_j\}, \hat{B}_e) + P(\vec{r}, t - t_0, p_i, \{q_j\}', \hat{B}_e), \quad (3.304)$$

где совокупность дебитов $\{q_j\}'$ отличается от $\{q_j\}$ тем, что на исследуемой скважине стоит дебит $-q_i$ - то есть включается мнимая нагнетательная скважина.

Идентификация пластового давления при коротких остановках скважин

Идентификация пластового давления на низкопроницаемых коллекторах, основанная на интерпретации кривой восстановления давления (далее КВД), сопряжена с рядом сложностей, связанных с необходимостью длительной остановки скважины. Обычно, за время проведения гидродинамических исследований (ГДИ) давление в скважине не успевает восстановиться и для идентификации пластового давления в области дренирования используют различные методы интерпретации [203-207]. Отдельно стоит выделить метод Хорнера [307] как общепринятый подход к интерполяции недовосстановленных КВД. Как правило такие методы применимы для однородных пластов и скважин с выделенным способом заканчивания. Кроме того, необходимым условием использования озвученных методов является стабильный режим работы скважины до остановки. Озвученные условия сильно ограничивают использование традиционных методов интерпретации кривой восстановления давления на низкопроницаемых коллекторах. При этом также очевидно, что без использования дополнительной информации провести корректную интерпретацию КВД после короткой остановки крайне затруднительно. В этих условиях особую актуальность приобретает задача по регуляризации процесса интерпретации КВД во время короткой остановки с использованием дополнительной информации. Ее источником может служить запись давления с использованием датчика на приеме насоса во время длительной остановки скважины. Подобные остановки распространены в последнее время и связаны с ограничениями ОПЕК. В работе показано, что во время озвученных остановок возможно получить массу полезной информации для ее использования в дальнейшем при оперативном контроле энергетического состояния пласта.

В работе предложен новый способ дополнительной регуляризации задачи интерпретации пластового давления на скважинах произвольного заканчивания в низкопроницаемых неоднородных коллекторах во время коротких остановок за счет использования информации во время длительных простоев. Данный метод особенно актуален в период ограничений добычи по ОПЕК. Метод гармонично дополняет принятые подходы по интерпретации КВД с помощью адаптированных параметрических моделей интерпретации ГДИС, но при этом также может быть использован независимо.

Выпишем только первый член в разложении для динамики забойного давления:

$$p_{wf}(t) = p_{ss}(x_{wj}, y_{wj}) + \bar{p}_i - \gamma t + A_1 \psi_1(x, y) \exp(-\lambda_1 t). \quad (3.305)$$

Данное выражение, по сути, сводится к следующему виду:

$$\begin{aligned} p_{wf}(t) &= \alpha - \gamma t + \beta \exp(-\lambda_1 t) + \varepsilon(t), \\ \alpha &= p_{ss}(x_{wj}, y_{wj}) + \bar{p}_i, \\ \beta &= A_1 \psi_1(x, y). \end{aligned} \quad (3.306)$$

где $\varepsilon(t)$ - ошибка измерения.

Три параметра определяются методом наименьших квадратов:

$$J = \sum_{k=1}^K [p_{wf}(t_k) - \alpha + \gamma t_k - \beta \exp(-\lambda_1 t_k)]^2 \xrightarrow{\alpha, \beta, \gamma, \lambda_1} \min. \quad (3.307)$$

Такой подход является более универсальным чем классические методы интерпретации пластового давления [307], поскольку для его использования не обязательно требование однородного начального давления – начальное давление может быть произвольным. Кроме того, такую форму можно использовать как при КПД так и при КВД: коэффициент λ_1 будет таким же, коэффициенты α , β , γ - будут различны, несмотря на то, что их связь при КВД и КПД можно оценить аналитически. Например:

$$\gamma_{КПД} = \gamma_{КВД} + \frac{q_i}{C_t V_{por}}, \quad (3.308)$$

где q_i - дебит i -ой скважины, на которой проводится КВД.

Связь между коэффициентами α , β - более сложная, однако и она может быть определена из решения сопряженных задач либо оценена из аналитических выражений.

После уточнения коэффициентов α , β , γ , λ_1 необходимо идентифицировать их связь с конкретными измеримыми параметрами пласта. Коэффициент γ отвечает за поровый объем дренирования. Если поровый объем известен, то зная γ можно определить общую сжимаемость пласта.

Остальные параметры могут быть оценены только из сопоставления с эффективной однородной системой.

Например, из анализа аналитических решений для прямоугольника $x_e \times y_e$ ($x_e > y_e$):

$$\lambda_1 = \frac{\pi^2 k}{\mu \phi C_t x_e^2} = \frac{\pi^2 k h}{\mu C_t V_{por}} \frac{y_e}{x_e}. \quad (3.309)$$

Для оценки величины следующего ряда разложения можно использовать следующие формулы [58]:

$$\lambda_2 = \begin{cases} \frac{x_e^2}{y_e^2} \lambda_1, \frac{x_e}{y_e} \geq 2 \\ 4\lambda_1, \frac{x_e}{y_e} < 2 \end{cases}. \quad (3.310)$$

Первое выражение для прямоугольника, второе для круга.

Для более точной идентификации пластового давления можно учесть последующие члены разложения. В работе [234] изложен самосогласованный подход для идентификации параметров данного разложения для дальнейшего использования при интерпретации пластовых давлений при коротких остановках.

Рассмотрим разложения для забойного давления в виде (см. [201, 234]):

$$p_w(t) = \bar{p} - \sum_{i=1}^{\infty} c_i \exp(-\lambda_i t). \quad (3.311)$$

Значение $\bar{p} = p_0(x, y, z)|_{\Gamma_w}$ можно интерпретировать как пластовое давление для рассматриваемой скважины. Это такое давление, которое установится на скважине при ее неограниченном времени остановки. Таким образом, задача определения пластового давления $\bar{p}$ для скважины сводится к идентификации собственных чисел λ_i и констант $c_i = -A_i \psi_i$.

Авторы статьи [201] предлагают алгоритм нахождения собственных значений и восстановления пластового давления в соответствии со следующим алгоритмом. Для начала найдем производную по времени для уравнения (3.311):

$$\frac{dp_{wf}}{dt} = \sum_{i=1}^{\infty} \lambda_i c_i e^{-\lambda_i t}. \quad (3.312)$$

Как можно заметить из данного уравнения, на больших временах график логарифма производной давления по времени будет представлять собой прямую линию с наклоном $-\lambda_1$, а ее пересечение с осью ординат будет принимать значение $\ln(\lambda_1 c_1)$ (Рисунок 101).

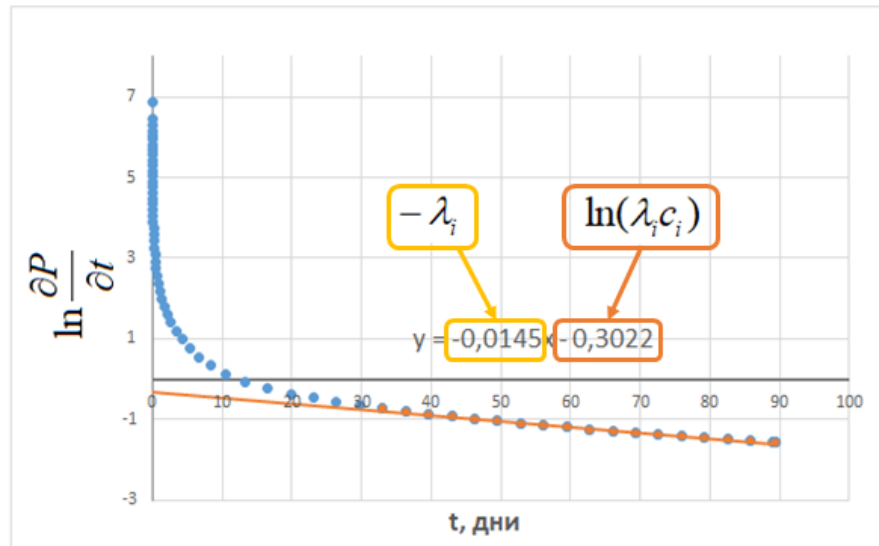


Рисунок 101 – График логарифма производной давления от времени и аппроксимирующей прямой с наклоном $-\lambda_1$

Таким образом графически определяется первое собственное значение λ_1 и член разложения c_1 (Рисунок 101). Далее вычисляется остаточный член $R_1(t)$:

$$R_1(t) = \frac{\partial P}{\partial t} - \lambda_1 c_1 e^{-\lambda_1 t}. \quad (3.313)$$

Второе собственное значение также находим графически: график логарифма производной $R_1(t)$ от времени будет аппроксимироваться на больших временах прямой с наклоном $-\lambda_2$ и пересечением с осью ординат в точке $\ln(\lambda_2 c_2)$. Аналогичным образом находим последующие остаточные значения и рассчитываем необходимое количество собственных значений. Эмпирически выявлено, что в большинстве случаев достаточно определить первые три-четыре значения ряда (3.311).

Вышеописанный алгоритм авторы [201] предлагают использовать для стандартных исследований КВД. Кроме того, показано, что предлагаемый алгоритм дает более корректные результаты по сравнению с традиционными способами интерпретации КВД [307]. Однако анализ, проведенный автором, показывает, что стандартной длительности остановки на исследование (5-10 суток) оказывается недостаточным для корректного определения собственных значений $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3 \dots \lambda_n$ и, соответственно, пластового давления для значительной части месторождений Западной Сибири. Это в первую очередь связано с низкой проницаемостью коллектора на данных активах. В рассматриваемой работе предлагается модифицировать методику, изложенную в [201], и проводить интерпретацию собственных чисел для каждой из скважин $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3 \dots \lambda_n$ на длительных остановках (от месяца и более), которые, в частности, реализуются ввиду ограничений ОПЕК. Найденные таким образом собственные числа можно использовать для определения пластового давления как на текущей остановке, так и в последующих коротких исследованиях КВД на этой же скважине.

Стоит отметить, что даже на таких длинных остановках затруднительно охватить все явления, оказывающие влияние на работу системы скважина-пласт. Например, за время записи КВД могут не достигаться некоторые граничные условия (разломы, интерференция и т.п.). Соответственно для будущего периода длительной работы и последующих КВД мы не можем предсказать такое влияние. Также не учитывается возможное изменение параметров системы во времени (скин-фактора, проницаемости и пр.). Вышеописанные допущения необходимо учитывать при расчете пластового давления. Однако, несмотря на озвученные ограничения, предлагаемый в работе метод позволяет провести дополнительную регуляризацию процесса идентификации пластового давления. Кроме того, данный алгоритм применим для скважин произвольного заканчивания в неоднородных пластах.

Как упоминалось выше, найденные собственные значения на длительной остановке можно использовать для расчета пластового давления в более коротких исследованиях. Так, будем полагать, что собственные числа задачи фильтрации для рассматриваемой скважины $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ нам известны из анализа длительной остановки скважины. Для определения пластового давления в соответствии с уравнением (3.311) осталось определить текущие коэффициенты $c_1, c_2, \dots, c_n$. Данные коэффициенты непосредственно характеризуют распределение давления на момент остановки скважины.

Допустим, на длительной остановке мы определили первые три собственных значения $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ (для большего количества собственных значений λ методика аналогична), тогда уравнение динамики забойного давления примет следующий вид:

$$p_{wf}(t) = \bar{p} - (c_1 e^{-\lambda_1 t} + c_2 e^{-\lambda_2 t} + c_3 e^{-\lambda_3 t}) + R_4, \quad (3.314)$$

где R_4 - остаток (пренебрежимо мал).

Коэффициент c_3 можно определить из касательной к производной давления по времени, угловой коэффициент которой равен λ_3 . Для поиска коэффициентов c_1 и c_2 представим сумму членов с искомыми значениями из уравнения как некоторую функцию $H(t)$, которую, вследствие малости λ_i и рассматриваемых времен остановки t , можно разложить в ряд:

$$H(t) = \bar{p} - p_{wf}(t) - c_3 e^{-\lambda_3 t} = c_1 e^{-\lambda_1 t} + c_2 e^{-\lambda_2 t} + R_4 \approx c_1 + c_2(1 - \lambda_2 t). \quad (3.315)$$

Разложение первой экспоненты идет до первого члена, а второй экспоненты до второго члена вследствие того, что $\lambda_2 > \lambda_1$.

Поскольку функция $H(t)$ нам неизвестна (из-за входящего в нее давления $\bar{p}$), произведем численное дифференцирование выражения (3.315):

$$\frac{dH(t)}{dt} = -\frac{dp_{wf}}{dt} + c_3 \lambda_3 e^{-\lambda_3 t} \approx -c_2 \lambda_2. \quad (3.316)$$

Отсюда можно произвести оценку коэффициента c_2 .

Аналогично можно получить коэффициент c_1 , продифференцировав обе части уравнения (3.314):

$$c_1 \lambda_1 e^{-\lambda_1 t} \approx c_1 \lambda_1 = \frac{dp_{wf}}{dt} - c_2 \lambda_2 e^{-\lambda_2 t} - c_3 \lambda_3 e^{-\lambda_3 t}. \quad (3.317)$$

Разложение (3.315) имеет вполне определенную граф-аналитическую интерпретацию. Если мы изобразим график функции $H(t)$, то тангенс угла наклона данной функции равен $-\lambda_2 c_2$, а точка пересечения с осью ординат равна $(c_1 + c_2)$.

Необходимо отметить, что из уравнений (3.314), (3.315) видно, что $c_2 \lambda_2$ является тангенсом угла наклона касательной к функции $F(t)$, а $c_3 \lambda_3$ - касательной к функции $G(t)$ соответственно:

$$\begin{aligned} F(t) &= p_{wf}(t) + c_3 e^{-\lambda_3 t}, \\ G(t) &= p_{wf}(t) + c_2 e^{-\lambda_2 t} + c_3 e^{-\lambda_3 t}. \end{aligned} \quad (3.318)$$

Поскольку входящие в функции $F(t)$ и $G(t)$ величины нам известны, уравнение (3.318) дает альтернативную возможность однозначного определения констант c_1 и c_2 .

Опробование предложенной методики было проведено на синтетических примерах пластов с различными видами граничных условий и неоднородностей, со скважинами произвольного заканчивания. Ниже представлены некоторые из них.

Модель 1: вертикальная скважина в однородном пласте. В этом примере одиночная добывающая скважина работает в ограниченном квадратном нефтяном пласте без аквифера на границе. Пласт низкопроницаемый ($1 \cdot 10^{-3}$ мкм²), с пористостью 0,1 и мощностью 20 м; начальное давление в пласте 25 МПа. Рассматривалась первая (длительная) остановка длительностью 90 суток, следующая за периодом добычи (360 суток). Данная остановка позволила определить λ_1 , λ_2 и λ_3 .

Остановка, для которой проводилась интерпретация на основе определенных ранее собственных значений, следует за новым периодом добычи (продолжительностью 180 суток) и длится 10 суток. Согласно методике, пошагово были определены c_3 , c_2 и c_1 , после чего из формулы (3.314) было восстановлено значение пластового давления $\bar{p}$.

Для оценки полученного результата было рассчитано истинное значение в ПО КАРРА Saphir (далее Saphir), а также значение, определенное по традиционно используемой для интерпретации ГДИС методике Хорнера. Ниже на графике (Рисунок 102) представлено сравнение этих значений (также приведена динамика забойного давления, для которой проводилась интерпретация).

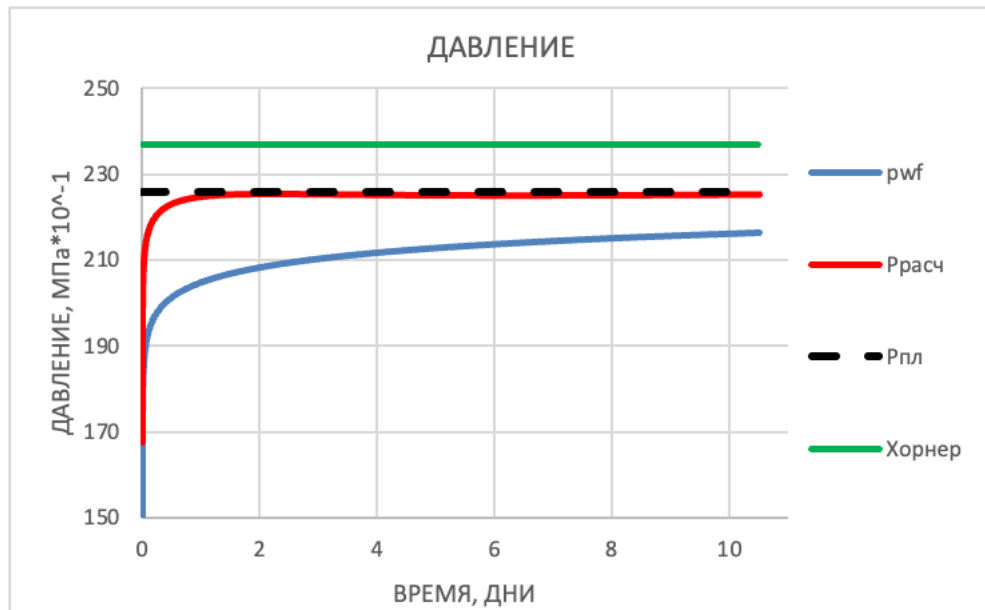


Рисунок 102 – Модель 1. Сравнение значений пластового давления по исследуемой методике с истинным и пластовым давлением, определенным по методу Хорнера

Как видно для рассматриваемого примера, пластовое давление, восстановленное по собственным значениям, практически равно истинному. При этом значение по методу Хорнера существенно отличается от фактического фактического (на 1,11 МПа или 5 %).

Модель 2: вертикальная скважина в пласте с неоднородностями. В данном примере одиночная добывающая скважина работает в ограниченном квадратном нефтяном пласте без аквифера на границе. Вблизи скважины расположены два непроницаемых тела сложной формы (Рисунок 103).

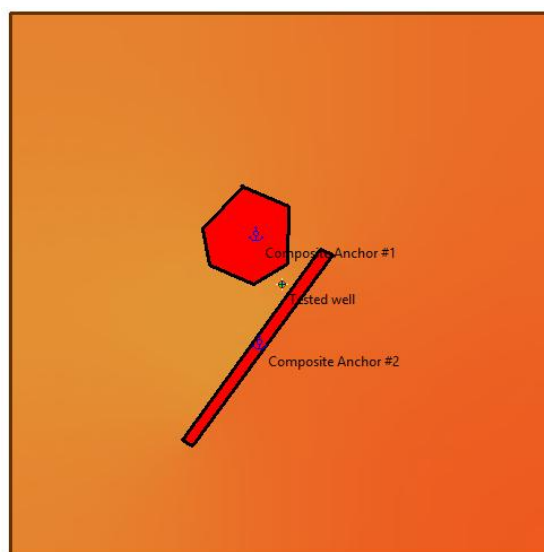


Рисунок 103 – Модель 2. Схема расположения неоднородностей в пласте (вид сверху)

Параметры пласта и параметры работы и остановки скважины такие же, как и для примера с **Моделью 1**.

Модель 3. Вертикальная скважина с трещиной ГРП в однородном пласте. В данном примере одиночная добывающая скважина с трещиной ГРП работает в ограниченном квадратном нефтяном пласте без аквифера на границе. Параметры пласта и режимы работы и остановки скважины такие же, как и в предыдущих примерах. Полудлина трещины ГРП 100 м.

Модель 4. Вертикальная скважина между двумя низкопроницаемыми вертикальными неоднородностями. В данном примере одиночная добывающая вертикальная скважина расположена между двумя вертикальными низкопроницаемыми зонами в ограниченном квадратном нефтяном пласте (Рисунок 104).

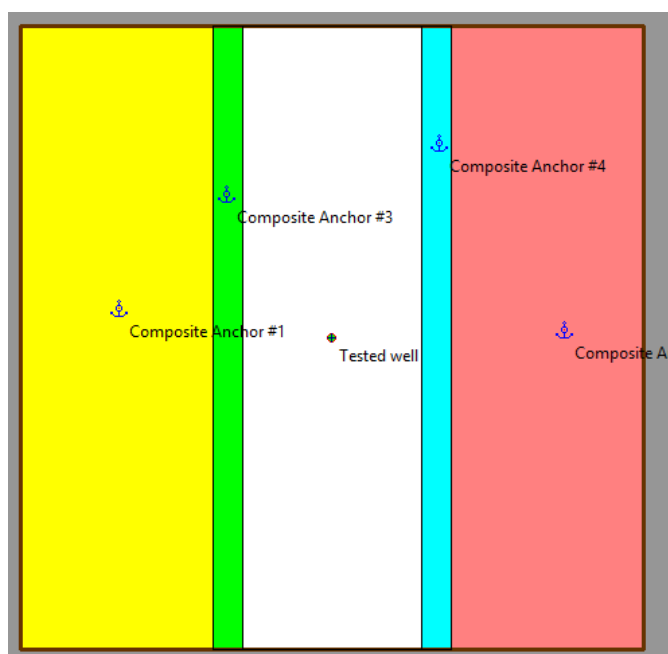


Рисунок 104 – Модель 4. Схема расположения неоднородностей в пласте (вид сверху)

Проницаемость основного пласта (белая, желтая и розовая зоны на Рисунке 104) $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², проницаемость вертикальных барьеров составляет $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², мощность пласта 30 м. Пористость и начальное пластовое давление такие же, как и в предыдущих моделях. Первая остановка на КВД длиннее, чем в примерах выше, и составляет 120 суток.

Модель 5. Горизонтальная скважина в однородном низкопроницаемом пласте. В данном примере одиночная добывающая горизонтальная скважина работает в ограниченном квадратном нефтяном пласте без аквифера на границе. Параметры пласта не отличаются от перечисленных в Модели 1. Длина горизонтального участка 800 м. Первая остановка на КВД составляет 180 суток, в остальном режим работы и остановки скважины не отличается от ранее описанных.

Сравнение результатов интерпретации пластового давления с помощью предлагаемой методики и по методу Хорнера с истинными значениями для рассмотренных выше

синтетических примеров представлено в Таблице 4. Видно, что расчеты пластового давления на основе данного алгоритма хорошо согласуются с истинными значениями, что позволяет использовать его для дополнительной регуляризации при интерпретации кривой восстановления давления.

Таблица 4 – Сравнение результатов интерпретации пластового давления с помощью предлагаемой методики и по методу Хорнера с истинными значениями

Пример №	Показатели сравнения	Рзаб КВД	Пластовое давление исследуемый метод	Пластовое давление Хорнер	Пластовое давление истинное / замер в пьезометрической скв.
Синтетические примеры					
1	Давление, МПа	21,63	22,52	23,69	22,58
	Отн. погрешность, %	-	0,3	4,9	-
2	Давление, МПа	19,04	21,76	26,07	22,5
	Отн. погрешность, %	-	3,3	15,9	-
3	Давление, МПа	17,38	23,07	21,51	23,04
	Отн. погрешность, %	-	0,2	6,6	-
4	Давление, МПа	19,29	21,89	23,3	22
	Отн. погрешность, %	-	0,49	5,9	-
5	Давление, МПа	20,19	23,94	22,26	24,2
	Отн. погрешность, %	-	1,1	8	-

Анализ применимости описанного алгоритма проводился на двух примерах: для карбонатных коллекторов Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) и для песчаников Восточно-Мессояхского месторождения.

Пример 1. Продуктивные нефтяные пласты ВУ ОНГКМ сложены карбонатными породами, характеризующимися низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Исследования данных коллекторов сильно осложняются неравномерностью распространения трещиноватости внутри пластов, а также нестабильностью режимов работы скважин до остановки. Как следствие,

традиционные методы восстановления пластового давления оказываются недостаточно эффективными, что приводит к необходимости поиска и опробования иных, нестандартных решений.

Ниже рассмотрен пример добывающей нефтяной скважины ВУ ОНГКМ. Данный пример подобран таким образом, чтобы рядом располагалась пьезометрическая скважина с замером в то же время, что и проведенное исследование КВД (Рисунок 105). В рассмотренном примере было восстановлено значение пластового давления для остановки на 13 дней.

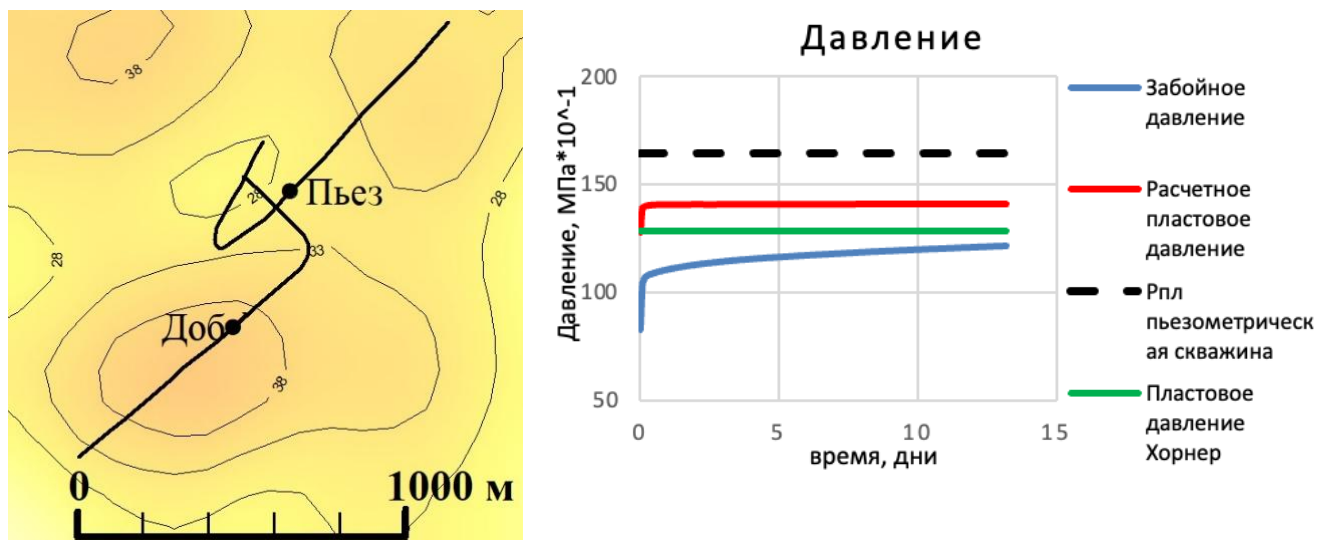


Рисунок 105 – Взаимное расположение скважин (слева) и сравнение значений Рпл по исследуемой методике с Рпл по Хорнеру и на пьезометрической скважине [234]

Важно отметить, что интерпретация реальных замеров графическим способом, в отличие от синтетических данных, может быть существенно осложнена наличием погрешности приборов. Плотность замеров забойного давления в конкретном рассмотренном примере достаточно высокая, однако они содержат небольшую измерительную погрешность: на отображение давления в стандартных координатах имеющийся уровень «шума» существенно не влияет, но для производной давления в логарифмическом масштабе (необходимой для нахождения собственных функций s_i и значений λ_i) даже малые погрешности приводят к значительным колебаниям функции, не позволяющим проведение корректной графической интерпретации ГДИС. Для решения этой проблемы проводилось сглаживание исходных данных на основе алгоритмов из библиотек Python: после апробации разных методов был выбран тот, который обеспечивает наименьшие колебания производной давления.

Пример 2. Покажем также работу алгоритма на примере добывающей скважины в терригенных отложениях Восточно-Мессояхского месторождения. Периодический режим работы скважин большей части фонда (и как следствие, нестабильная работа скважин перед

исследованием) и наличие высоковязкой нефти (до 110 мПа·с) существенно осложняют проведение интерпретации ГДИС на данном месторождении.

Как и в предыдущем примере, критерием отбора скважины было наличие вблизи прямого инструментального замера давления во время проведения исследования КВД (короткой остановки). Схема расположения исследуемой и пьезометрической скважин представлена на Рисунке 106 (изолиниями показаны нефтенасыщенные толщины). На скважине наблюдался длительный простой в 47 суток, в течение которого на ней не прекращались замеры Рпл, что позволило установить собственные значения $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$, соответственно равные 0.035, 0.164 и 0.171.

Сопоставим полученный результат со значением, восстановленным по алгоритму Хорнера, а также с замером на пьезометрической скважине. На графике (Рисунок 106) представлено сравнение, а также приведена динамика забойного давления, для которой проводилась интерпретация (все значения приведены к высоте ВНК).

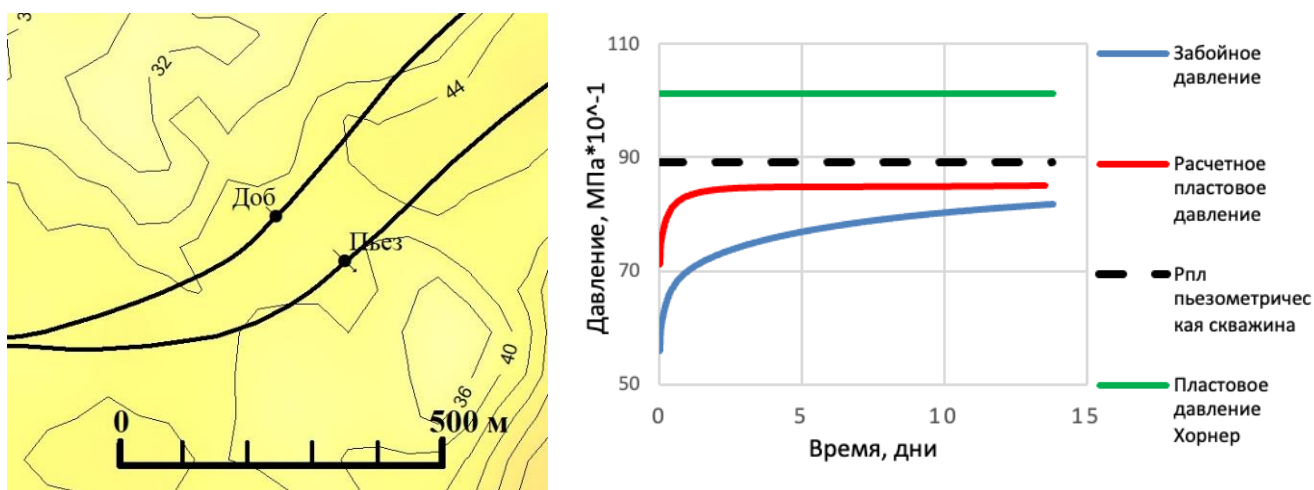


Рисунок 106 – Взаимное расположение скважин (слева) и сравнение значений Рпл по исследуемой методике с Рпл по Хорнеру и на пьезометрической скважине [234]

Видно, что расчетное пластовое давление меньше давления на пьезометре на 0,41 МПа, что, впрочем, может быть связано с изменчивостью поля давления в пределах рассматриваемого участка.

Результаты апробации методики на рассматриваемых примерах приведены в Таблице 5. Видно, что предложенный алгоритм в целом дает высокую точность и может быть использована наравне с уже существующими методами интерпретации ГДИС для дополнительного уточнения информации о пластовом давлении на коротких остановках при наличии данных о восстановлении давления в процессе длительного простоя скважины.

Таблица 5 – Сравнение результатов интерпретации пластового давления с помощью предлагаемой методики и по методу Хорнера с истинными значениями

Пример №	Показатели сравнения	Рзаб КВД	Пластовое давление исследуемый метод	Пластовое давление Хорнер	Пластовое давление истинное / замер в пьезометрической скв.
Апробация на промысловых данных					
1	Давление, МПа	12,16	14,11	12,86	16,45
	Отн. погрешность, %	-	14,2	21,8	-
2	Давление, МПа	8,18	8,51	10,1	8,92
	Отн. погрешность, %	-	5	14	-

Описанный алгоритм может применяться в рамках комплексного анализа разработки месторождения как дополнение к уже существующим методам для контроля и экспресс-оценки энергетического состояния низкопроницаемого пласта. В то время, как уже существующие инструменты оценки пластового давления требуют большей длительности простоя скважин на исследования, а также определения целого ряда параметров пласта, рассматриваемая методика позволяет установить пластовое давление на коротких остановках без точной идентификации других характеристик коллектора и прискважинной области. Кроме того, рассматриваемый метод применим для скважин произвольного заканчивания и в общем случае неоднородных пластов.

Одним из существенных ограничений рассматриваемого метода является необходимость наличия данных о восстановлении забойного давления в предыдущий период длительного простоя скважины. Однако, в период ограничений добычи по ОПЕК данное ограничение существенно ослабляется и открывает возможности по широкому использованию предлагаемого алгоритма.

Идентификация проницаемости и интегральной связности коллектора с системой ППД

Идентификацию параметров неоднородного коллектора предлагается проводить из данных нормальной эксплуатации скважин. Решение обратной задачи в общей постановке является неединственным и крайне неустойчивым. Рассмотрим предлагаемые алгоритмы, регуляризующие решение поставленной обратной задачи.

Идентификацию параметров рассматриваемого коллектора предлагается проводить в два этапа: анализ производительности скважины на нестационарном режиме, когда на ее

характеристики еще не влияют скважины окружения, и анализ установившегося и псевдоустановившегося режима, который будет подробнее рассмотрен ниже. Производительность скважины на первом этапе описывается с помощью модели, работы многопластовой скважины, описанной в работе [24], а также в рамках данной главы выше. Основными параметрами, уточняемыми по данным работы скважин, являются проницаемость и параметры несвязности: $K_{\text{несв}}$ и $r_{\text{несв}}$. Таким образом, на каждой из скважин необходимо найти такие параметры $k_i, K_{\text{несв}}^i, r_{\text{несв}}^i$, чтобы они доставляли минимум целевой функции:

$$F_i(q) = \sum_{j=1}^{K_j} \eta_j^i(t_j) \cdot \left(q_i(t_j) - q_{i[1]}(t_j) \right)^2, \quad i = 1, \dots, N, \quad (3.319)$$

$$k_i, K_{\text{несв}}^i, r_{\text{несв}}^i: F_i(q) \longrightarrow \min, \quad i = 1, \dots, N,$$

При этом вектор весовых коэффициентов η_j^i здесь равен единице, на временах отсутствия влияния скважин окружения и нулю в обратном случае.

Анализ производительности скважин на установившемся режиме производится с помощью разработанных выше моделей работы многоскважинных систем на псевдоустановившемся режиме и необходим для однозначной идентификации интегральной связности коллектора с системой ППД $K_{\text{несв}}$. Использование данных о работе скважин на псевдоустановившемся режиме позволяет снизить число неизвестных: параметр $K_{\text{несв}}^i$ является зависимым от параметров работы скважины на псевдоустановившемся режиме и от k_i и $r_{\text{несв}}^i$ и в рамках используемой модели однозначно ими определяется. Более подробно анализ многоскважинных систем по связанной части пласта будет описан ниже.

Для однозначного определения каждого из оставшихся параметров k_i и $r_{\text{несв}}^i$ предлагается использовать подход, изложенный в статье [78]. Суть подхода заключается в использовании графических методов для оценки устойчивости результата идентификации неизвестных характеристик. Проведем анализ устойчивости результата идентификации параметров пласта. Для этого рассмотрим интервал изменений возможных значений искомых параметров $r_{\text{несв}}^{\min}$, $r_{\text{несв}}^{\max}$, $k^{\min}$, $k^{\max}$. Значения $r_{\text{несв}}^{\min}$, $r_{\text{несв}}^{\max}$, $k^{\min}$, $k^{\max}$ определяются из априорных предположений о пределах изменения рассматриваемых параметров на данном участке месторождения с учетом всей имеющейся информации (данные ГДИС, данные исследований керна, данные работы окружения и т.д.). Каждой паре $\{r_{\text{несв}}^i, k^j\}$ поставим в соответствие значение функции (3.319). Полученный в результате массив графически изображается в виде трехмерной поверхности или карты (Рисунок 108, Рисунок 109). Это позволяет дополнительно оценить достоверность получаемых результатов, найти глобальный минимум целевой функции в исследуемой области.

На Рисунке 107.а изображен пример адаптации динамики параметров пласта. На Рисунке 108 изображена карта невязки, соответствующая данному расчету. Из карты невязки видно, что, несмотря на относительно хорошее совпадение расчетной и фактической динамик,

найденные значения не соответствуют глобальному минимуму ошибки. Для нахождения глобального минимума необходимо расширить пределы поиска проницаемости k^{min} . На Рисунке 109 видно, что при расширении пределов новая найденная проницаемость соответствует глобальному минимуму ошибки. При этом адаптация динамики работы скважины стала лучше (Рисунок 107.б), а значение вычисленной проницаемости уменьшилось в 1.5 раза.

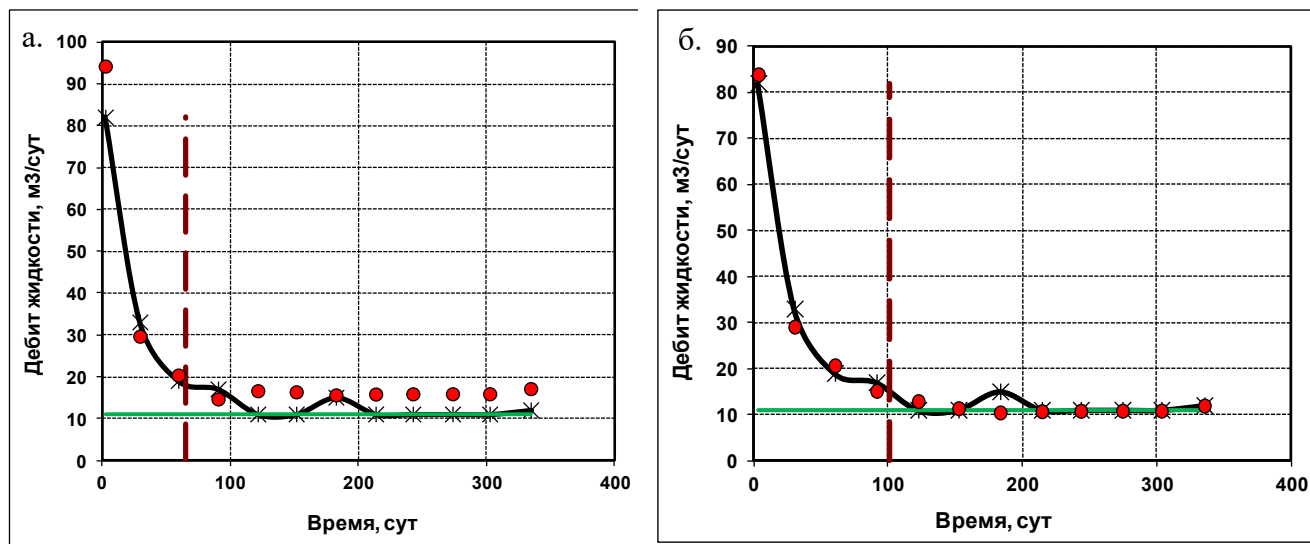


Рисунок 107 – Адаптация динамики работы скважины на неустановившемся режиме после ВНР двумя способами:

- - расчетная добыча жидкости, $q_{расч}$,
- ✕ - фактическая добыча жидкости, $q_{факт}$,
- - время начала псевдо-установившегося режима, t_{pss} ,
- - дебит на установившемся режиме, q_{ss} .

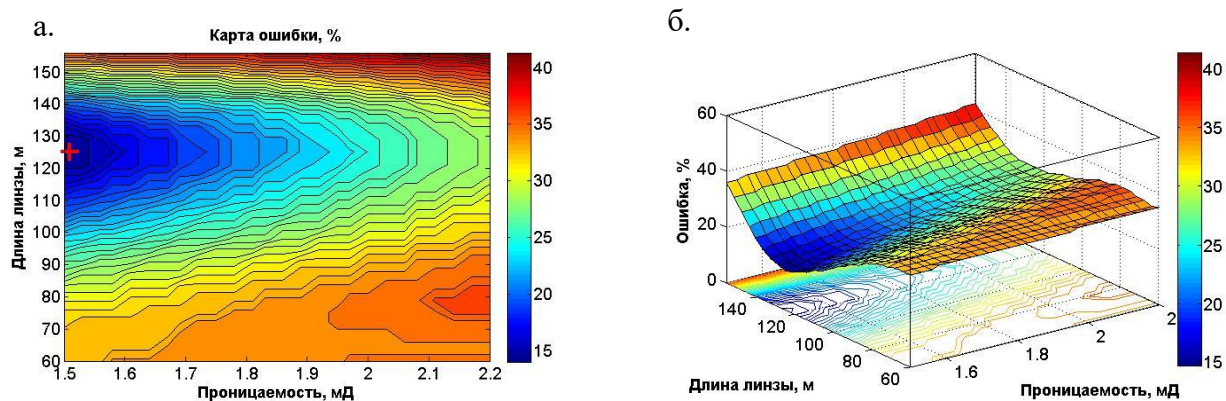


Рисунок 108 – Результаты расчетов невязки между расчетной и фактической добычей, соответствующие первому способу адаптации (Рисунок 107.а):

а. структурная карта невязки;

б. поверхность невязки;

- ⊕ - точка, соответствующая минимальному значению невязки.

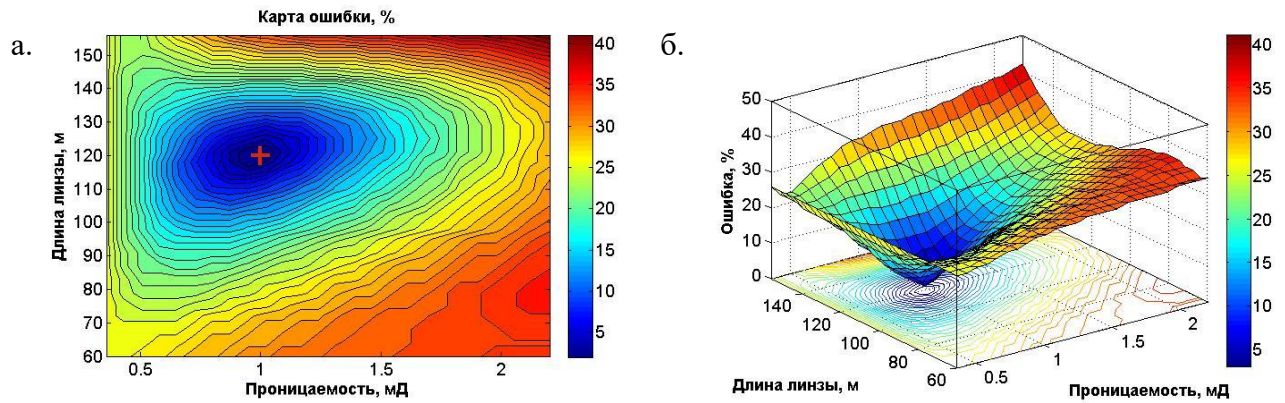


Рисунок 109 – Результаты расчетов невязки между расчетной и фактической добычей, соответствующие второму способу адаптации (Рисунок 107.б):

а. структурная карта невязки;

б. поверхность невязки;

✚ - точка, соответствующая минимальному значению невязки.

На Рисунке 110 изображены карта проницаемости и фрагмент карты несвязности на примере участка Приобского месторождения, построенного с учетом алгоритмов, описанных выше.

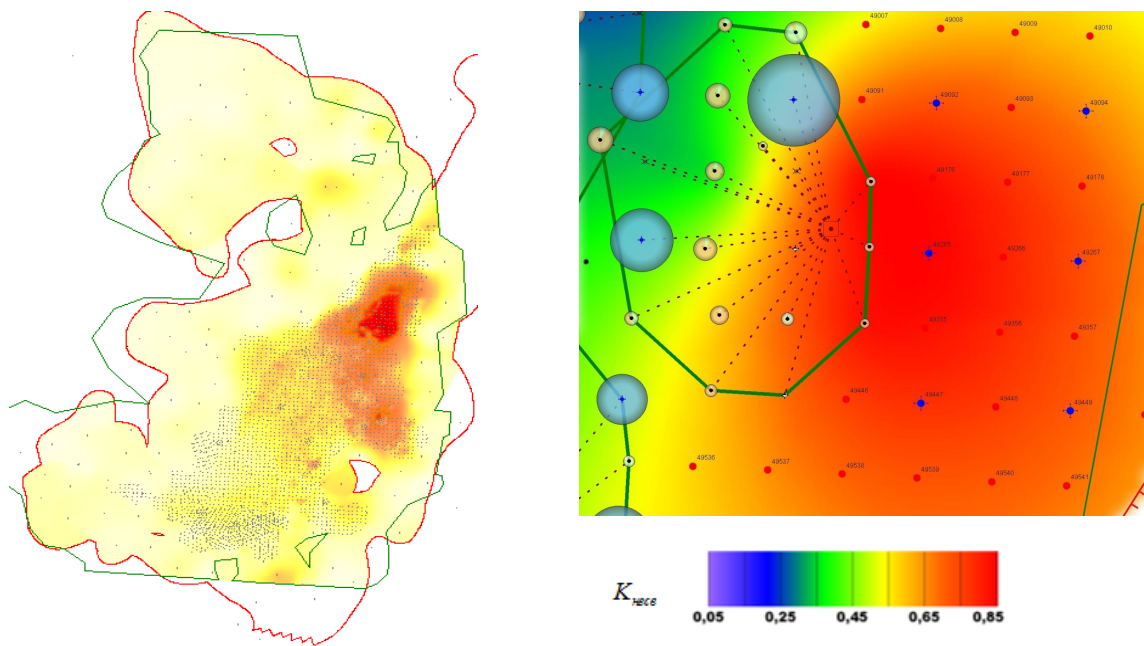


Рисунок 110 – Карта проницаемости (слева) и фрагмент карты несвязности (справа), построенные по результатам разработанных алгоритмов [24]

Аналитический анализ многоскважинных систем

Случай 1. Нестационарный случай. Пласт без границ и разломов. Параметры на скважинах не меняются. Нулевые скин-факторы. Вертикальные скважины.

Для такого случая система уравнений для давления в произвольной точке пласта выглядит следующим образом:

$$\Delta p(r_i, t) = \sum_{j=1}^{N_w} q_j a(r_{ij}, t) \quad (3.320)$$

где $a(r_{ij}, t)$ – функция источника, для нестационарной фильтрации в обычных координатах – это интегральная экспонента $a(r_{ij}, t) = \frac{\mu}{4\pi kh} Ei\left(-\frac{(r_{ij})^2}{4\kappa t}\right)$ или пространственный интеграл по источнику от нее: $a(r_{ij}, t) = \frac{\mu}{4\pi kh} \oint_{\Gamma_{wj}} Ei\left(-\frac{(r-r_j)^2}{4\kappa t}\right) dl$, где интеграл берется по контуру j -ой скважины Γ_{wj} .

Задача моделирования поля давления вполне определяется дебитами и kh . Однако на скважинах, как правило, также известны и забойные давления. Попробуем исходя из этой дополнительной информации идентифицировать kh .

Перепишем данное уравнение в следующем виде:

$$\Delta p(r_i, t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j a_D(r_{ij}, t) \quad (3.321)$$

где $C_j = \frac{\mu_j}{2\pi k_j h_j}$, $a_D(r_{ij}, t) = \frac{1}{2} Ei\left(-\frac{(r_{ij})^2}{4\kappa t}\right)$, где таким образом мы убрали размерную часть справа от уравнения в коэффициент C_j , содержащий интересующую нас информацию о kh .

Необходимо отметить, что именно в коэффициентах C_j сидит интересующая нас информация о параметрах пласта. Задача состоит в том, чтобы выделить эту независимую от времени часть для разных случаев: с постоянными и переменными режимами, с наличием скин-фактора и без него. В отличие от стационарного подхода – там все составляющие уравнения были стационарны, что облегчало решение системы уравнений.

Запишем уравнения (3.321) относительно забойных давлений:

$$\Delta p(r_{wi}, t) = \Delta p_{wfi} = \sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j a_{Dij}(t) \quad (3.322)$$

где r_{ij} – расстояние между i -ой и j -ой скважинами;

$r_{ii} = r_{wi}$;

Δp_{wfi} – депрессия на i -ой скважине;

$a_{Dij} = a_D(r_{ij}, t)$.

То же самое в матричном виде:

$$\overrightarrow{\Delta p_{wf}}(t) = \hat{A}(t) \times \overrightarrow{Cq} \quad (3.323)$$

где $\overrightarrow{Cq} = (C_1 q_1, \dots, C_N q_N)^T$;

$\hat{A}$ – матрица коэффициентов a_{Dij} .

Представим вектор $\vec{Cq}$ в виде произведения матрицы дебитов $\hat{q}$ на вектор коэффициентов $\vec{C}$ в следующем виде:

$$\vec{Cq} = \hat{q} \times \vec{C} \quad (3.324)$$

или

$$\begin{pmatrix} C_1 q_1 \\ \dots \\ C_N q_N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} q_1 & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & q_N \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} C_1 \\ \dots \\ C_N \end{pmatrix} \quad (3.325)$$

Тогда из уравнения получим:

$$\vec{\Delta p_{wf}}(t) = \hat{A}(t) \times (\hat{q} \times \vec{C}) = (\hat{A}(t) \times \hat{q}) \times \vec{C} = \hat{D}(t) \times \vec{C} \quad (3.326)$$

где $\hat{D}(t) = \hat{A}(t) \times \hat{q}$.

Отсюда можем решить данное уравнение относительно вектора неизвестных:

$$\vec{C} = \hat{D}^{-1}(t) \times \vec{\Delta p_{wf}}(t) \quad (3.327)$$

Таким образом мы получили, что на каждый момент времени можно идентифицировать параметры стационарного вектора $\vec{C}$, внутри которых вшита информация о параметрах пласта.

Случай 2. Пласт без границ и разломов. Параметры на скважинах не меняются. Ненулевые скин-факторы. Вертикальные скважины.

Рассмотрим пласт с ненулевыми скин-факторами. Тогда давление в каждой точке пласта также описывается с помощью уравнения (3.321). Предположим, что нам известны скин-факторы и забойные давления. Отсюда можно идентифицировать закрепленные kh на скважинах. Запишем уравнения для забойных давлений:

$$\Delta p(r_{wi}, t) = \Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j (a_D(r_{ij}, t) + \delta_{ij} S_i) \quad (3.328)$$

где $C_j = \frac{\mu_j}{2\pi k_j h_j}$;

$$a_D(r_{ij}, t) = \frac{1}{2} Ei \left(-\frac{(r_{ij})^2}{4\kappa t} \right);$$

S_i – скин фактор i -ой скважины.

В матричном виде данное выражение примет вид:

$$\vec{\Delta p_{wf}}(t) = (\hat{A}(t) + \hat{S}) \times \vec{Cq} \quad (3.329)$$

$$\text{где } \hat{S} = \begin{pmatrix} S_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & S_2 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & S_N \end{pmatrix}.$$

Аналогично Случаю 1 преобразуем вектор $\vec{Cq}$:

$$\vec{Cq} = \hat{q} \times \vec{C} \quad (3.330)$$

Получим:

$$\overrightarrow{\Delta p_{wf}}(t) = (\hat{A}(t) + \hat{S}) \times \hat{q} \times \vec{C} = \hat{D}_S(t) \times \vec{C} \quad (3.331)$$

где $\hat{D}_S(t) = (\hat{A}(t) + \hat{S}) \times \hat{q}$ – нестационарная матрица, которая содержит в том числе информацию о скин-факторах.

Отсюда окончательно получаем:

$$\vec{C} = \hat{D}_S^{-1}(t) \times \overrightarrow{\Delta p_{wf}}(t) \quad (3.332)$$

Если известна информация о закрепленных kh – известен вектор $\vec{C}$, то можно определить скин-факторы. Для этого запишем уравнение (3.329):

$$\overrightarrow{\Delta p_{wf}}(t) = (\hat{A}(t) + \hat{S}) \times \vec{Cq} \quad (3.333)$$

Решим систему относительно скин-факторов:

$$\vec{S}_{Cq} = \overrightarrow{\Delta p_{wf}}(t) - \hat{A}(t) \times \vec{Cq} \quad (3.334)$$

где вектор $\vec{S}_{Cq} = \hat{S} \times \vec{Cq}$, таким образом i -ая координата этого вектора равна: $S_{Cqi} = \frac{\mu_i q_i}{2\pi k_i h_i} S_i$. Все величины этого вектора за исключением самого скин-фактора S_i известны, таким образом на каждый момент времени можно определить скин-фактор, что дает в руки мощный инженерный инструмент для анализа динамики скин-фактора.

Плюс такого подхода в том, что нет необходимости в введении дополнительных предположений об области влияния скважин, выделении скользящего окна и т.д. – все определяется автоматически.

Случай 3. Пласт без границ и разломов. Параметры на скважинах меняются. Нулевые скин-факторы. Вертикальные скважины.

Когда на скважинах происходит изменение режимов работы, давление в произвольной точке выражается с помощью интеграла Дюамеля:

$$\Delta p(r_i, t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \frac{\partial q_j(\tau)}{\partial \tau} \cdot a_D(r_{ij}, t - \tau) d\tau \quad (3.335)$$

Распишем эту систему уравнений относительно забойных давлений скважин:

$$\Delta p(r_{wi}, t) = \Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \frac{\partial q_j(\tau)}{\partial \tau} \cdot a_{Dij}(t - \tau) d\tau \quad (3.336)$$

где Δp_{wfi} – депрессия на i -ой скважине;

$$a_{Dij}(t - \tau) = a_D(r_{ij}, t - \tau) = \frac{1}{2} Ei \left(-\frac{(r_{ij})^2}{4\kappa(t - \tau)} \right);$$

r_{ij} расстояние между i -ой и j -ой скважинами;

$$r_{ii} = r_{wi}.$$

В матричном виде:

$$\overrightarrow{\Delta p_{wf}}(t) = \hat{B}(t) \times \vec{C} \quad (3.337)$$

где элементами каждый элемент матрицы $\hat{B}(t)$ определяется путем численного решения интеграла Дюамеля: $b_{ij} = \int_0^t \frac{\partial q_j(\tau)}{\partial \tau} \cdot a_{Dij}(t - \tau) d\tau$.

Перепишем последние выражения (3.336)-(3.337) в форме более удобной для реализации в виде численной программы. Разобьем отрезок времени на K равных интервалов, в пределах которых будем считать, что дебиты по скважинам постоянны, тогда забойное давление в соответствии с принципом суперпозиции:

$$\Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t - t^k) \quad (3.338)$$

где q_j^k – дебит по скважине в период времени (t^k, t^{k+1}) .

Перепишем это выражение в виде:

$$\Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K \Delta q_j^k a_{Dij}(t - t^k) \quad (3.339)$$

где $\Delta q_j^k = q_j^k - q_j^{k-1}$.

Таким образом окончательно элементы матрицы $\hat{B}(t)$ на каждый момент времени вычисляются следующим образом:

$$b_{ij} = C_j \sum_{k=1}^K \Delta q_j^k a_{Dij}(t - t^k) \quad (3.340)$$

Таким образом мы можем решить уравнение относительно вектора неизвестных:

$$\vec{C} = \hat{B}^{-1}(t) \times \overrightarrow{\Delta p_{wf}}(t) \quad (3.341)$$

Необходимо отметить, что поскольку по всем скважинам дебиты в пределах рассматриваемых отрезков времени постоянны, то порядок суммирования в (3.339) можно поменять. Действительно, поскольку уравнение линейно, то можно независимо сначала сложить вклад каждой отдельной скважины в данной точке за все отрезки времени, а потом сложить вклад по всем скважинам. Либо на каждый момент времени сложить вклад по всем скважинам на данный момент времени, а затем сложить эти вклады по всем моментам времени. Таким образом (3.339) можно записать в следующем виде:

$$\Delta p_{wfi}(t) = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^{N_w} C_j \Delta q_j^k a_{Dij}(t - t^k) \quad (3.342)$$

Случай 4. Пласт без границ и разломов. Параметры на скважинах меняются. Ненулевые скин-факторы. Вертикальные скважины.

Пусть на скважинах имеются ненулевые скин-факторы, тогда уравнения по определению поля давления:

$$\Delta p(r_i, t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \frac{\partial q_j(\tau)}{\partial \tau} \cdot a_D(r_{ij}, t - \tau) d\tau \quad (3.343)$$

При этом уравнения для перепада давлений на скважинах уравнения изменятся:

$$\Delta p(r_{wi}, t) = \Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_j(\tau) \cdot [a_{Dij}(t - \tau) + \delta_{ij} S_i] d\tau \quad (3.344)$$

Раскроем скобки:

$$\begin{aligned} \Delta p_{wfi}(t) &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \left[\frac{\partial}{\partial \tau} q_j a_{Dij}(t - \tau) + \delta_{ij}(\tau) S_i \frac{\partial}{\partial \tau} q_j \right] d\tau = \\ &= \sum_{j=1}^{N_w} \left[C_j \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_j(\tau) a_{Dij}(t - \tau) d\tau \right] + C_i S_i \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_i(\tau) \cdot d\tau \end{aligned} \quad (3.345)$$

где по определению: $q_i(t) = \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_i(\tau) \cdot d\tau$.

Таким образом окончательно получаем:

$$\Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} \left[C_j \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_j(\tau) a_{Dij}(t - \tau) d\tau \right] + C_i S_i q_i(t) \quad (3.346)$$

Перепишем уравнение (3.344) в виде дискретных сумм:

$$\Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) [a_{Dij}(t - t^k) + \delta_{ij} S_i] \quad (3.347)$$

Раскроем скобки:

$$\begin{aligned} \Delta p_{wfi}(t) &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) [a_{Dij}(t - t^k) + \delta_{ij} S_i] \\ &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t - t^k) + \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) \delta_{ij} S_i \\ &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t - t^k) + C_i S_i \sum_{k=1}^K (q_i^k - q_i^{k-1}) \end{aligned} \quad (3.348)$$

Отметим, что $\sum_{k=1}^K (q_i^k - q_i^{k-1})$ – есть не что иное как текущий дебит:

$$\sum_{k=1}^K (q_i^k - q_i^{k-1}) = q_i^K = q_i(t) \quad (3.349)$$

Таким образом:

$$\Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t - t^k) + C_i S_i q_i(t^K) \quad (3.350)$$

Уравнение в матричном виде:

$$\overrightarrow{\Delta p_{wf}}(t) = \hat{B}(t) \times \vec{C} + \hat{S}_q(t) \times \vec{C} \quad (3.351)$$

где элементы матрицы $\hat{S}_q(t)$ определяются следующим образом $S_{qij} = \delta_{ij} q_i(t) S_i$

Отсюда для получения вектора kh для каждого момента времени:

$$\vec{C} = [\hat{B}(t) + \hat{S}_q(t)]^{-1} \times \overrightarrow{\Delta p_{wf}}(t) \quad (3.352)$$

Если закрепленные kh уже известны, то из уравнений (3.346), (3.350) можно получить динамику скин-факторов:

$$S_i = \frac{1}{C_i q_i(t)} \left(\Delta p_{wfi}(t) - \sum_{j=1}^{N_w} \left[C_j \int_0^t q_j(\tau) a_{Dij}(t - \tau) d\tau \right] \right) + C_i S_i q_i(t) \quad (3.353)$$

$$S_i = \frac{1}{C_i q_i(t)} \left(\Delta p_{wfi}(t) - \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t - t^k) \right) \quad (3.354)$$

Примечание: Необходимо отметить, что если закрепленные kh по скважинам есть возможность уточнить из сторонних источников – например из факторного анализа неустойчившегося режима, то для уточнения динамики скин-фактора лучше вместо вектора C_j использовать матрицу $C_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_i}{2\pi k_i h_i} + \frac{\mu_j}{2\pi k_j h_j} \right)$ для каждой пары скважин. Уравнения переписутся в виде:

$$\Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} \left[\int_0^t C_{ij} \frac{\partial}{\partial \tau} q_j(\tau) a_{Dij}(t - \tau) d\tau \right] + C_i S_i q_i(t) \quad (3.355)$$

$$\Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} \sum_{k=1}^K C_{ij} (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t - t^k) + C_i S_i q_i(t) \quad (3.356)$$

Такая постановка более корректна поскольку взаимодействия между двумя скважинами должны быть пропорциональны средним kh . При нахождении kh мы не используем вектор C_j поскольку не можем в явном виде разрешить систему уравнений. При этом итерационные и регрессионные методы уже приводят к неединственному решению. Однако, если kh известны, то

правильнее для нахождения динамики скин-факторов по скважинам пользоваться уравнениями (3.355), (3.356).

Случай 5. Пласт с границами. Вертикальные скважины. Параметры на скважинах не меняются. Нулевые скин-факторы.

Рассмотрим неустановившийся режим для пласта с наличием разломов и границ. Поскольку в этом случае появляются псевдоисточники, которые определяют условия на границах и их дебиты переменны, то для этих источников необходимо записывать в общем случае интегралы Дюамеля.

Запишем выражение для динамики давления в произвольной точке пласта:

$$\Delta p(r_i, t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j a_D(r_{ij}, t) + \sum_{l=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dil}(r_{il}, t - \tau) d\tau \quad (3.357)$$

где N_b – количество элементов границы пласта;

функция $b_{Dil}(r_{il}, t - \tau)$ – есть пространственный интеграл по участку (элементу) границы, если участок границы аппроксимирован линейным отрезком, то

$$b_{Dil}(r_{il}, t) = \frac{1}{L_l} \int_{[P_l, P_{l-1}]} Ei\left(-\frac{(r_{il})^2}{4\kappa t}\right) dl, \quad (3.358)$$

где r_{il} – расстояние от центра l -го участка границы $[P_l, P_{l-1}]$, до точки r_i ;

L_l – длина j -го участка границы.

Выражение (3.357) отличается от (3.321) наличием второго члена, определяющего влияние границ. Распишем данное выражение для забойных давлений на скважинах:

$$\Delta p(r_{wi}, t) = \Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j a_D(r_{ij}, t) + \sum_{l=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dil}(t - \tau) d\tau \quad (3.359)$$

где $b_{Dil}(t - \tau) = b_{Dil}(r_{il}, t - \tau)$;

r_{il} – расстояние между центром l -го участка границы и i -ой скважиной.

Пусть нам известны забойные давления и дебиты на каждый момент времени. Вычислим из этих данных C_j для каждого момента времени. При этом необходимо отметить, что в каждый момент времени у нас есть N_b неизвестных переменных, отвечающих дебитам псевдоисточников, и N_w неизвестных, отвечающих за C_j – коэффициенты пропорциональные закрепленным kh . Для однозначного разрешения системы уравнений на каждом временном шаге у нас есть N_w уравнений для забойных давлений. Недостающие уравнения возьмем из граничных условий на внешней границе пласта – будем предполагать, что по границе пласта задано давление или переток. Итого имеем: $N_w + N_b$ уравнений. В таком случае система запишется следующим образом:

N_w уравнений:

$$\Delta p(r_{wi}, t) = \Delta p_{wfi}(t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j a_D(r_{ij}, t) + \sum_{l=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dil}(t - \tau) d\tau \quad (3.360)$$

где r_{ij} – расстояние между i -ой и j -ой скважинами

N_b^p уравнений для участков границы с заданным давлением:

$$\Delta p_l(t) = \Delta p(r_l, t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j a_D(r_{jl}, t) + \sum_{m=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dml}(r_{ml}, t - \tau) d\tau \quad (3.361)$$

где r_{jl} – расстояние между j -ой скважиной и центром l -ого участка границы;

r_{ml} – расстояние между центрами m -ого и l -ого участка границы.

N_b^q уравнений для участков границы с заданным давлением ($N_b^q = N_b - N_b^p$):

$$\begin{aligned} Q_{bl} &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \frac{\partial}{\partial n_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j a_D(r_{jl}, t) + \sum_{m=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dml}(r_{ml}, t - \tau) d\tau \right] \\ &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j \frac{\partial}{\partial n_l} a_D(r_{jl}, t) \right. \\ &\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot \frac{\partial}{\partial n_l} b_{Dml}(r_{ml}, t - \tau) d\tau \right] \end{aligned} \quad (3.362)$$

где Q_{bl} – заданные потоки по границе пласта.

Уравнения относительно псевдоисточников и скважин несимметричны в связи с тем, что на скважинах нам известны и дебиты, и забойные давления, а для псевдоисточников известны или забойные давления, или перетоки.

Случай 6. Пласт с границами. Вертикальные скважины. Параметры на скважинах не меняются. Ненулевые скин-факторы.

В случае присутствия ненулевых скин-факторов по сравнению с предыдущим случаем изменится только выражения для вычисления забойных давлений по скважинам:

$$\begin{aligned} \Delta p(r_{wi}, t) &= \Delta p_{wfi}(t) \\ &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j (a_D(r_{ij}, t) + \delta_{ij} S_i) + \sum_{l=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dil}(t - \tau) d\tau \end{aligned} \quad (3.363)$$

Остальные выражения останутся такими же (3.361)-(3.362). Поэтому если необходимо идентифицировать C_j при известных скин-факторах – способ решения задачи тот же, что и в предыдущем случае с нулевыми скин-факторами.

Если же нам известны закрепленные kh , то в уравнении для забойных давлений будем использовать коэффициенты $C_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_i}{2\pi k_i h_i} + \frac{\mu_j}{2\pi k_j h_j} \right)$:

$$\begin{aligned} \Delta p(r_{wi}, t) &= \Delta p_{wfi}(t) \\ &= \sum_{j=1}^{N_w} q_j C_{ij} (a_D(r_{ij}, t) + \delta_{ij} S_i) + \sum_{l=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dil}(t - \tau) d\tau \end{aligned} \quad (3.364)$$

Таким образом, если необходимо идентифицировать скин-факторы, то задача упрощается, поскольку в уравнения для определения неизвестных дебитов псевдоисточников теперь не входят выражения для неизвестных скин-факторов (как было ранее с C_j). Действительно имеем:

N_b^p уравнений для участков границы с заданным давлением:

$$\Delta p_l(t) = \Delta p(r_l, t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j q_j a_D(r_{jl}, t) + \sum_{m=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dml}(r_{ml}, t - \tau) d\tau \quad (3.365)$$

где r_{jl} – расстояние между j -ой скважиной и центром l -ого участка границы.

N_b^q уравнений для участков границы с заданным давлением ($N_b^q = N_b - N_b^p$):

$$\begin{aligned} Q_{bl} &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \frac{\partial}{\partial n_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_{jl} q_j a_D(r_{jl}, t) + \sum_{m=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dml}(r_{ml}, t - \tau) d\tau \right] \\ &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_{jl} q_j \frac{\partial}{\partial n_l} a_D(r_{jl}, t) \right. \\ &\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot \frac{\partial}{\partial n_l} b_{Dml}(r_{ml}, t - \tau) d\tau \right] \end{aligned} \quad (3.366)$$

где C_{jl} – определяет средний kh при взаимодействии j -ой скважины с l -ым элементом границы. Он может выбираться из геометрических изображений (поскольку поле kh уже известно) или из среднего арифметического.

Когда мы определили дебиты псевдоисточников, есть возможность идентифицировать скин-факторы на каждом временном шаге:

$$S_i(t) = \frac{1}{q_i C_i} \left[\Delta p_{wfi}(t) - \sum_{l=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dil}(t - \tau) d\tau - \sum_{j=1}^{N_w} q_j C_{ij} a_D(r_{ij}, t) \right] \quad (3.367)$$

Случай 7. Пласт с границами. Вертикальные скважины. Параметры на скважинах меняются. Нулевые скин-факторы.

Рассмотрим случай, когда на скважинах меняются параметры. В таком случае уравнения для определения давления в произвольной точке переписывается в следующем виде:

$$\Delta p(r_i, t) = \sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t q_j(\tau) \cdot a_D(r_{ij}, t - \tau) d\tau + \sum_{l=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dil}(r_{il}, t - \tau) d\tau \quad (3.368)$$

В таком случае система уравнений (3.360), (3.361), (3.362) переписывается в виде N_w уравнений для скважин:

$$\begin{aligned} \Delta p(r_{wi}, t) &= \Delta p_{wfi}(t) \\ &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_j(\tau) \cdot a_{Dij}(t - \tau) d\tau + \sum_{l=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dil}(t - \tau) d\tau \end{aligned} \quad (3.369)$$

где $a_{Dij}(t - \tau) = a_D(r_{ij}, t - \tau)$;

r_{ij} – расстояние между i -ой и j -ой скважинами;

$b_{Dil}(t - \tau) = b_{Dil}(r_{il}, t - \tau)$;

r_{il} – расстояние между i -ой скважиной и центром l -го элемента.

N_b^p уравнений для участков границы с заданным давлением:

$$\begin{aligned} \Delta p_l(t) &= \Delta p(r_l, t) \\ &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_j(\tau) \cdot a_{Djl}(t - \tau) d\tau \\ &\quad + \sum_{m=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dml}(t - \tau) d\tau \end{aligned} \quad (3.370)$$

где $b_{Dml}(t - \tau) = b_{Dml}(r_{ml}, t - \tau)$;

r_{ml} – расстояние между центрами m -ого и l -ого участка границы.

N_b^q уравнений для участков границы с заданным дебитом ($N_b^q = N_b - N_b^p$):

$$\begin{aligned} Q_{bl} &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \frac{\partial}{\partial n_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_j(\tau) \cdot a_{Djl}(t - \tau) d\tau + \sum_{m=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dml}(t - \tau) d\tau \right] \\ &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_j(\tau) \cdot \frac{\partial}{\partial n_l} a_{Djl}(t - \tau) d\tau \right. \\ &\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot \frac{\partial}{\partial n_l} b_{Dml}(t - \tau) d\tau \right] \end{aligned} \quad (3.371)$$

В данной системе уравнений есть $N_w + N_b$ неизвестных (N_w неизвестных C_j и N_b неизвестных дебитов псевдоисточников на каждом моменте времени), а также $N_w + N_b$ уравнений на каждом временном шаге. Таким образом мы можем разрешить данную систему уравнений однозначно, определив неизвестные kh .

Перепишем данную систему в конечных суммах. Будем предполагать, что на каждом отрезке времени дебиты по скважинам и по псевдоисточникам постоянны:

$$\begin{aligned} \Delta p_{wfi}(t^K) &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t^K - t^k) \\ &\quad + \sum_{l=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dil}(t^K - t^k) \end{aligned} \quad (3.372)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_l(t^K) &= \Delta p(r_l, t^K) \\ &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \\ &\quad + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k) \end{aligned} \quad (3.373)$$

$$\begin{aligned} Q_{bl} &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \frac{\partial}{\partial n_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\ &\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k) \right] = \\ &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\ &\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} b_{Dml}(t^K - t^k) \right] \end{aligned} \quad (3.374)$$

Как отмечалось ранее мы можем поменять местами суммирование по времени и по источникам:

$$\Delta p_{wfi}(t^K) = \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t^K - t^k) + \sum_{l=1}^{N_b} (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dil}(t^K - t^k) \right] \quad (3.375)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_l(t^K) &= \Delta p(r_l, t^K) \\ &= \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\ &\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k) \right] \end{aligned} \quad (3.376)$$

$$\begin{aligned}
Q_{bl} &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \frac{\partial}{\partial n_l} \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\
&\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k) \right] \\
&= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j (q_j^k - q_j^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\
&\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} b_{Dml}(t^K - t^k) \right]
\end{aligned} \tag{3.377}$$

Перепишем уравнения (3.372)-(3.374) с учетом ненулевых скин-факторов:

$$\begin{aligned}
\Delta p_{wfi}(t^K) &= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) [a_{Dij}(t^K - t^k)] + q_i(t^K) C_i S_i \\
&\quad + \sum_{l=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dil}(t^K - t^k)
\end{aligned} \tag{3.378}$$

$$\begin{aligned}
\Delta p_l(t^K) &= \Delta p(r_l, t^K) \\
&= \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \\
&\quad + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k)
\end{aligned} \tag{3.379}$$

$$\begin{aligned}
Q_{bl} &= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \frac{\partial}{\partial n_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\
&\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k) \right] = \\
&= \frac{k_l h_l}{\mu_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\
&\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} b_{Dml}(t^K - t^k) \right]
\end{aligned} \tag{3.380}$$

Уравнение (3.378) можно переписать в следующем виде:

$$\begin{aligned}\Delta p_{wfi}(t^K) = & \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t^K - t^k) + C_i S_i q_i^K \\ & + \sum_{l=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dil}(t^K - t^k)\end{aligned}\quad (3.381)$$

Перепишем уравнения (3.375)-(3.377) с учетом ненулевых скин-факторов:

$$\begin{aligned}\Delta p_{wfi}(t^K) = & \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t^K - t^k) \right. \\ & \left. + \sum_{l=1}^{N_b} (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dil}(t^K - t^k) \right] + C_i S_i q_i^K\end{aligned}\quad (3.382)$$

$$\begin{aligned}\Delta p_l(t^K) = & \Delta p(r_l, t^K) \\ = & \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\ & \left. + \sum_{m=1}^{N_b} (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k) \right]\end{aligned}\quad (3.383)$$

$$\begin{aligned}Q_{bl} = & \frac{k_l h_l}{\mu_l} \frac{\partial}{\partial n_l} \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\ & \left. + \sum_{m=1}^{N_b} (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k) \right] \\ = & \frac{k_l h_l}{\mu_l} \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j (q_j^k - q_j^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\ & \left. + \sum_{m=1}^{N_b} (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} b_{Dml}(t^K - t^k) \right]\end{aligned}\quad (3.384)$$

Пусть даны скин-факторы, дебиты и забойные давления по скважинам, а также известны граничные условия по внешним границам пласта. Тогда имеем систему уравнений с $N_w + N_b$ неизвестных (N_w неизвестных C_j и N_b неизвестных дебитов псевдоисточников на каждом моменте времени), а также $N_w + N_b$ уравнений на каждом временном шаге. Таким образом мы можем разрешить данную систему уравнений однозначно, определив неизвестные kh .

Если неизвестны скин-факторы, но известны kh (C_j), тогда также система уравнений разрешается однозначно: из уравнений (3.383)-(3.384) находим дебиты псевдоисточников, а из уравнения (3.382) – скин-факторы на каждом временном шагу:

$$S_i(t^K) = \frac{1}{C_i q_i^K} \left\{ \Delta p_{wfi}(t^K) - \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Dij}(t^K - t^k) + \sum_{l=1}^{N_b} (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dil}(t^K - t^k) \right] \right\} \quad (3.385)$$

Также система разрешается, если на каких-то скважинах известны скин-факторы, а на каких-то закрепленные kh . Однако система уравнений не будет иметь такой явный вид.

Случай 8. Пласт с границами и дизъюнктивными нарушениями. Вертикальные скважины. Параметры на скважинах меняются. Ненулевые скин-факторы.

Для случая наличия в пласте дизъюнктивных нарушений система уравнений сильно не поменяется: добавятся уравнения, отвечающие за мощность источников на разломах.

$$\begin{aligned} \Delta p(r_i, t) = & \sum_{j=1}^{N_w} C_j \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} q_j(\tau) \cdot [a_D(r_{ij}, t - \tau)] d\tau \\ & + \sum_{l=1}^{N_b} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_l(\tau) \cdot b_{Dil}(r_{il}, t - \tau) d\tau \\ & + \sum_{m=1}^{N_f} \sum_{n=1}^{N_m} \int_0^t \frac{\partial}{\partial \tau} \tilde{q}_{mn}(\tau) \cdot b_{Dimn}(r_{imn}, t - \tau) d\tau \end{aligned} \quad (3.386)$$

где N_f – количество разломов;

(τ) – дебит n -го сегмента m -го разлома; r_{imn} – расстояние от точки r_i до центра n -го сегмента m -го разлома;

N_m – количество сегментов m -го разлома.

Отсюда у нас получается $(N_m \times N_f + N_b + N_w)$ неизвестных: соответственно мощности источников на разломах, границах пласта, а также неизвестные закрепленные проницаемости. Их мы можем идентифицировать исходя из решения системы уравнений, задающих граничные условия, давления на скважинах, а также внешние граничные условия:

Запишем уравнения для забойных давлений (N_w уравнений), уравнения для граничных условий пласта (N_b уравнений) и уравнения для сегментов разломов (уравнений). Перепишем уравнения (3.372)-(3.374) с учетом ненулевых скин-факторов:

$$\begin{aligned} \Delta p_{wfi}(t^K) = & \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) [a_{Dij}(t^K - t^k)] + q_i(t^K) C_i S_i \\ & + \sum_{l=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dil}(t^K - t^k) \\ & + \sum_{m=1}^{N_f} \sum_{n=1}^{N_m} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_{mn}^k - \tilde{q}_{mn}^{k-1}) b_{Dimn}(t^K - t^k) \end{aligned} \quad (3.387)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_l(t^K) = & \Delta p(r_l, t^K) \\ = & \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \\ & + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k) \end{aligned} \quad (3.388)$$

$$\begin{aligned} Q_{bl} = & \frac{k_l h_l}{\mu_l} \frac{\partial}{\partial n_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\ & \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dml}(t^K - t^k) \right] = \\ = & \frac{k_l h_l}{\mu_l} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} a_{Djl}(t^K - t^k) \right. \\ & \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_l} b_{Dml}(t^K - t^k) \right] \end{aligned} \quad (3.389)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_s(t^K) = & \Delta p(r_s, t^K) \\ = & \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djs}(t^K - t^k) \\ & + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dms}(t^K - t^k) \end{aligned} \quad (3.390)$$

$$\begin{aligned}
Q_{fs} &= \frac{k_s h_s}{\mu_s} \frac{\partial}{\partial n_s} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) a_{Djs}(t^K - t^k) \right. \\
&\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dms}(t^K - t^k) \right] = \\
&= \frac{k_s h_s}{\mu_s} \left[\sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_s} a_{Djs}(t^K - t^k) \right. \\
&\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) \frac{\partial}{\partial n_s} b_{Dms}(t^K - t^k) \right]
\end{aligned} \tag{3.391}$$

Здесь предполагается, что условия на внешних границах пласта $\Delta p_l(t^K)$ и Q_{bl} , а также на внутренних разломах Δp_s и Q_{fs} известны на каждый момент времени.

Таким образом, система уравнений однозначно разрешается на каждом временном шаге. При этом динамика скин-фактора определяется однозначно из уравнения (3.387) при известных закрепленных kh по скважинам:

$$\begin{aligned}
S_i(t^K) &= \frac{1}{q_i(t^K) C_i} \left\{ \Delta p_{wfi}(t^K) \right. \\
&\quad - \sum_{j=1}^{N_w} C_j \sum_{k=1}^K (q_j^k - q_j^{k-1}) [a_{Dij}(t^K - t^k)] + q_i(t^K) C_i S_i \\
&\quad + \sum_{l=1}^{N_b} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_l^k - \tilde{q}_l^{k-1}) b_{Dil}(t^K - t^k) \\
&\quad \left. + \sum_{m=1}^{N_f} \sum_{n=1}^{N_m} \sum_{k=1}^K (\tilde{q}_{mn}^k - \tilde{q}_{mn}^{k-1}) b_{Dimn}(t^K - t^k) \right\}
\end{aligned} \tag{3.392}$$

Численный анализ многоскважинных систем

Коэффициенты матрицы влияния и матрицы взаимных продуктивностей G_{ij} и J_{ij} - являются функциями времени и испытывают сильное изменение в процессе неустановившегося режима (Рисунок 111). Однако с некоторого момента времени данные коэффициенты меняются слабо (обозначим их установившиеся значения через G_{ij}^{ss} и J_{ij}^{ss}). Такой режим работы скважин носит название псевдоустановившийся.

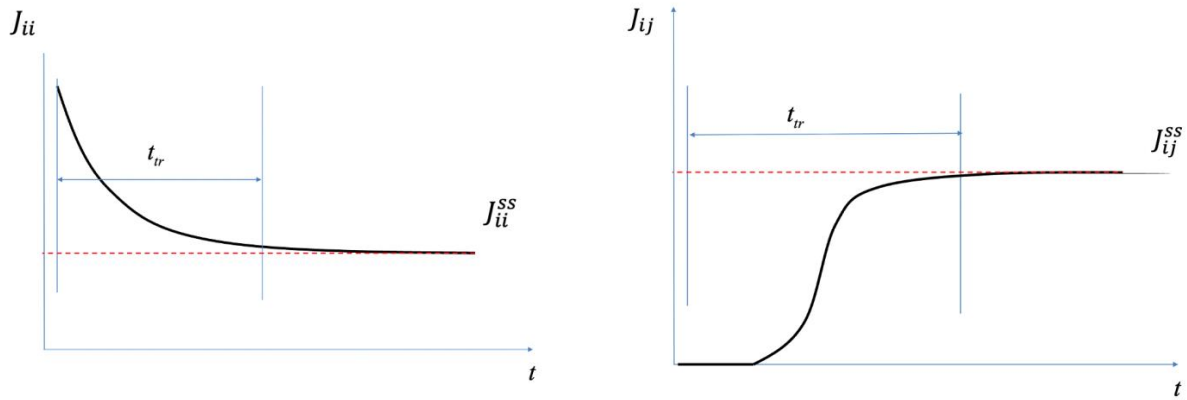


Рисунок 111 – Динамика изменения диагональных (слева) и недиагональных коэффициентов матрицы продуктивности (справа)

В работе даны оценки времени наступления псевдоустановившегося режима и времени его протекания. Начало режима можно оценить как утроенное время окончания неустановившегося режима:

$$t_1 = 0.3 \frac{A}{\kappa} \quad (3.393)$$

где A – площадь рассматриваемой системы;

κ – средний коэффициент пьезопроводности.

А его конец исходя из следующей формулы:

$$t_2 = \frac{1}{\lambda} \ln \left(\frac{1 (p_{res}^{ss} - p_{res}^0) \sum_{i=1}^N J_{ij}^{ss}}{\Delta \sum_{i=1}^N J_{ij}^{ss} (p_{wi} - p_{res}^0)} \right), \quad (3.394)$$

где $\lambda = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N J_{ij}^{ss}}{V_{por} C_t}$;

V_{por} – поровый объем системы;

p_{res}^{ss}, p_{res}^0 – установившееся и начальное среднее пластовое давление;

Δ – доля отклонения дебита, начиная с которой режим считается установившимся.

Коэффициенты матрицы взаимных продуктивностей отражают неоднородность и взаимовлияние скважин, могут быть использованы для расчета производительности многоскважинных систем, а также решения обратных задач. Кроме того, в данной работе результаты многих численно-аналитических методов, таких как методы граничных элементов и методы возмущения будут сведены к терминам матрицы взаимных продуктивностей. В целом оценки матрицы взаимных продуктивностей можно свести к вычислению коэффициентов для однородного случая, а также нахождению дополнительной неоднородной добавки:

$$\hat{J}_{неод} = \hat{J}_{одн} + \hat{\Delta}. \quad (3.395)$$

Ниже на Рисунке 112 представлен процесс оценки коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей из данных нормальной эксплуатации. Вопросы регуляризации решения такой

обратной задачи подробно описаны в кандидатской диссертации автора и здесь отдельно не приводятся [24].

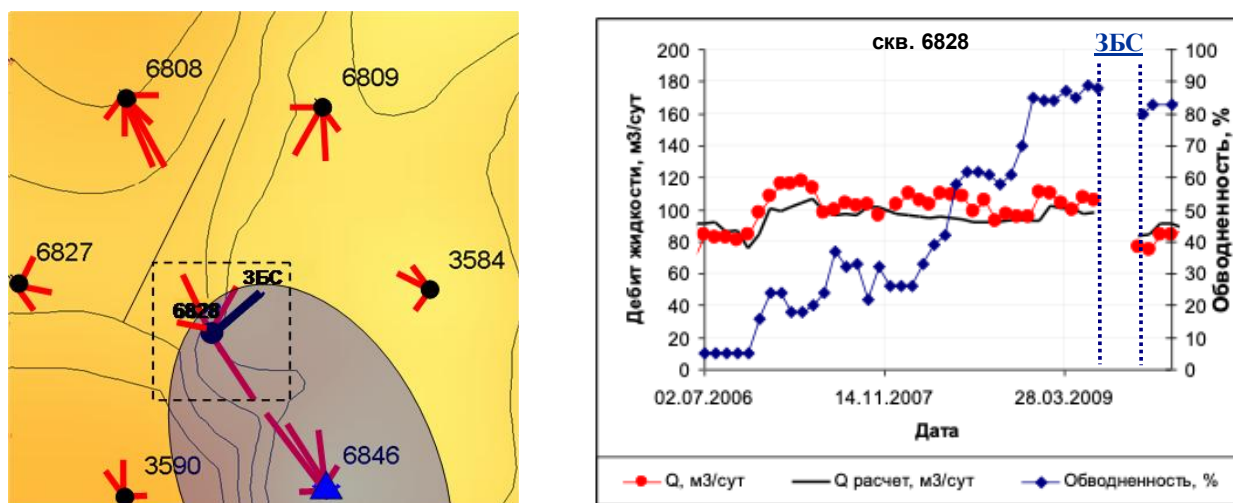


Рисунок 112 – Идентификация недиагональных элементов матрицы взаимных продуктивностей из данных нормальной эксплуатации скважин: слева – результат идентификации (отрезками обозначены недиагональные элементы), справа – результат адаптации динамики добычи на примере одной из скважин [24]

Матрица взаимных продуктивностей является мощным аналитическим инструментом для оценки производительности многоскважинных систем. Приведем несколько примеров.

3.8.2. Методы сопряженного построения карт геологических свойств пласта

В предыдущем разделе предложены алгоритмы идентификации закрепленных на скважине параметров пласта из данных «нормальной» эксплуатации. Данный раздел посвящен подходам по использованию этих параметров для построения карт свойств пласта, а также подходам сопряженного построения различных карт свойств пласта, поскольку данные параметры являются взаимозависимыми.

Сопряженное определение поля давления и поля проницаемости

Основной технологический вызов при идентификации параметров пласта и построении геологических карт на основании этих параметров заключается в необходимости согласованности значений по скважинам между собой, а также с внешними граничными условиями пласта и априорной геологической информацией (разломы, контуры замещения и выклинивания). Для этих целей в данном разделе предложены алгоритмы дополнительной групповой регуляризации закрепленных по скважинам параметров на каждом временном шаге

(ежемесячно/ежеквартально). Для этого воспользуемся результатами, изложенными в [37], в частности методом по идентификации карт гидропроводности из данных карт изобар.

Распишем уравнение двумерной фильтрации в пласте с переменной (но медленно меняющейся) мощностью:

$$\nabla \left(\frac{kh}{\mu} \nabla p \right) = h\varphi C_t \frac{\partial p}{\partial t} + W, \quad (3.396)$$

где W - распределение источников и стоков.

Раскроем скобки:

$$\nabla \sigma \cdot \nabla p + \sigma \Delta p = h\varphi C_t \frac{\partial p}{\partial t} + W, \quad (3.397)$$

где $\sigma = \frac{kh}{\mu}$.

При этом данное выражение справедливо и при зависящей от времени вязкости: $\sigma = \frac{kh}{\mu(t)}$.

Распишем данное выражение по координатам:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial x} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial \sigma}{\partial y} \frac{\partial p}{\partial y} + \sigma \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right) = h\varphi C_t \frac{\partial p}{\partial t} + W, \quad (3.398)$$

Если известна карта изобар, то неизвестными остаются следующие функции: $\frac{\partial \sigma}{\partial x}$, $\frac{\partial \sigma}{\partial y}$, σ . Для их нахождения достаточно трех карт изобар [37]. Действительно, у нас есть сеточно заданная функция $p(x, y)$. Отсюда находятся первые и вторые производные по координатам от давления – в соответствии с формулами численного дифференцирования.

Свободный член притока ищется исходя из динамики отборов и может быть аппроксимирован из кольцевого картирования для рассматриваемой точки, а также дополнительно усилен с помощью идентифицированной матрицы взаимных продуктивностей. Если говорить про замеры пластового давления на скважинах, то можно воспользоваться следующим алгоритмом. Распишем систему (3.397) до конечных разностей [37]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma}{\partial x} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial \sigma}{\partial y} \frac{\partial p}{\partial y} + \sigma \Delta p &= g_k(x, y), \\ g_k &= h\varphi C_t \left(\frac{p(t_{k+1}) - p(t_k)}{\Delta t} \right) + W_k. \end{aligned} \quad (3.399)$$

Разобьем все пространство на элементы, состоящие из четырех скважин (Рисунок 113). Причина, по которой выбраны именно элементы с четырьмя скважинами будет ясна ниже.

Свободный член будем определять из следующих соображений. Пусть необходимо определить значение гидропроводности в точке (x_0, y_0) , находящейся на пересечении диагоналей четырехугольника, образованного скважинами (Рисунок 113). Для определения

свободного члена будем предполагать, что каждая из скважин работает на данный сегмент с дебитом: $q_i' = q_i \frac{\alpha_i}{2\pi}$. Таким образом имеем для свободного члена:

$$W_k = \sum_{j=1}^4 \frac{\alpha_j}{2\pi} q_j(t_k). \quad (3.400)$$

В окрестности искомой точки предположим линейное разложение функции давления и функции гидропроводности [37]:

$$\begin{aligned} p &= E + (B(x - x_0) + C(y - y_0)) + \\ &+ (A_1(x - x_0)^2 + 2A_2(x - x_0)(y - y_0) + A_3(y - y_0)^2), \\ \sigma &= C_0 + a(x - x_0) + b(y - y_0). \end{aligned} \quad (3.401)$$

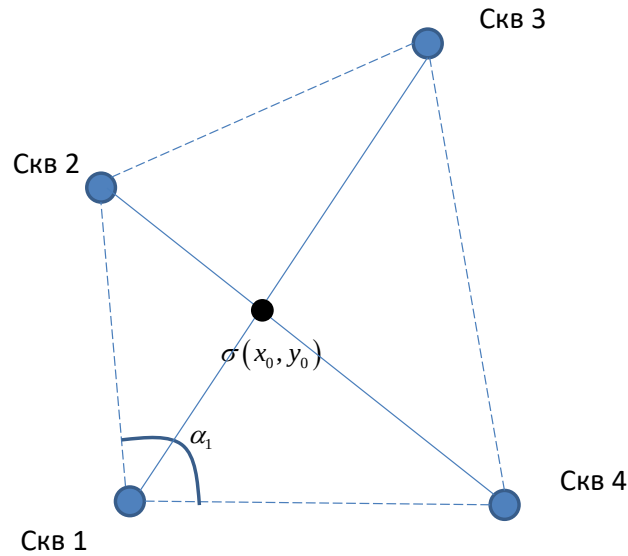


Рисунок 113 – К определению гидропроводности

Исходя из уравнения (3.399) в окрестности рассматриваемой точки (x_0, y_0) будем иметь:

$$\begin{aligned} &a(B + 2(A_1 + A_2)x) + b(C + 2(A_3 + A_2)y) + 2(C_0 + ax + by)(A_1 + A_3) \\ &= g_k(x, y). \end{aligned} \quad (3.402)$$

В окрестности рассматриваемой точки можем оставить только члены низшего порядка малости. И имея замеры в 4 скважинах можно идентифицировать гидропроводность в рассматриваемой точке. Отсюда можно определить и функцию гидропроводности.

В рассматриваемой диссертации данный подход доработан в соответствии со следующими пунктами:

1. При поиске коэффициентов разложения давления необходимо пользоваться данными замеров забойного давления (технологические режимы), не пластовых давлений.

2. В качестве аппроксимации поля давления используется метод граничных элементов, а не квадратичная аппроксимация.

3. Функцию источника необходимо аппроксимировать, нельзя использовать весь поток в элемент, поскольку уравнение записано для точки. Один из способов – с помощью осреднения среднего потока: $W_k = \frac{1}{S} \sum_{j=1}^4 \frac{\alpha_j}{2\pi} q_j(t_k)$, где S - площадь элемента. Можно также воспользоваться МГЭ для определения потока в рассматриваемой точке.

4. В качестве начального приближения поля проницаемости используются закрепленные значения на скважинах, уточнение гидропроводности направлено на межскважинные области.

5. Если необходимо выразить и функцию давления, и функцию гидропроводности на всем элементе, тогда нужно рассматривать элемент из шести скважин. Рассматриваемая точка должна быть в центре. Решая систему уравнений для забойных давлений для k -ого момента времени, найдем коэффициенты:

$$\begin{cases} p_k^{w1} = E_k + B_k x_{w1} + C_k y_{w1} + A_{1k} x_{w1}^2 + 2A_{2k} x_{w1} y_{w1} + A_{3k} y_{w1}^2 \\ \dots \\ p_k^{w6} = E_k + B_k x_{w6} + C_k y_{w6} + A_{1k} x_{w6}^2 + 2A_{2k} x_{w6} y_{w6} + A_{3k} y_{w6}^2 \end{cases} \quad (3.403)$$

Далее находим из уравнения

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma}{\partial x} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial \sigma}{\partial y} \frac{\partial p}{\partial y} + \sigma \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right) = \\ = a(B + 2A_1 x + 2A_2 y) + b(C + 2A_2 x + 2A_3 y) + 2(C_0 + ax + by)(A_1 + A_3) = \\ = aB + 2A_1 ax + 2A_2 ay + Cb + 2A_2 bx + 2A_3 by + 2A_1 ax + 2A_3 ax + 2A_1 by \\ + 2A_3 by + 2C_0(A_1 + A_3) = \\ = aB + bC + 2C_0(A_1 + A_3) + 4A_1 ax + 4A_3 by + 2A_2 ay + 2A_2 bx + 2A_3 ax + \\ 2A_1 by, \end{aligned} \quad (3.404)$$

Отсюда окончательно для k -ого момента времени:

$$\begin{aligned} aB_k + bC_k + 2C_0(A_{1k} + A_{3k}) + 4A_{1k} ax + 4A_{3k} by + \\ + 2A_{2k} ay + 2A_{2k} bx + 2A_{3k} ax + 2A_{1k} by = g_k(x, y), \end{aligned} \quad (3.405)$$

Решая эту систему для трех моментов времени, находим неизвестные коэффициенты.

6. Есть способ упростить данное выражение и искать значение гидропроводности в рассматриваемой точке, а также направления производных в данной точке. Для этого справедливо разложение в окрестности рассматриваемой точки. Поэтому в уравнении (3.405) можно оставить только члены наименьшего порядка малости, как и ранее:

$$aB_k + bC_k + 2C_0(A_{1k} + A_{3k}) = g_k(0,0), \quad (3.406)$$

В рассматриваемой точке $(0,0)$ нам необходимо знать только коэффициент E_k который по сути равен значению давления в данной точке, таким образом окончательно имеем:

$$aB_k + bC_k + 2C_0A_k = h\varphi C_t \left(\frac{E_{k+1} - E_k}{\Delta t} \right) + W_k, \quad (3.407)$$

Коэффициенты B_k и C_k , E_k могут быть оценены напрямую из карты изобар. Квадратичный член A_k также может быть получен из карты изобар. После идентификации коэффициентов a , b , C_0 мы имеем значение гидропроводности в рассматриваемой точке C_0 , а также производные по оси абсцисс и ординат в рассматриваемой точке. Таким образом с помощью одного из алгоритмов интерполяции можно построить карту гидропроводности (Рисунок 114).

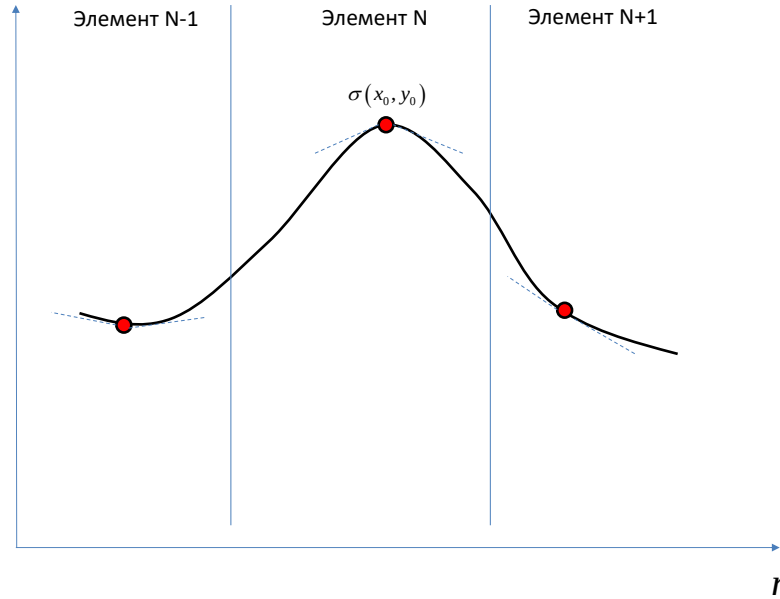


Рисунок 114 – Построение карты гидропроводности

7. Задачу учета изменения эффективной вязкости предлагается решать путем вычисления средней доли воды в поровом пространстве в рамках рассматриваемого элемента и через заданные ОФП.

8. Дополнительный учет неоднородности при распределении объемов закачки в каждый сегмент предлагается вести за счет использования матрицы взаимных продуктивностей, построенной из МГЭ или другим способом. Здесь матрица взаимных продуктивностей - это регуляризирующий функционал.

Рассмотрим уравнение, связывающее гидропроводность и распределение давления. Из карты изобар можно численно получить значения производной давления и лапласиана, нанеся на карту квадратную точечную сетку и пользуясь центральными разностями:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial x} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial \sigma}{\partial y} \frac{\partial p}{\partial y} + \sigma \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right) = h\varphi C_t \frac{\partial p}{\partial t} + W, \quad (3.408)$$

$$\frac{\partial p}{\partial x}(t_k) = \frac{p_{i+1,j}^k - p_{i-1,j}^k}{2h}, \quad \frac{\partial p}{\partial y}(t_k) = \frac{p_{i,j+1}^k - p_{i,j-1}^k}{2h},$$

$$\Delta p(t_k) = \left[\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}(t_k) + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2}(t_k) \right] = \frac{1}{h^2} (p_{i+1,j}^k + p_{i-1,j}^k + p_{i,j+1}^k - p_{i,j-1}^k - 4p_{i,j}^k).$$

Имея набор карт изобар, получаем переопределенную систему. В данных условиях с помощью одного из методов ищется глобальный минимум целевой функции. Таким образом мы можем рассматривать результаты идентификации функции проводимости так, чтобы глобальная ошибка не всех временных интервалах была минимальна. При этом, чтобы увеличить число интервалов мы можем по-разному комбинировать различные карты изобар в набор из трех штук для идентификации функции проводимости. Пусть $\vec{x}_k = \left(\sigma_k, \frac{\partial \sigma_k}{\partial x}, \frac{\partial \sigma_k}{\partial y} \right)^T$ - вектор решения некоторой k -ой выборки из трех карт. Пусть всего имеем N карт, тогда количество таких выборок составляет:

$$K = C_N^3 = \frac{N!}{3!(N-3)!} = \frac{(N-2)(N-1)N}{6}. \quad (3.409)$$

Таким образом мы ищем такой вектор $\vec{x}$, который доставляет минимум функционалу ошибки $\hat{M}^\alpha(\vec{x})$ в сумме по всем выборкам из набора из K решений:

$$\vec{x}: \sum_{k=1}^K \hat{M}_k^\alpha(\vec{x}) \rightarrow \min. \quad (3.410)$$

На Рисунке 115 представлен пример построения карты изобар, идентификации коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей и карты проницаемостей, сопряженных между собой.

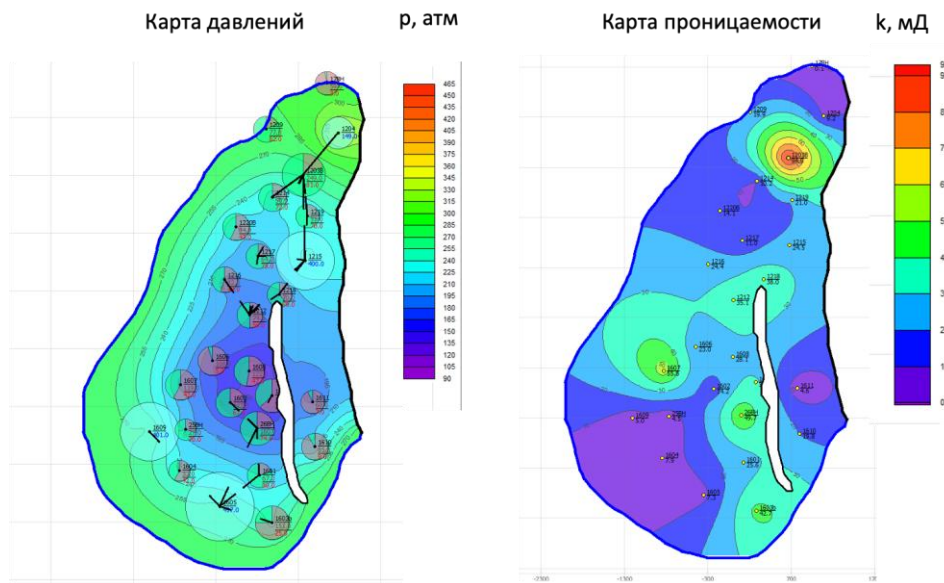


Рисунок 115 – Карта изобар и недиагональных коэффициентов матрицы взаимных продуктивностей (слева), а также карте проницаемостей (справа), сопряженных между собой [125]

Сравним карту изобар с картой изобар, построенной традиционным способом через интерполяцию замеров. На Рисунке 116 изображена карта изобар, построенная путем интерполяции фактических замеров пластового давления, которые не являются актуальными. Видно, что карта не учитывает как граничные условия на внешней границе пласта: часть границы рассматриваемого участка месторождения с отсутствием перетока (отмечена черной линией на Рисунке 115 слева), а часть с активным аквифером (отмечена синей линией). Кроме того, не учитывается и мощный амплитудный разлом, являющийся границей для фильтрации. Также, видно отличие в контурах месторождения – карту изобар долгое время не перестраивали, поскольку не было актуальной информации по пластовым давлениям. За это время изменилось геологическое описание, и контур продуктивной части месторождения.

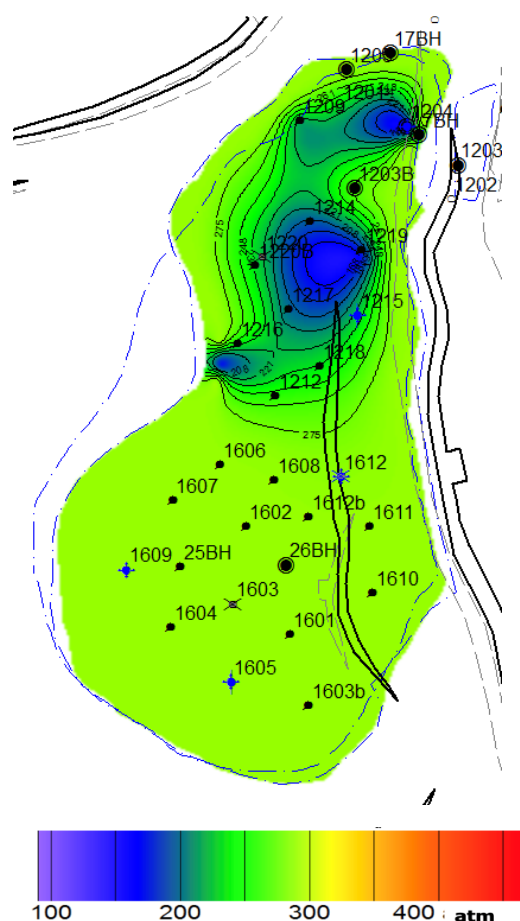


Рисунок 116 – Карта изобар, построенная традиционным способом [125]

Расчет остаточных запасов с использованием матрицы взаимных продуктивностей

Прогнозирование добычи нефти и планирование геолого-технических мероприятий требует точного понимания о величине остаточных запасов нефти. Задача получения карт остаточных запасов нефти может быть решена с использованием коммерческого программного обеспечения, однако в случае крупных месторождений это требует значительных

вычислительных ресурсов и занимает существенное время при подготовке и адаптации данных. На сегодняшний день математические модели для оперативного решения данного вопроса недостаточно проработаны. В представленной работе предложена физико-математическая модель для построения карт текущей нефтенасыщенности, запасов нефти и обводненности. На ее основе разработан инструмент, который может быть использован не только для управления текущим фондом и планирования новых скважин, но и для поиска скважин с притоком воды из нецелевых интервалов за счет сопоставления фактической обводненности скважины с расчетной картой обводненности.

Анализируя научно-техническую литературу, можно выделить несколько основных направлений получения карт остаточных запасов нефти на основе аналитических методов. Простейшие методики на основе аналитических решений изложены, например, в [138, 141]. В работе [143] представлена методика квазитрехмерного моделирования, где уделяется внимание корректному определению карты коэффициента песчанистости, учитывая дизъюнктивные нарушения. Статья [144] описывает аналитический способ картирования остаточных запасов на основе оценки остаточной нефтенасыщенной толщины на добывающих скважинах и построению конусов выработки. В работе [140] предлагается метод построения карт плотности остаточных запасов на основе статистической оценки влияния геолого-физических и промысловых параметров, таких как массовая глинистость, количество прослоев, коэффициент промывки, гидропроводность и др., на распределение остаточных запасов нефти. В исследовании [139] решается задача поиска полей нефтенасыщенности в неоднородном продуктивном пласте посредством решения обратной задачи подземной гидромеханики, базирующейся на режимах работы скважин и геометрии вскрытия ими продуктивных пластов. Представленные выше физико-математические решения является базой для разработки полноценного инструмента оперативной оценки запасов, который представлен в текущей статей.

Предлагаемая в работе методика построения карт остаточных запасов основана на работе Хатмуллина И.Ф. [142]. Он доработана по двум важным направлениям: алгоритмом определения распределения начальной водонасыщенности, изложенным в работе Юдина и др. [270], а также алгоритмом интеграции параметров матрицы взаимных продуктивностей. В ряде случаев имеющаяся карта начальной нефтенасыщенности и ОФП могут не соответствовать истории работы скважин. Например, скважина может вводиться в эксплуатацию в чисто нефтяной зоне, но иметь высокую стартовую обводненность, и наоборот (Рисунок 117). Именно для решения этой проблемы была апробирована методика восстановления ОФП и карты начальной нефтенасыщенности по данным эксплуатации [270]. Использование же алгоритма интеграции параметров матрицы взаимных продуктивностей необходимо продемонстрировать через изложение основных принципов методики [142].

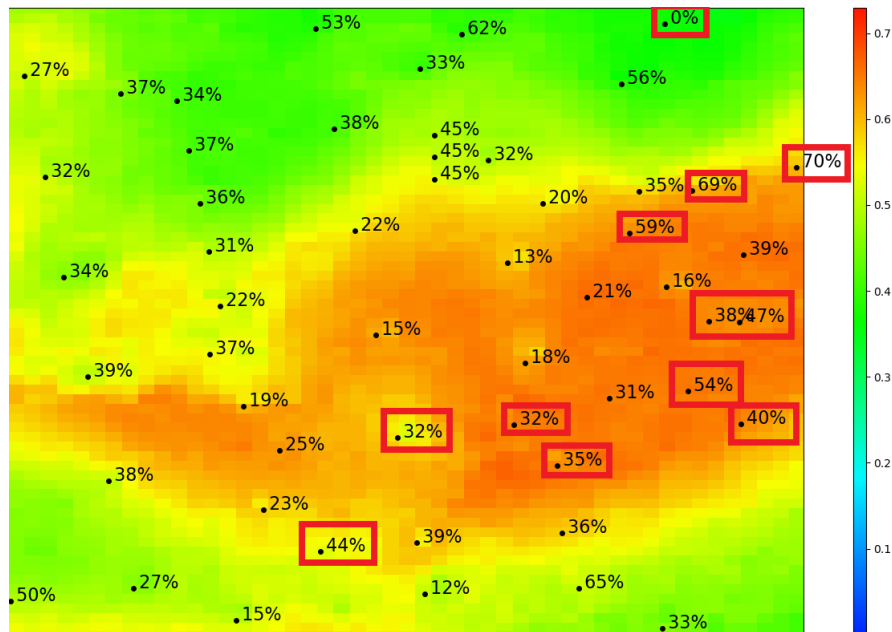


Рисунок 117 – Сравнение запускных значения обводненности добываемой продукции по скважинам с картой начальной нефтенасыщенности

Описываемая методика базируется на следующих принципах. Остаточная нефтенасыщенность в окрестности добывающей скважины соответствует текущей обводненности. Влияние работы скважины на изменение нефтенасыщенности в конкретной точке пласта зависит от расстояния до этой точки, накопленной добычи/закачки, взаимодействия с другими скважинами. Выполнение материального баланса по объекту. Весь отбор жидкости компенсируется закачкой воды в нагнетательные скважины, либо притоком из-за контура ВНК. Вычисление нефтенасыщенности с учетом текущей обводненности скважин является отдельным вызовом с учетом неопределённостей и погрешностей в замерах обводненности, характерных для нефтяного инжиниринга. На добывающей скважине может быть установлена текущая нефтенасыщенность по текущей обводненности согласно методике, изложенной в работе Юдина и др. [270]. Для нагнетательных скважин равной S_{or} – насыщенности остаточной нефтью.

Для учета внедрившейся из-за контура ВНК воды можно ввести вдоль проницаемого контура с некоторым шагом фиктивные нагнетательные скважины, история работы которых может быть восстановлена в каждый момент времени на основе формулы:

$$Q_j^t = -\frac{l_j}{2\pi} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i^t}{r_i^2} [(x_j - x_i) \cos \alpha_j + (y_j - y_i) \sin \alpha_j], \quad (3.411)$$

где Q_j^t – закачка фиктивной нагнетательной скважины j в месяц t ;

l_j – расстояние между фиктивными нагнетательными скважинами;

Q_i^t – добыча/закачка реальных скважин: если скважина i – добывающая, то добыча скважины i в месяц t с положительным знаком, если скважина нагнетательная, то закачка скважины с отрицательным знаком;

x_j, y_j – координаты фиктивных нагнетательных скважин;

x_i, y_i – координаты реальных скважин;

α_j – угол против часовой стрелки между горизонталью и вектором по направлению от фиктивной скважины j к скважине i .

Для правильного формирования зоны воздействия скважин определяются доля λ_{ij} компенсации накопленного отбора нефти каждой добывающей скважины i нагнетательными скважинами j (Рисунок 118). Зону влияния скважины представим в виде многоугольника, образованного с помощью лучей, проведенных из скважины через один и тот же угол. Определим долю отбора вдоль каждого луча (λ_k) как сумму неотрицательных проекций векторов взаимодействий на направление луча (Рисунок 118). По накопленному отбору нефти Q_{oil}^c можно рассчитать радиус R_{oil} цилиндра в окрестности добывающей скважины, подвижный (извлекаемый) объем нефти, которого был бы равен накопленному объему отбора нефти из скважины. Далее необходимо отмасштабировать λ_k таким образом, чтобы площадь многоугольника была равна площади круга радиусом R_{oil} .

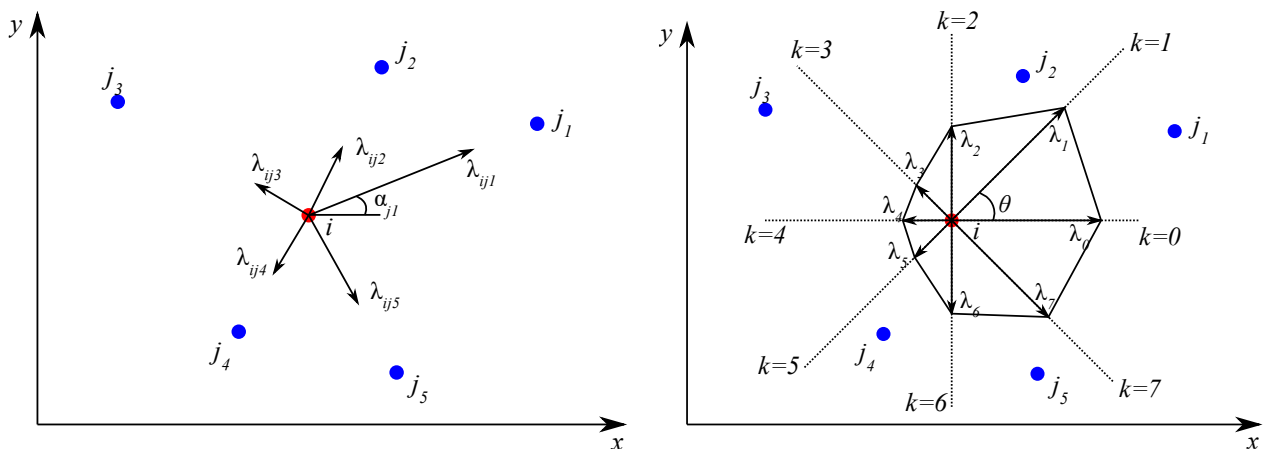


Рисунок 118 – Определение зоны дренирования скважины

Ключевой особенностью предлагаемой в данной работе методики в отличие от методики, изложенной в [142], заключается в том, чтобы коэффициенты λ_{ij} взять напрямую из матрицы взаимных продуктивностей. Или нормировать через эти коэффициенты с учетом понимания доли закачки в дебите каждой из добывающих скважин. Тогда как в других работах распределение происходит пропорционально отношению объема закачки к расстоянию до нагнетательной скважины, что в целом не имеет физического обоснования.

Изменение нефтенасыщенности в произвольной точке пласта i за счет работы скважины j может быть определено в виде, аналогичном [142]:

$$\Delta S_{ij} = \Delta S_j \cdot \varphi,$$

$$\varphi = \exp \left[-\gamma \cdot \left(\frac{r_{ij}}{R_j} \right)^\beta \right], \quad (3.412)$$

где r_{ij} – расстояние от i -ой скважины до j -ой ячейки карты;

R_j – расстояние от i -ой скважины до границы ее области влияния в направлении j -ой ячейки карты;

ΔS_j – изменение нефтенасыщенности на i -ой скважине;

β – положительный коэффициент, подбираемый экспертно;

γ – оптимизационный параметр, подбираемый таким образом, чтобы выполнялся материальный баланс по залежи.

Найденное на предыдущем шаге значение γ используется для нахождения остаточной нефтенасыщенной толщины в точке i :

$$h_i = h_{0i} - (h_{0j} - h_j) \cdot \varphi(r_{ij}, R_j, \gamma), \quad (3.413)$$

где h_{0i} – начальная нефтенасыщенная толщина в точке i ;

h_{0j} – начальная нефтенасыщенная толщина на скважине j ;

h_j – текущая нефтенасыщенная толщина на скважине j , определяемая через текущую обводненность скважины по формуле $h_j = h_{0j} \cdot (1 - b)$.

Для демонстрации возможностей инструмента приведены результаты расчетов с учетом закачки воды из водоносного горизонта (аквифера), непроницаемых барьеров и с учетом наличия скважин с горизонтальным окончанием. Для модели с закачкой воды из аквифера ВНК смоделирован расстановкой 90 псевдо-нагнетательных скважин по окружности. Суммарная добыча жидкости меньше суммарной закачкой воды через нагнетательные скважины. Недостающий приток обеспечивается работой аквифера (Рисунок 119 слева сверху). На схеме взаимодействия скважин показаны линии, соединяющие добывающую и нагнетательную скважины, если нагнетательная скважина компенсирует добычу добывающей скважины (Рисунок 119 справа сверху). При наличии непроницаемого барьера, взаимодействия между скважинами снижается или отсутствует. Непосредственно через разлом скважина не может отбирать (вытеснять) нефть (Рисунок 119 слева снизу). Горизонтальные скважины моделируются введением псевдо-вертикальных скважин вдоль отрезка от координаты Т1 до Т3 с фиксированным шагом. Добыча (закачка) распределена равномерно между скважинами (Рисунок 119 справа снизу).

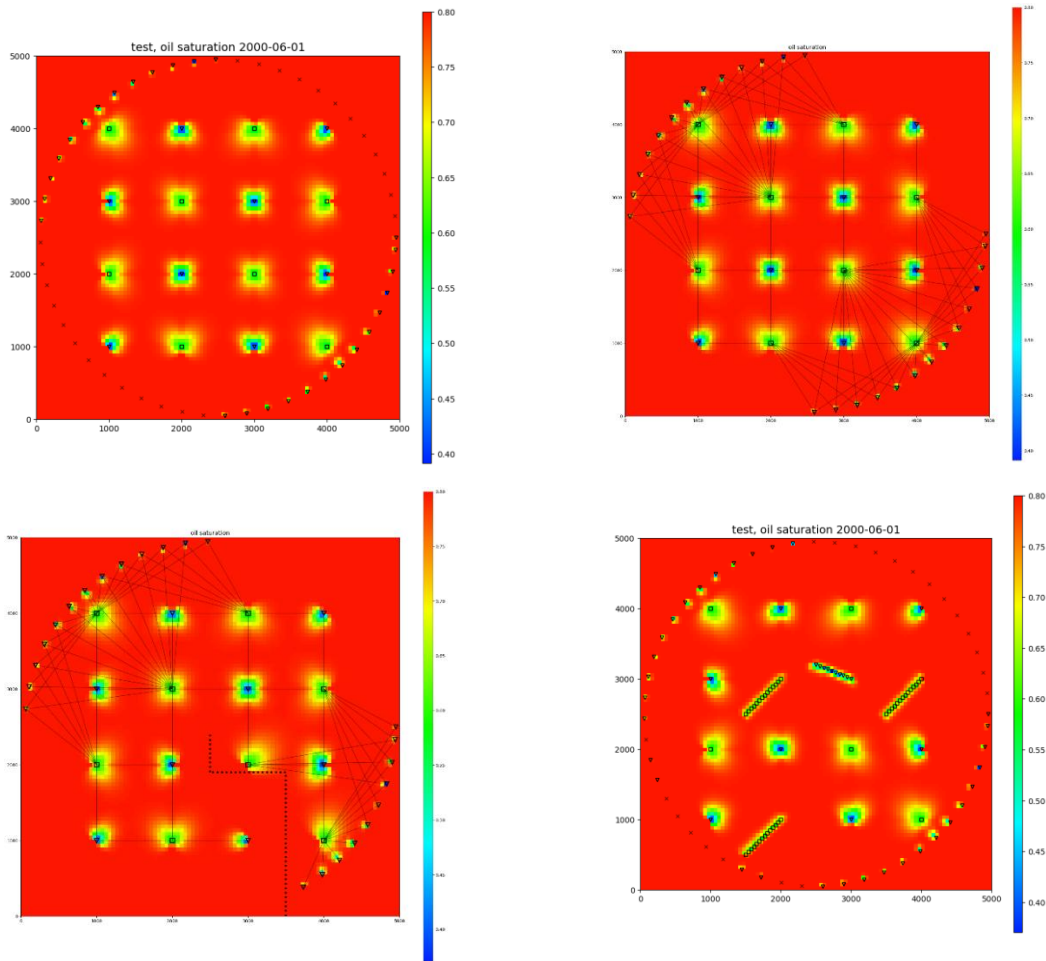


Рисунок 119 – Результаты расчета синтетических данных

На Рисунке 120 – Рисунке 121 отражено сравнение расчетов карт остаточных нефтенасыщенных толщин с результатами коммерческого гидродинамического симулятора для случая симметричной системы разработки и разбалансированной системы разработки соответственно. Видно количественное и качественное совпадение.

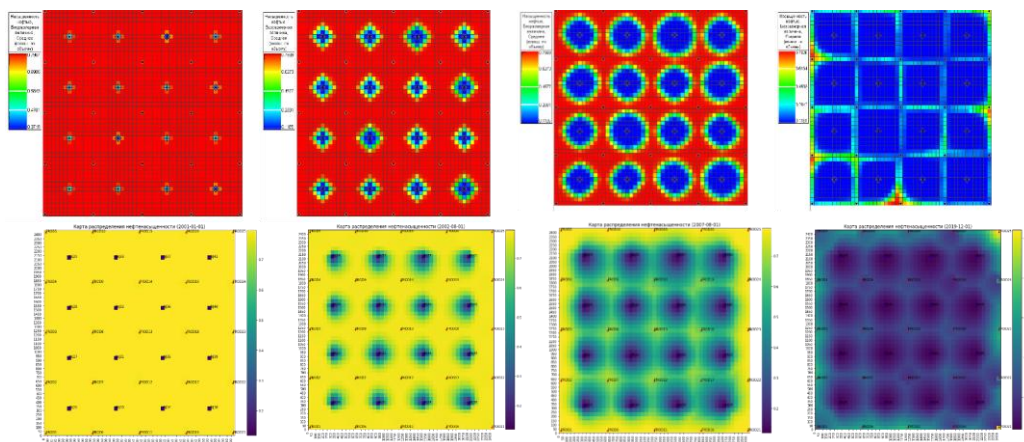


Рисунок 120 – Сравнение расчета карт остаточных нефтенасыщенных толщин с коммерческим симулятором (сверху) для симметричного случая

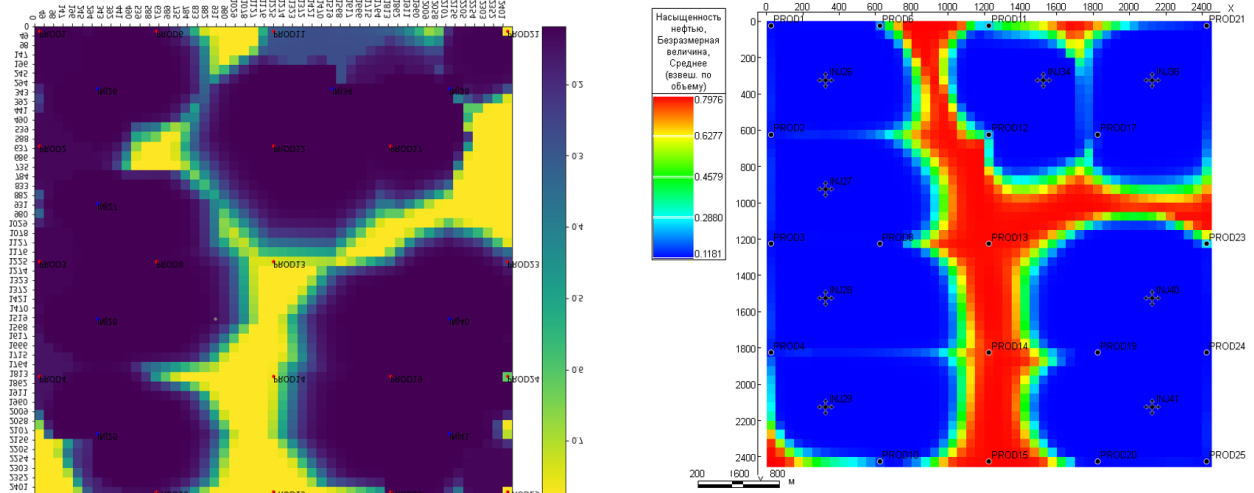


Рисунок 121 – Сравнение расчета карт остаточных нефтенасыщенных толщин с коммерческим симулятором (сверху) для симметричного случая

На Рисунке 122 представлен пример для моделирования динамики нефтенасыщенности для одного из месторождений Западной Сибири.

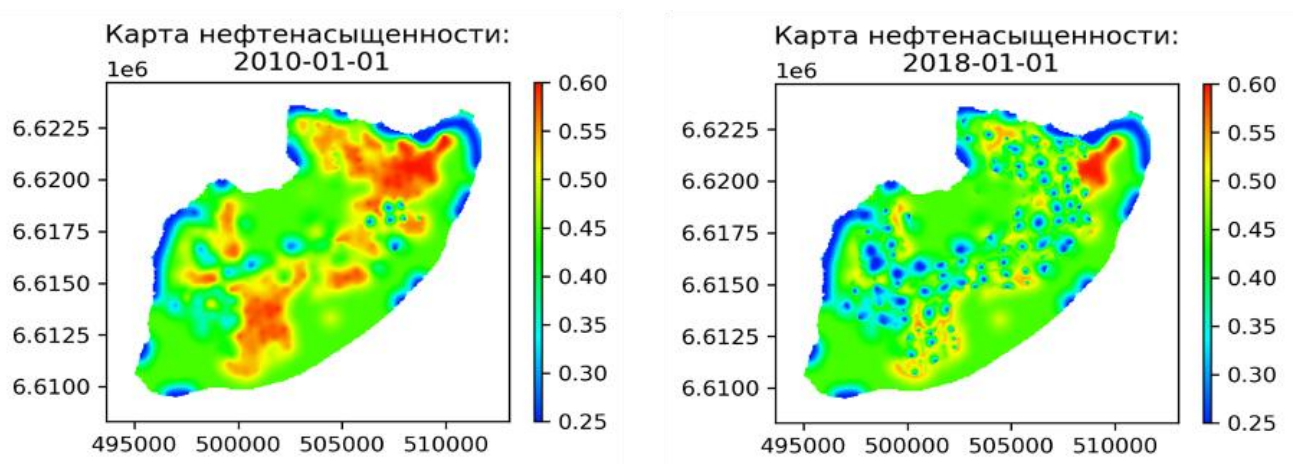


Рисунок 122 – Динамика нефтенасыщенности на горизонте 8 лет для месторождения Западной Сибири

На Рисунке 123 приведено сравнение расчета остаточной нефтенасыщенности с помощью предлагаемой модели и коммерческого симулятора для того же месторождения Западной Сибири. Видно качественное совпадение локализации зон с остаточными запасами, а также остаточных запасов по скважинам.

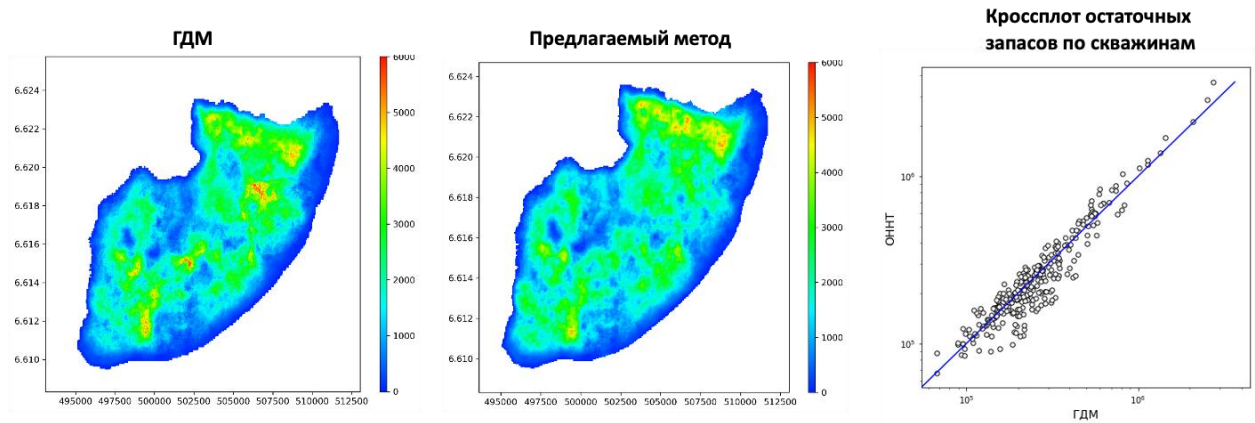


Рисунок 123 – Сравнение остаточной нефтенасыщенности и остаточных запасов по скважинам для рассматриваемой модели и коммерческого симулятора

3.8.3. Метод корректировки и адаптации карт пластовых свойств на фактические замеры с помощью физико-информированных методов машинного обучения

В данном параграфе исследуются возможности физико-информированных нейронных сетей (PINN) для решения задачи интеграции промысловых замеров при картопостроении. Проведена оценка применимости данных методов построения карты поля порового давления, а также для задачи вытеснения.

Основная идея использования физико-информированных нейронных сетей заключается в модификации функции потерь на реальные замеры, под которые необходима адаптация:

$$L_{all} = \alpha L_{ic}^2 + \beta L_{bc}^2 + \gamma L_{pde}^2 + \delta L_{data}^2, \quad (3.414)$$

где L_{data}^2 – ошибка адаптации замеров.

Например, для поля порового давления это могут быть замеры пьезометрического фонда, для задач вытеснения – обводненность в заданных скважинах и т.д. Алгоритм обучения нейронной сети можно схематически представить, как показано на Рисунке 124 (не примере задачи вытеснения).

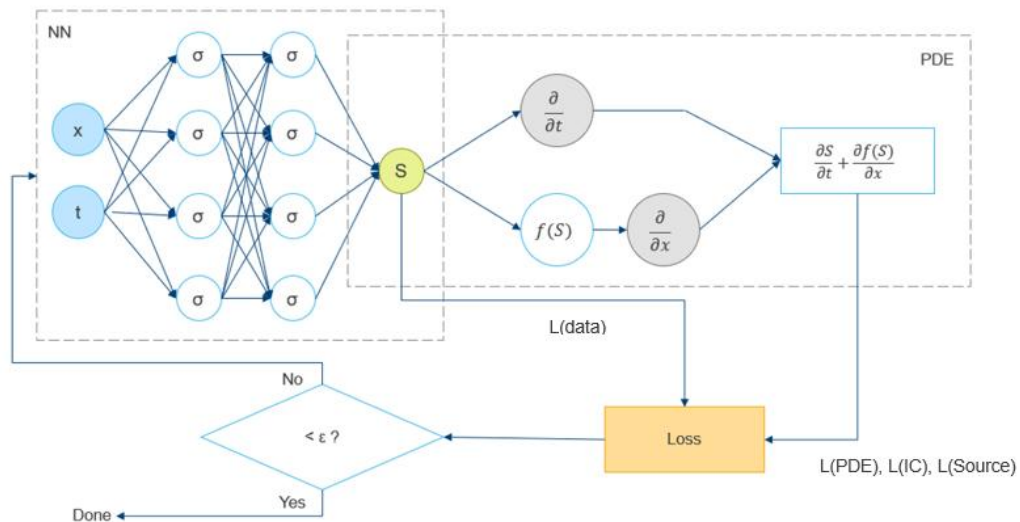


Рисунок 124 – Схема интеграции реальных данных в PINN

На Рисунке 125 (слева) представлен результат адаптации решения уравнения Баклея-Леверетта в линии тока на заданный замер. Справа отражена скорректированная функция Баклея-Леверетта, чтобы удовлетворять данному замеру.

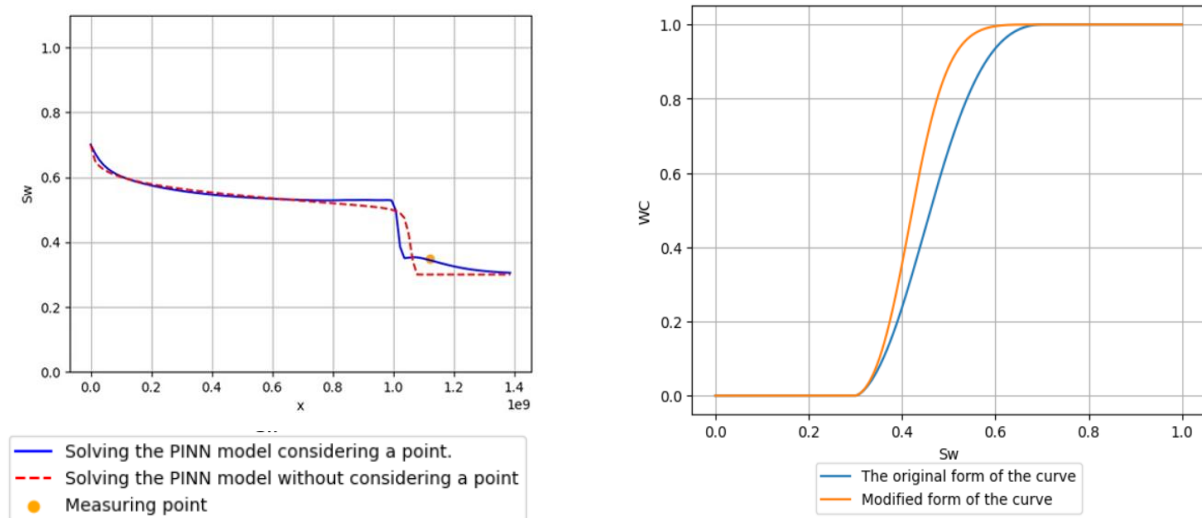


Рисунок 125 – Адаптация на замеры при решении задачи вытеснения в линии тока (слева), скорректированная функция Баклея-Леверетта (справа)

На Рисунке 126 представлена динамика обводненности по участку реального месторождения для двух вариантов в сравнении с фактическим расчетом: без адаптации на реальные замеры обводненности и с адаптацией. Видно, что нейронная сеть, обученная не только с учетом физики, заложенной в уравнение Баклея-Леверетта, но и с учетом данных фактических замеров, дает более устойчивый прогноз.

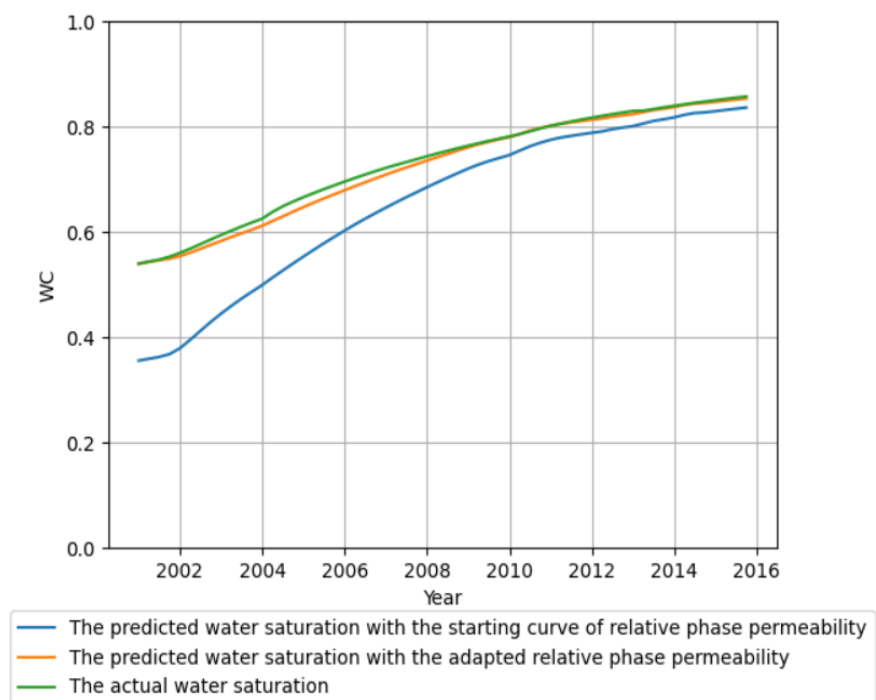


Рисунок 126 – Результаты прогноза динамики обводненности с учетом фактических замеров в функции потерь нейронной сети и без

На Рисунке 127 отражено одномерное решение для порового давления, полученное с помощью PINN, адаптирующихся на заданные замеры.

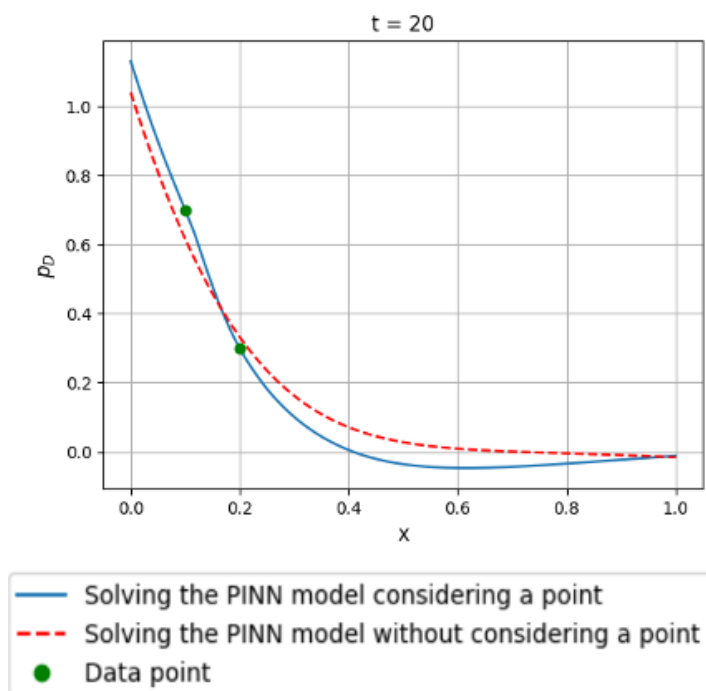


Рисунок 127 – Адаптация на замеры при решении одномерного уравнения пьезопроводности

На Рисунке 128 представлено сравнение полномасштабных карт давления, построенных с помощью физико-информированных нейронных сетей с учетом и без учета адаптации на замеры. Видно, что картина по распределению порового давления существенно отличается.

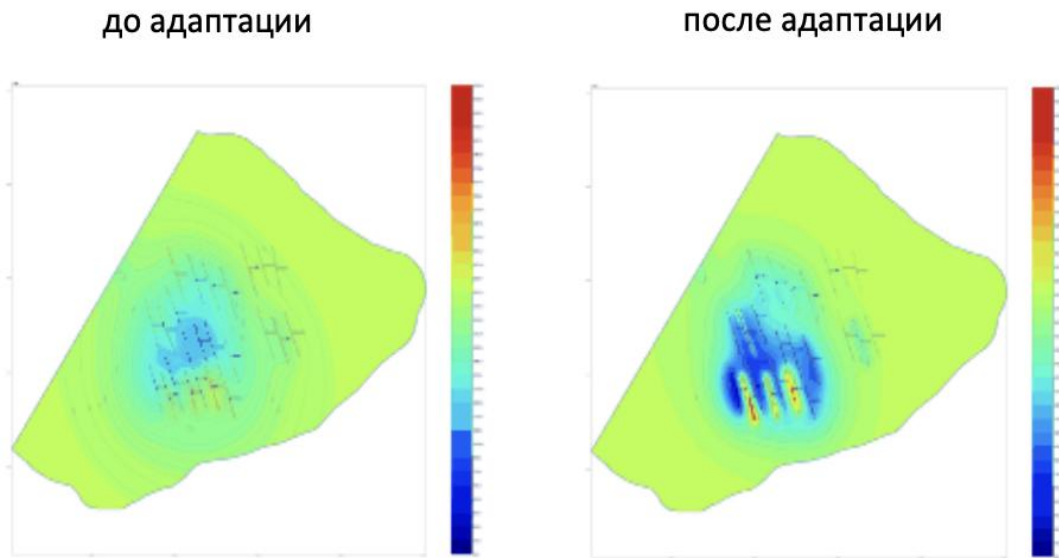


Рисунок 128 – Сравнение полномасштабных карт порового давления, рассчитанных с помощью PINN, без с адаптации на замеры и с ней (справа)

На Рисунке 129 представлено сравнение двух положений газового конуса, рассчитанных с помощью физико-информированной нейронной сети с учетом замера и без него.

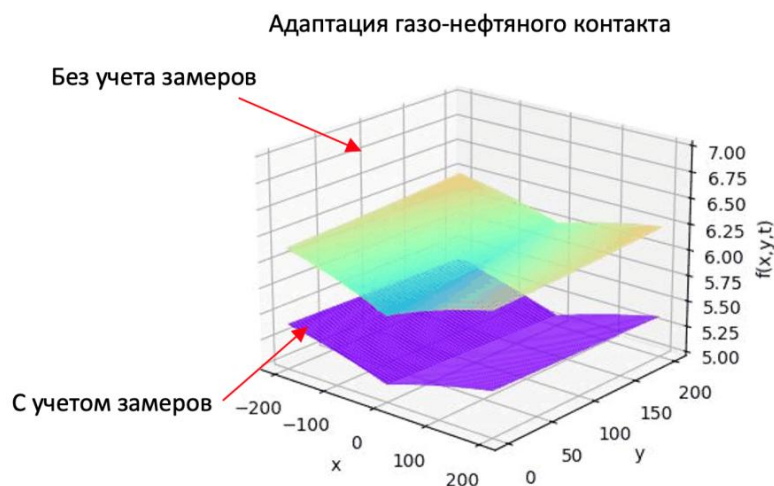


Рисунок 129 – Сравнение положения конуса газа с учетом фактического замера и без него

Таким образом сама архитектура PINN позволяет учесть фактические замеры, корректируя loss-функцию. Это в свою очередь приводит к большей гибкости расчета в процессе адаптации. Происходит неявный учет неопределенностей моделируемой системы, а также более сложных процессов, не описываемых моделями. В значительной части случаев именно эти факторы делают процесс адаптации и прогноза неустойчивым, особенно с помощью моделей пониженной размерности.

3.9. Выводы по Главе 3

В главе разработаны подходы и методы для мониторинга текущего состояния разработки и оценки потенциала повышения ее эффективности. При этом в качестве инструментов подготовки и принятия технических и технологических решений предлагаются следующие **модели и алгоритмы**:

- блочный материальный баланс, отличающийся возможностью автоматической адаптации межблочных перетоков и возможностью учета газовой шапки и подстилающей воды;
- метод фильтрационных сопротивлений, обобщенный до использования преобразования Шварца-Кристоффеля;
- методы, основанные на анализе решений уравнения пьезопроводности: матрица взаимных продуктивностей, а также разложение решения по собственным функциям задачи фильтрации;
- метод источников и его обобщение для неоднородных сред;
- модели для моделирования пластов с неоднородным развитием коллектора по латерали и вертикали, где использованы вероятностные подходы;
- методы теории возмущений и методы граничных элементов, а также их интеграция с матрицей взаимных продуктивностей;
- для моделирования эффектов многофазной фильтрации представлены модели на основе комбинации линий тока, материального баланса, матрицы взаимных продуктивностей;
- для моделирования газовой шапки представлена модель на основе уравнения безнапорной фильтрации Буссинеска;
- численно-аналитические модели для описания процессов, происходящих при моделировании третичных методов: при фильтрации активных примесей, закачке теплоносителя;
- физико-информированные методы машинного обучения.

По результатам, представленным в главе, можно сделать следующие **выводы**:

- 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 моделями 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. В рамках выполнения диссертационной работы 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. ИНСТРУМЕНТЫ УПРАВЛЕНИЯ МЕХАНИЗИРОВАННЫМ ПОДЪЕМОМ НА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСАХ

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 неустановившимся режимам работы пласта и периодическим режимам работы скважины. 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.

Низкая проницаемость в краевых зонах крупных месторождений Западной Сибири приводит к длительным неустановившимся режимам работы пласта и периодическим режимам работы скважины. Это связано со снижением вследствие неустановившегося режима коэффициентов продуктивности скважин и невозможностью погружного оборудования работать в настолько широком диапазоне в постоянном режиме. Эксплуатация скважин на оторочках приводит к режимам работы с фонтанированием через затруб или погружной насос вследствие больших газовых факторов, а также к газовым снарядным режимам (см. статью автора [377]). 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, поскольку эффективность тепловых методов определяется именно тем, какого качества теплоноситель может быть доставлен на забой скважины.

Традиционные подходы моделирования состояния скважины так или иначе направлены на усреднение или игнорирование быстрых процессов, происходящих в стволе скважины. Так, например, для моделирования периодического фонда используют «усредненные» модели скважин, когда средний суточный/месячный дебит соотносится со средними параметрами работы погружного оборудования и условиями на устье. Такие подходы позволяют воспроизводить средние характеристики при моделировании, однако они непригодны для принятия оптимизационных решений, когда необходимо скорректировать режим работы скважины внутри цикла или изменить саму длительность цикла работы/остановки.

Перечисленные трудности приводят к тому, что многие проблемы на сложном фонде скважин невозможно решить [369]: поиск потенциала на увеличение добычи, снижение удельного расхода электроэнергии, поиск нестабильно работающего фонда и стабилизация его режимов, поиск, факторный анализ и мероприятия по возврату отклонений и недоборов добычи и т.д. Масштабы настоящего вызова подтверждаются значительной долей сложного фонда скважин: например, для компании ПАО «Газпромнефть» доля такого фонда составляет более 70%. В данной главе предложены методы и подходы по анализу и управлению механизированным фондом скважин, характерным для трудноизвлекаемых запасов.

4.1. Методы мониторинга и контроля периодического фонда скважин на низкопроницаемых коллекторах

Метод мониторинга и контроля периодического фонда основан на алгоритме моделирования периодической скважины и подходах по автоматической адаптации построенной модели с учетом специфики входной высокодискретной информации. В данном параграфе представлена модель скважины, работающей в периодическом режиме эксплуатации, и позволяющая прогнозировать динамику ее работы, характер и степень изменения термобарических, физико-химических и электротехнических параметров. Приведены алгоритмы автоматизации процессов создания и адаптации модели скважины, работающей в периодическом режиме эксплуатации: в режиме автоматического повторного включения (АПВ), периодического кратковременного включения (ПКВ), в режиме чередования частот (ЧЧ).

4.1.1. Описание проблематики анализа и планирования производительности периодической скважины

В настоящее время применение интегрированной модели «пласт – скважина – нефтесборный коллектор» является одним из наиболее распространённых подходов к решению комплексной задачи управления добычным потенциалом месторождения. Как правило, реализация данного метода заключается в создании отдельных функциональных моделей для каждого элемента из цепочки, а именно системы поверхностного обустройства, скважины и пласта. Зачастую расчет этих элементов построен на предположении о стационарности процессов, имеющих место в системе. Это подразумевает за собой пренебрежение переходными явлениями и позволяет применять традиционные подходы для расчета необходимых характеристик [166].

Однако подобные подходы не применимы в том случае, когда речь заходит о моделировании режимов эксплуатации, в которых переходные процессы занимают значительную часть времени. К таковым можно отнести периодический режим работы скважин: режим автоматического повторного включения (АПВ), когда цикл работы и остановки составляет несколько часов, а также режим повторного кратковременного включения (ПКВ), когда циклы работы и остановки составляют несколько минут, а также режим чередования частот. Необходимо отметить, что значительная часть скважин на месторождениях Западной Сибири работает в периодическом режиме. Так, например, в компании ПАО «Газпром нефть» фонд ПКВ составляет более половины действующего фонда скважин. Распространенность периодических методов эксплуатации скважин обуславливается в первую очередь низкой продуктивностью пластов и соображениями экономической эффективности добычи. Поэтому разработка методов по оптимизации режима работы периодического фонда является крайне актуальной задачей.

Очевидно, что стандартные подходы к моделированию, применяемые для постоянно действующих скважин, не всегда адекватно описывают поведение периодического фонда, поскольку метод узлового анализа, лежащий в их основе, подразумевает равенство притока из пласта, дебита в стволе скважины и в ЭЦН, что не соблюдается при периодических режимах. В то же время применение существующих индустриальных решений затруднительно, поскольку повышенные требования к трудозатратам и вычислительным ресурсам не позволяют переложить массовое использование симуляторов нестационарного потока на производственные процессы, а также вследствие отсутствия значительной части данных для инициации полномасштабных нестационарных моделей. Цель настоящего раздела заключается в разработке и апробации компромиссного решения, которое корректно бы отражало поведение периодической скважины с УЭЦН как на качественном, так и на количественном уровне, и являлось бы при этом применимым к прикладным задачам в рамках рабочих процессов производственного персонала добывающих обществ.

Разработке моделей нестационарного течения флюида в стволе скважины посвящены многие статьи [170-172]. Ключевое отличие новой методики от описанной в предыдущих работах [170, 172] – её универсальность и гибкость в плане используемых подмоделей. Если предыдущих работах делались фиксированные допущения и упрощения для расчета притока и многофазного потока (с целью ускорения расчётов), то новая модель спроектирована как индифферентная к выбору конкретных алгоритмов расчета гидравлических элементов. То есть, новая модель допускает подключение различных корреляций и методов для каждого элемента системы без изменения общей структуры модели. В описанной реализации это достигнуто за счёт использования модульной библиотеки гидравлических расчетов, поддерживающей

разнообразные модели течения (Beggs & Brill, Ansari, Hagedorn & Brown и др.), модели PVT свойств и модели электромеханических компонент насоса. Такая архитектура позволяет подставлять в модель любые доступные расчётные алгоритмы для участка скважины или пласта, добиваясь максимальной гибкости и универсальности. Кроме того, в отличие от работ Топольникова А.С. и Пашали А.А. [170, 172] предлагаемая в диссертации модель не является псевдостационарной и позволяет учитывать переходные процессы внутри цикла за счет разложения давления на приеме в степенной ряд по времени. 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 рамках предлагаемого метода расширен набор рассматриваемых режимов: помимо классического периодического режима (длительные циклы откачки/накопления), изучаются экстремальные режимы ПКВ – повторных кратковременных включений с очень короткими циклами в пределах минут, режимы АПВ – автоматического повторного включения при нештатных остановках (как раз соответствующие случаю негерметичного клапана), а также режимы чередования частот (ЧЧ), когда насос не просто включается/выключается, но и работает на разных частотах в цикле. Для этих вариантов разработаны автоматизированные алгоритмы поиска оптимальных параметров с использованием единой модели скважины. Оптимизационная задача в данной работе формулируется более гибко по критерию: максимизация добычи нефти, минимизация энергопотребления установки и т.д. Представлены алгоритмы адаптации модели под различные типы входных данных. Модель может автоматически подстраиваться как по среднесуточным параметрам технологического режима скважины, так и по данным высокочастотной телеметрии с датчиков. Это означает, что для практического применения возможно калибровать модель как на основе стандартных суточных замеров, так и по детальным временным рядам датчиков давления/тока насоса. За счет чего достигается высокая степень автоматизации.

Отдельным результатом является масштабная апробация предлагаемого метода: проведено бенчмарк-тестирование модели, и сравнение с результатами признанных индустриальных симуляторов. Метод апробирован на различных типах флюидов и условий: проведены расчёты для широкого диапазона газосодержаний (от практически чистой воды до газожидкостных смесей) и для различных длительностей циклов и показала хорошую сходимость. Приводятся результаты внедрения метода на реальных месторождениях с различным фондом скважин.

4.1.2. Описание модели периодической скважины

Одним из основных принципов, на которых построен алгоритм моделирования процессов периодической скважины, является ее разделение на три сообщающиеся системы «внутритрубное пространство – затрубное пространство – область дренирования» [170, 378]. Массообмен между выделенными элементами определяется граничными условиями, представляющими собой соотношения, описывающие переток из затрубного пространства и области дренирования в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) через пропускную способность электроцентробежного насоса (ЭЦН):

$$Q_{f\ casing}(P_{in}, T_{in}) = Q_{f\ tubing}(P_{in}, T_{in}) + Q_{f\ ann}(P_{in}, T_{in}), \quad (4.1)$$

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.

Рассмотрим стандартную компоновку скважины (Рисунок 130). Связываемыми системой граничных условий являются следующие гидравлические и электротехнические элементы: участок эксплуатационной колонны (ЭК) от верхних дыр интервала перфорации (ВДП) до приёма погружного оборудования (ПО), компоновка НКТ, ЭЦН, погружной электродвигатель (ПЭД), газосепаратор, трансформатор, станция управления.

В начальный момент времени скважина может выводиться на режим после бурения, запускаться после остановки или изменить режим после наступления установившегося режима течения в скважине. В качестве исходных данных принимается стандартный перечень информации по скважине, ведущийся в производственных подразделениях добывающих обществ: данные о конструкции скважины, данные о компоновке УЭЦН, параметры пласта, затрубное давление. Управляющими воздействиями являются задаваемые пользователем: динамика буферного давления, динамика частоты тока.

Конструкция скважины ЭЦН

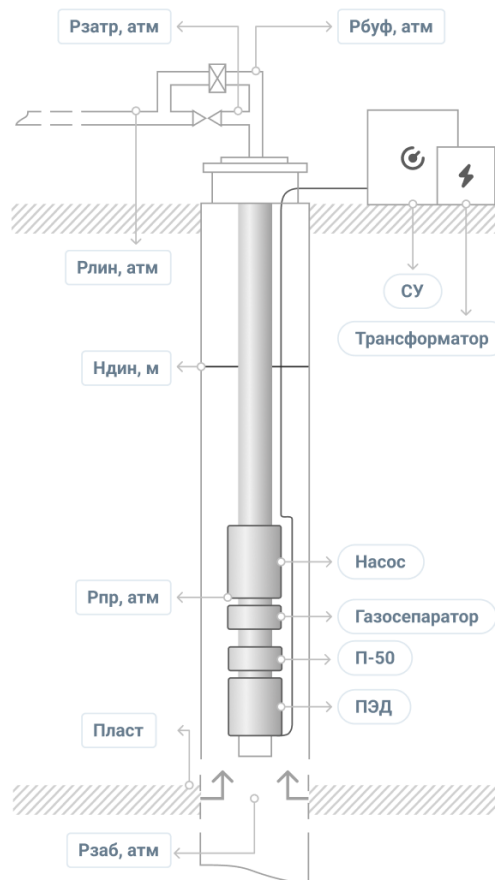


Рисунок 130 – Конструкция периодической скважины, оборудованной УЭЦН

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. Так, например, модель, регулирующая поток из области дренирования может быть реализована как с применением общепринятых методик расчета стационарных течений, так и с использованием комплексных подходов к моделированию неустановившегося режима.

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 динамика давления на приеме от времени:

$$P_{in}(t) = P_{in}(t_0) + \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_{in}^k}{\partial t^k} \frac{(t - t_0)^k}{k!} + o(t - t_0)^k. \quad (4.2)$$

При этом поток в каждом из элементов компоновки скважины описывается с помощью уравнений, приведенных в Главе 1. Более подробно описание уравнений потока в каждом из узлов для псевдостационарного случая описано в *Приложении А* к статье Юдин Е.В. [276]. Если рассматривать нестационарные потоки, то можно адресовать к статье Юдин Е.В. [268], где описаны основные подходы моделирования нестационарных потоков с учетом особенностей неопределенностей в данных в нефтяном инжиниринге.

4.1.3. Верификация нестационарной модели

Верификация решения проводилась на данных коммерческих симуляторов стационарного (PipeSim) и нестационарного (OLGA) течений компании Шлюмберге. Рассматривалась динамика давления на приеме, а также потоки из пласта, затруба, в НКТ. Подробнее данное сравнение описано в статье [276]. Здесь лишь приведем основные результаты.

Вывод скважины на стационарный режим

На Рисунке 131 представлен вывод скважины после запуска на установившийся режим после изменения буферного давления. Здесь, «steady-state simulator» - отражает симулятор установившегося потока (PipeSim), а «transient simulator» - симулятор неустановившегося потока.

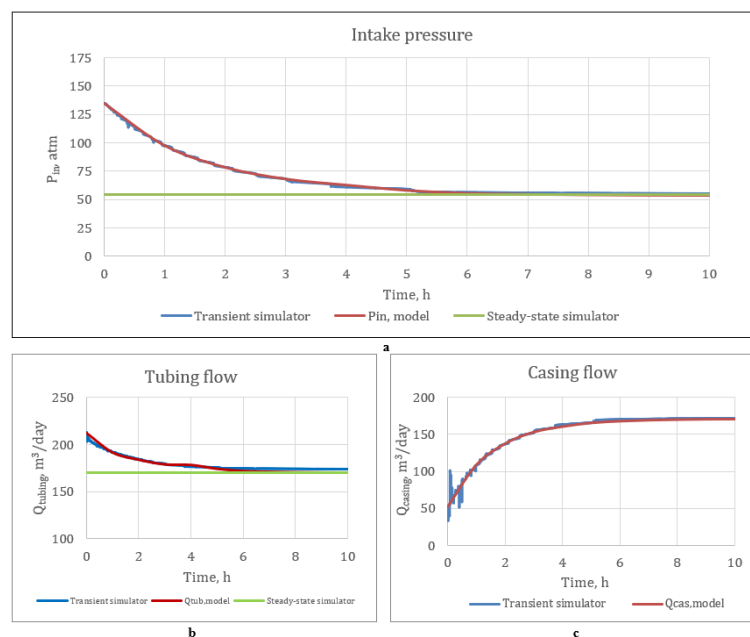


Рисунок 131 – а) Сравнение динамик давления на приеме; б) Сравнение динамик потоков флюида в НКТ; в) Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта Конструкция периодической скважины, оборудованной УЭЦН [276]

Отметим, что на нестационарном режиме наблюдаются высокочастотные отклонения представленной модели от численного решения. Это связано с тем, что при моделировании динамики давления на приеме используется только первая производная, что не позволяет учесть малые следующего порядка, но позволяет проводить расчет основных динамик скважины оперативно.

На Рисунке 132 представлено сравнение основных динамик, описывающих работу скважины для сжимаемого флюида после снижения буферного давления.

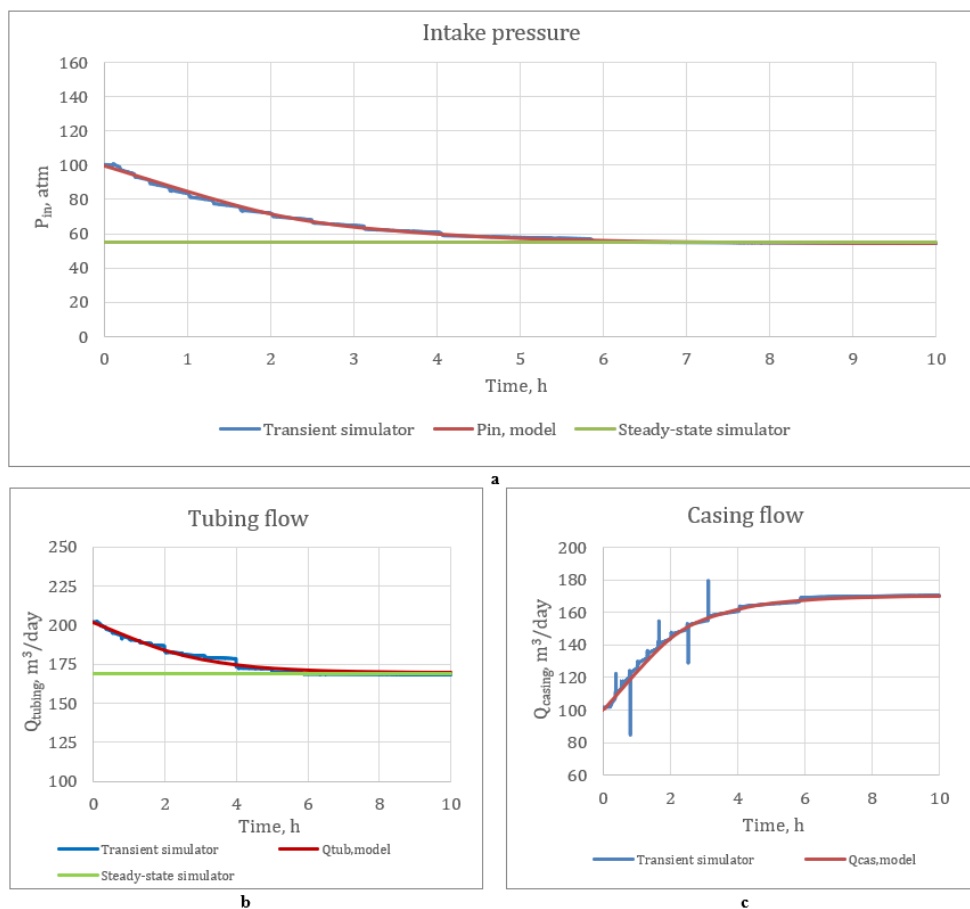


Рисунок 132 – а) Сравнение динамик давления на приеме; б) Сравнение динамик потоков флюида в НКТ; с) Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта [276]

Циклы включения/отключения насоса

Рассмотрим сходимость модели для периодических режимов. На Рисунке 133 и Рисунке 134) представлены результаты сравнения основных динамик при эксплуатации периодической скважины для различных порядков циклов работы и остановки для случая сжимаемого флюида. Сначала рассмотрен случай с циклами работы и остановки порядка нескольких часов, что соответствует режиму автоматического повторного включения (АПВ).

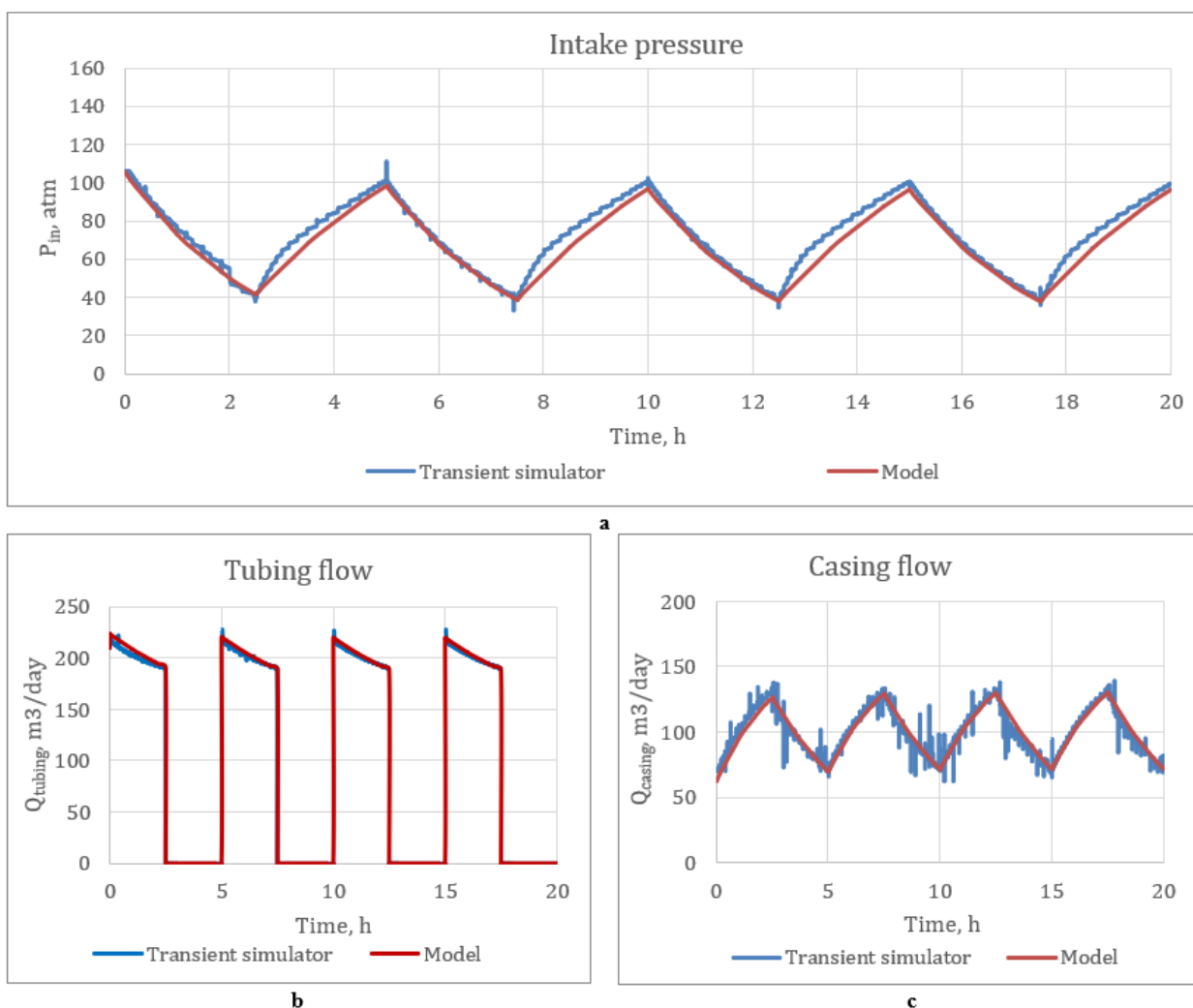


Рисунок 133 – а) Сравнение динамик давления на приеме;
 б) Сравнение динамик потоков флюида, поступающего в НКТ;
 с) Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта [276]

Далее был рассмотрен аналогичный случай для сжимаемого однофазного флюида с периодом работы и остановки порядка нескольких минут, такой характер эксплуатации соответствует режиму повторного кратковременного включения (ПКВ).

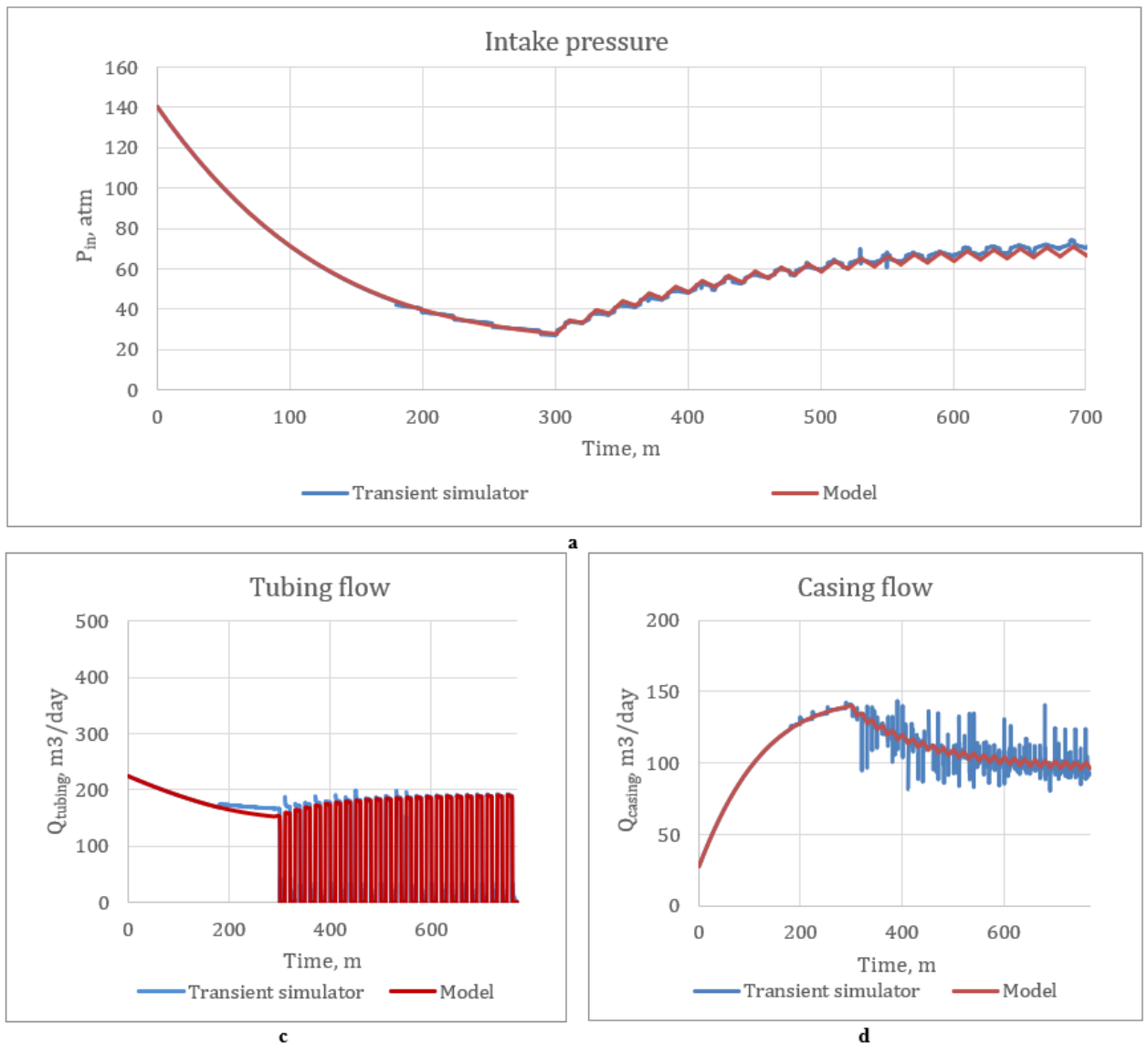


Рисунок 134 – а) Сравнение динамик давления на приеме; б) Сравнение динамик потоков флюида в НКТ; в) Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта [276]

На графиках прослеживаются колебания для потока, поступающего в НКТ. Они также обусловлены тем, что не была учтена вторая производная давления на приеме по времени. Подобные колебания не сильно влияют на общую тенденцию работы скважины, таким образом, позволяя заявить о корректной работе разработанной модели, посредством ее удовлетворительной сходимости с результатами «transient simulator». В работе [276] представлен более подробный анализ сходимости для различных рассматриваемых кейсов, включающий в том числе ультракороткие остановки порядка минуты. По итогам тестирования сходимости представленной модели с эталонными решениями, являющимися индустриальными стандартами в сфере нефтегазодобычи, можно сделать вывод о применимости разработанной модели для дальнейшей оптимизации работы периодического фонда скважин.

4.1.4. Адаптация модели

Цель процесса адаптации нестационарной модели скважины заключается в подборе калибровочных коэффициентов модели, чтобы минимизировать расхождение между расчетными и фактическими данными. Поскольку это требует множественных вычислений, сначала необходимо убедиться, что модель в целом адекватно отражает реальность. Поэтому адаптация модели происходит в два этапа. На первом модель калибруется на среднесуточные показатели, а на втором – адаптируется на данные высокочастотной телеметрии. Подробнее в [276].

Основные калибровочные параметры: коэффициент деградации насоса (Head Factor), начальное давление на приеме, начальный дебит в НКТ, коэффициент продуктивности. Сам процесс адаптации проводится итеративно в два этапа: гидравлическая модель, где настраиваются параметры насоса и пласта для достижения квазистационарного режима, и электротехническая модель, в которой после успешной гидравлической настройки калибруются ток, мощность, $\cos(\varphi)$ и другие электрические параметры.

Качество адаптации оценивается по метрикам: среднеинтегральное расхождение по давлению на приеме и дебиту скважины (поток из НКТ), а также по абсолютному расхождению крайних точек давления на приеме в цикле работы.

Для поиска оптимальных значений коэффициентов используется «Усеченный метод Ньютона» («Truncated Newton method» [168]). В качестве альтернативных методов были рассмотрены такие алгоритмы как «Powell's method» [164], «L-BFGS-B algorithm» [165], однако они оказались менее эффективными.

Ниже представлены алгоритмы адаптации гидравлической и электротехнической части на данные среднесуточных замеров. На Рисунке 135 представлены алгоритмы адаптации на средние значения, на Рисунке 136 - пример адаптации на среднесуточные параметры.

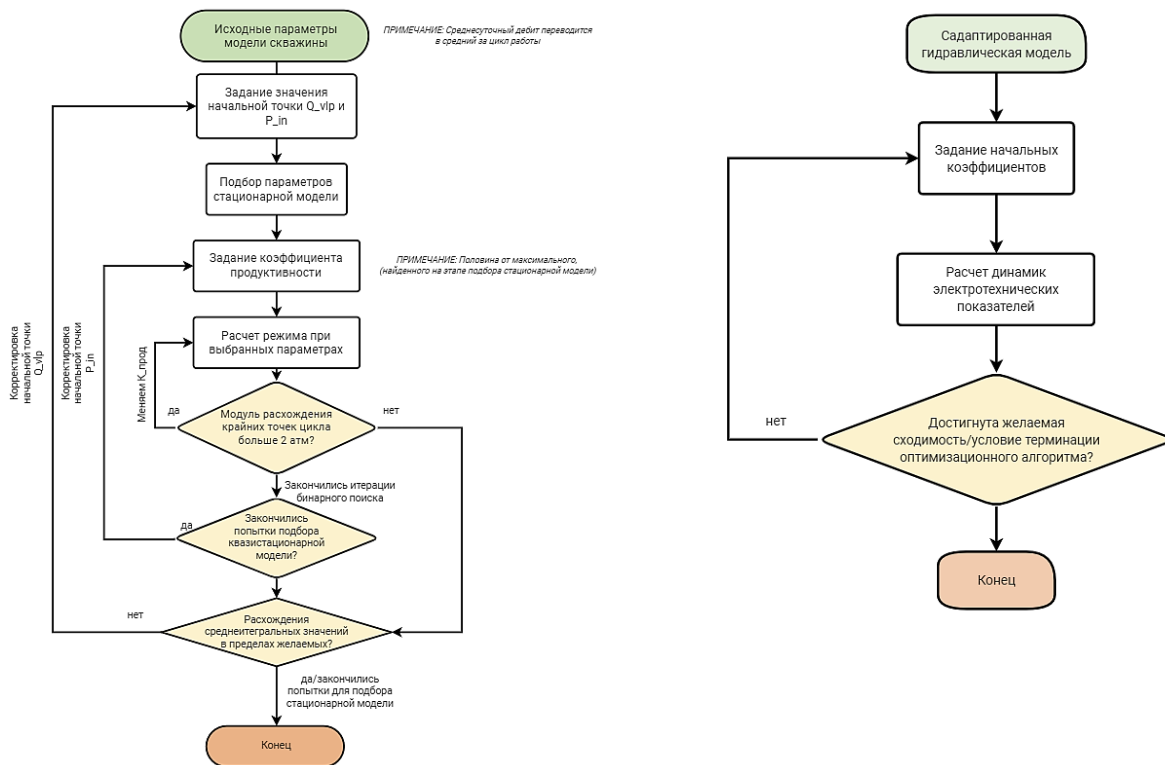


Рисунок 135 – Адаптация гидравлической и электротехнической модели скважины [276].

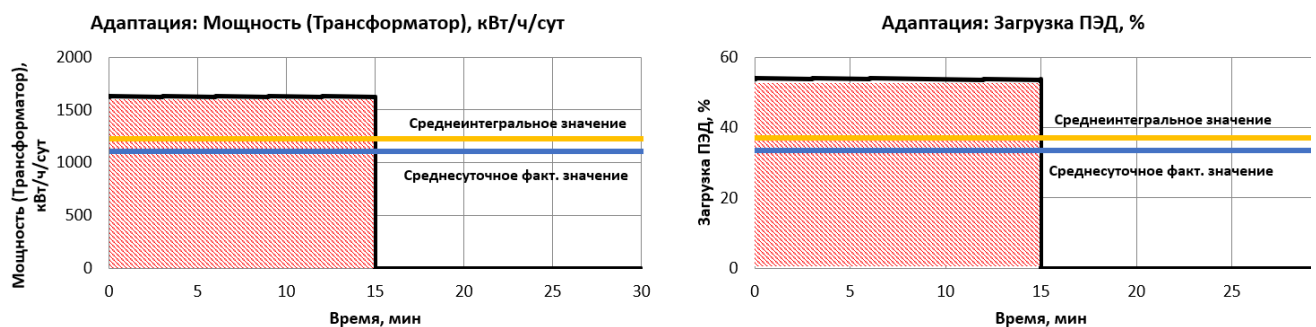


Рисунок 136 – Визуализация адаптации среднеинтегральных электротехнических показателей на фактически среднесуточные значения [276].

Если данные высокочастотной телеметрии недоступны, то адаптация модели ограничивается ее калибровкой на среднесуточные показатели. При этом адаптация на усредненные данные имеет недостатки, так как игнорирует переходные процессы. Использование данных телеметрии с высокой частотой дискретности позволяет повысить точность. Алгоритм работает по двум сценариям. Высокая дискретность, когда в данных четко видны циклы работы скважины. В таком случае, показатели работы сегментируются – динамика разбивается на отдельные циклы работы/простоя. Далее происходит кластеризация с помощью «Centroid-based» [169] алгоритмов (в рассматриваемой работе используется «K-Medoids» [167]). Далее производится усреднение динамики и использование калибровочного алгоритма, описанного выше.

При низкой дискретности зачастую не получается выделить характерный цикл работы скважины (Рисунок 137). В таком случае данные телеметрии усредняются для использования в стандартном алгоритме, однако в качестве дополнительной метрики качества используется «DTW расстояние» (или «похожесть расчетной и фактической динамик»), основанная на алгоритме «Dynamic Time Warping» [173], что позволяет учитывать форму кривых, а не только средние значения.

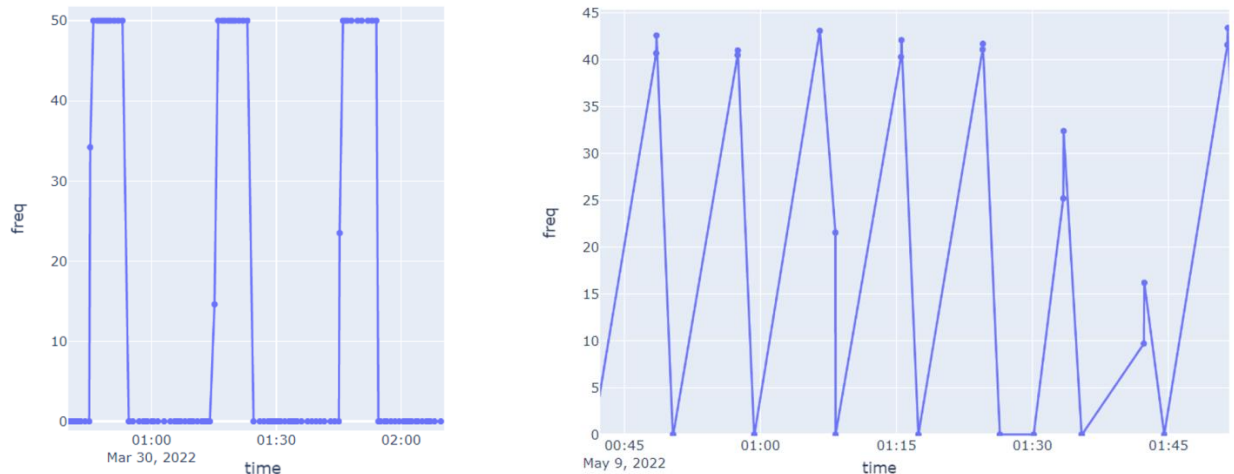


Рисунок 137 – Пример динамики замеров частоты с датчиков телеметрии, на котором явно видны циклы работы скважины (а), дискретность данных намного ниже времени цикла работы скважины (б)

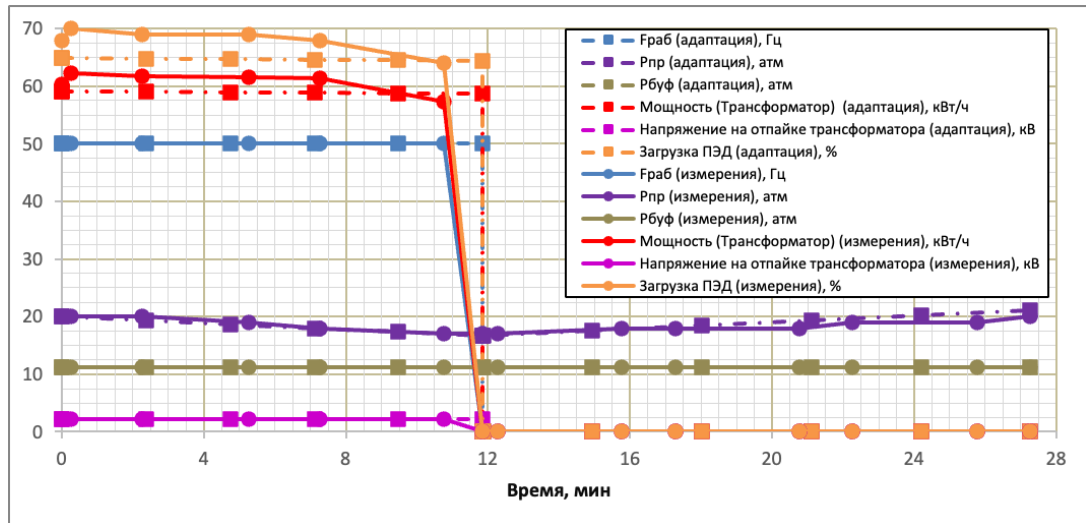
Таким образом, адаптация на динамику телеметрии позволяет создать более точную модель, учитывающую реальные, а не усредненные, условия работы скважины. Более подробно процесс адаптации изложен в работе [276].

4.1.5. Апробация модели

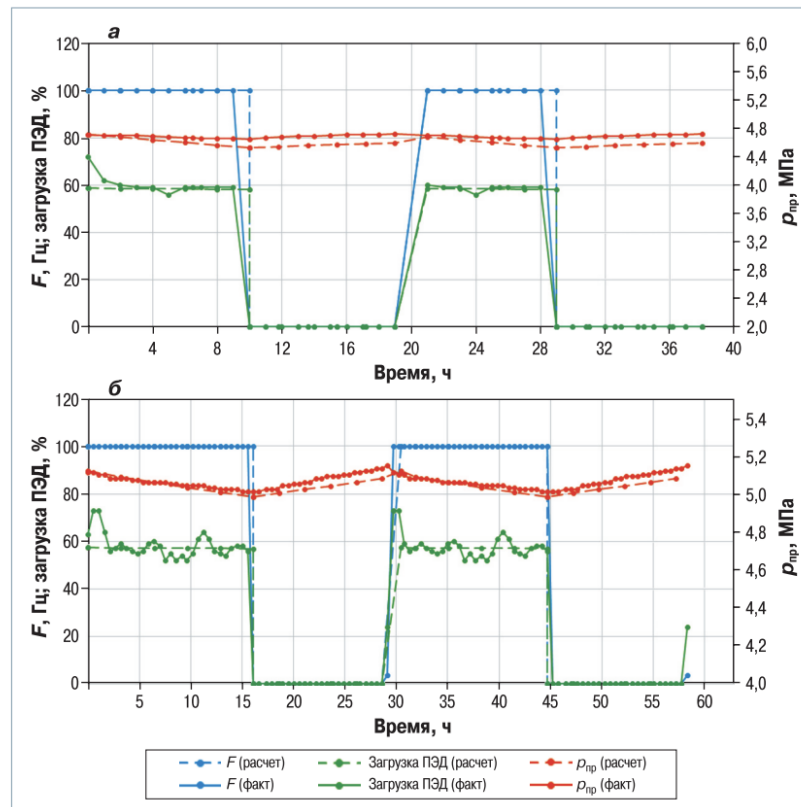
Тестирование реализованных алгоритмов происходило путем совместной экспертизы подобранных мероприятий со специалистами с промыслов. Итогом подобного взаимодействия являлось реализация и последующее подтверждение эффектов от произведенных мероприятий (увеличение добычи или сокращение УРЭ). За время тестирования на пилотных месторождениях в сумме удалось просчитать несколько тысяч реальных кейсов. На данный момент описанный функционал проходит стадию опытно-промышленной эксплуатации.

Для визуальной оценки результатов работы описанных алгоритмов на Рисунке 138 приведены расчетные сааптированные динамики и фактические данные с датчиков телеметрии. На нем пунктирными линиями отмечены рассчитанные после применения алгоритма адаптации

динамики показателей работы скважины и соответствующие им измерения с датчиков телеметрии.



Ниже на Рисунке 139 представлено сравнение динамики основных показателей скважины после автоматической адаптации до и после оптимизации.



Эффект от проведенного мероприятия приведен в следующей Таблице 6.

Таблица 6 – Эффект от оптимизации скважины

Величина Режим	$F_{\text{раб}},$ Гц	$T_{\text{раб}},$ мин	$T_{\text{нак}},$ мин	$Q_{\text{ж}},$ м ³ /сут	$Q_{\text{ж}} \text{ (факт)},$ м ³ /сут	$Q_{\text{н}},$ т/сут	$Q_{\text{н}} \text{ (факт)},$ т/сут
ДО (сверху)	100	16	13	18	20.54	3.5	4.1
ПОСЛЕ (снизу)	100	10 (-6)	9 (-4)	27 (+9)	25 (+4.5)	5.5 (+2)	5.1 (+1)

Пример сводки суммарных эффектов, полученных в ходе оптимизации пилотного месторождения малых размеров, представлен на Рисунке 140: ожидаемый от проведения мероприятий прирост по добыче нефти составляет ~25%, ожидаемое сокращение УРЭ – ~30%.

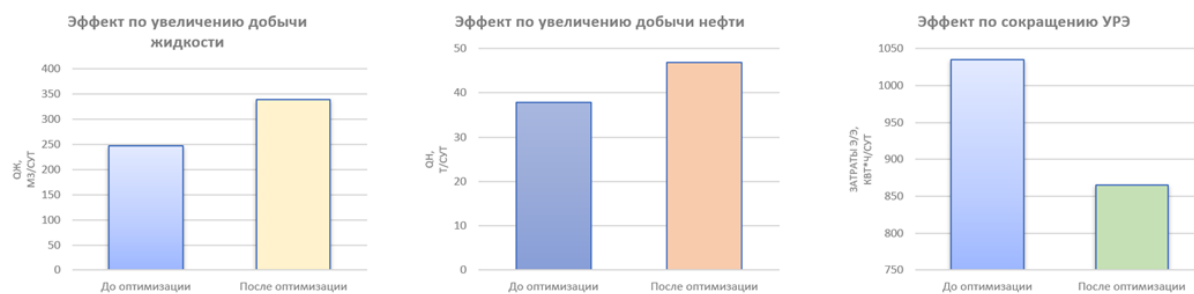


Рисунок 140 – Эффекты от мероприятий в рамках одного месторождения

На месторождениях с большим фондом скважин ожидаемые эффекты в среднем достигают 1-5 % увеличения добычи и 3-10% сокращения УРЭ.

Описанная математическая модель в совокупности с разработанными оптимизационными алгоритмами по результатам апробации показала хорошие результаты в рамках решения задачи подбора оптимизационных мероприятий для скважин, работающих в ПКВ (АПВ) режиме. Созданная модель вкупе с алгоритмами позволяет производить оперативный подбор оптимизационных мероприятий в масштабах крупных месторождений, обеспечивая достаточное быстродействие и производительность расчетов, чтобы полученные результаты не теряли свою актуальность, тем самым реализуя бесшовный процесс адаптации и оптимизации.

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

В данном разделе предложена модель работы скважины, эксплуатирующейся с фонтанированием через затруб либо погружной электроцентробежный насос. Такие режимы характерны для скважин, работающих на нефтяных оторочках в присутствии мощных газовых шапок, либо на месторождениях с высокой газонасыщенностью нефти.

Согласно статистике последних 10 лет с увеличением числа месторождений с газовыми оторочками возрастает число скважин, фонтанирующих через затрубное пространство (ФЧЗ). В связи с этим возникает острая необходимость уметь работать с таким фондом скважин. Традиционные программные комплексы (ПК) для моделирования работы скважин не дают комплексного решения для скважин ФЧЗ. В широко распространенных коммерческих ПК, таких как Pipesim, Prosper и OLGA, или вовсе отсутствует возможность моделирования подобных скважин, либо решение достаточно сложно в использовании. Таким образом, в настоящее время невозможно обеспечить системный процесс управления скважинами, работающими в режиме ФЧЗ: определение оптимальных режимов эксплуатации в изменяющихся геологических и технологических условиях, расчет дизайна оборудования для новых скважин или после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Для анализа и оптимизации работы указанных скважин была поставлена цель разработать комплексное решение для системного процесса управления фондом скважин. Кроме того, ставилась задача создания модели, которая позволила бы построить на ее базе алгоритмы автоматизированного расчета и адаптации с использованием стандартного набора данных, результатов замеров и исследований, проводимых в добывающих обществах.

При построении модели скважина также делится на несколько участков течения – течение в эксплуатационной колонне, в насосе, в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве. Как и ранее, модель предполагает индифферентность относительно алгоритмов расчёта отдельных гидравлических элементов. Однако в данном случае возникает ряд сложностей, связанных с делением жидкости и газа между НКТ и затрубным пространством, а также неопределенностей при работе насоса в отрицательной зоне напорно-расходной характеристики – когда ЭЦН выступает фактически штуцером [368].

4.2.1. Алгоритм деления жидкости между затрубным пространством и НКТ

Коэффициент деления жидкости $K_{liq} = Q_{liq}^{ann} / Q_{liq}$ и газа $K_g = Q_g^{ann} / Q_g$ между затрубом и НКТ предлагается искать с помощью итерационного алгоритма, изображенного на Рисунке 141.

Суть данного алгоритма заключается в независимом итеративном расчете для каждого забойного давления течения по эксплуатационной колонне, ЭЦН, НКТ и затрубье.

Численное решение выполняется снизу вверх от забоя до линии и состоит из трех главных этапов, отображенных на Рисунке 141: подбор забойного давления, расчет перепада давления от забоя до линии, проверка выполнения граничного условия для линейного давления. Подробнее отражено в статье автора [239]. Сам расчет распределения давления в различных узлах скважины (затрубное пространство, колонна, НКТ) выполняется с использованием псевдостационарных корреляций в качестве замыкающих соотношений, например таких как корреляция Беггса и Брилла, Ансари, Грея и др [174-176].

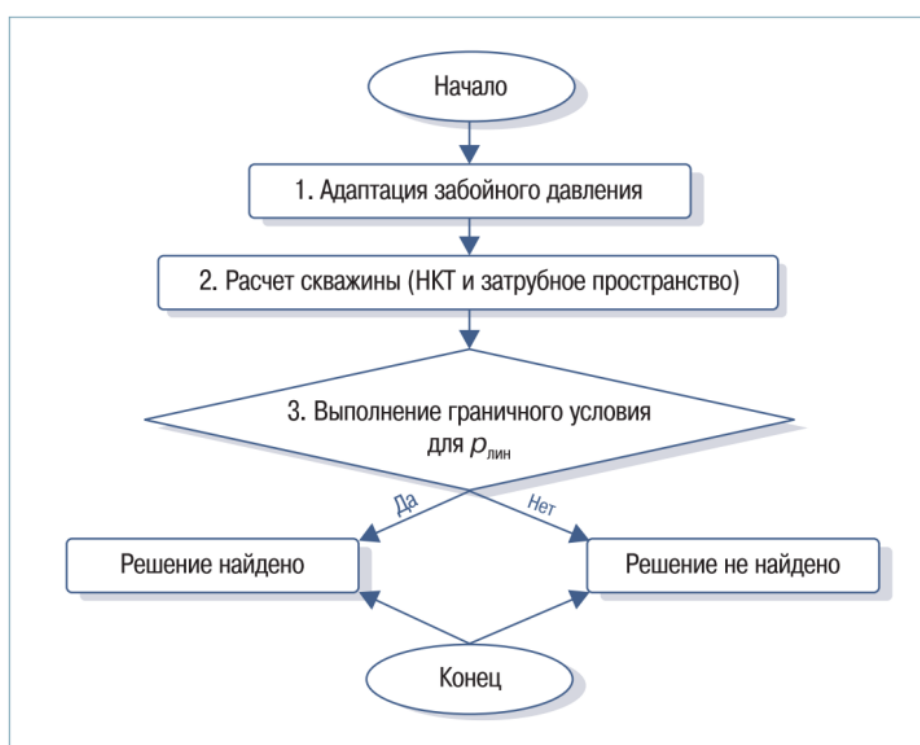


Рисунок 141 – Алгоритм расчета коэффициента деления жидкости (слева) и сравнение модели работы насоса в отрицательной зоне со стендовыми испытаниями (справа)

После предварительного определения параметров выполняется расчет PVT свойств от приема электроцентробежного насоса до выкида, с учетом обновленного газового фактора и дебита жидкости. Модель ЭЦН представлена в виде точечного объекта. Далее выполняется расчет распределения давления от выкидного, развитого перепадом давления в насосе, до буферного. В случае отсутствия погружного оборудования расчет выполняется от точки разделения объема трубы на внутритрубное и НКТ до буфера. Далее после определения буферного давления происходит расчет перепада давления на штуцере при его наличии и, в следствии, определение линейного давления НКТ.

Расчет затрубного пространства проходит аналогичным образом. На каждом шаге интегрирования вычисляются PVT-свойства флюида и значение градиента давления до буфера. Далее при наличии штуцера в затрубном пространстве рассчитывается перепад через него и определяется линейное затрубное расчетное давление.

На значения линейных давлений, получаемых при расчёте перепада давления со стороны внутритрубного и затрубного пространства, накладывается условие совпадения с заданной точностью. Для выполнения граничного условия вычисляется коэффициент деления жидкости. Вычисление коэффициента деления жидкости осуществляется путем решения итерационной задачи для каждого рассматриваемого забойного давления до выполнения условия, описанного выше.

Строится зависимость линейного давления внутритрубного и затрубного пространства от коэффициента деления жидкости. Точка пересечения этих двух кривых будет удовлетворять значениям параметров, при которых возможен ФЧЗ-режим при заданном забойном давлении. В случае, если для текущего забойного давления не существует решения с ФЧЗ-режимом ни при каком значении коэффициента деления жидкости, то оно исключается. Следовательно, в расчете учитываются только те решения, где присутствует фонтанирование через затруб скважины.

На третьем этапе, таким образом для каждого забойного давления получается результат в виде найденного линейного давления в точке соединения внутритрубной и затрубной линий в результате нескольких итерационных расчетов для n значений коэффициента деления жидкости. Далее по полученной зависимости линейного давления от забойного определяется решение, удовлетворяющее исходным данным.

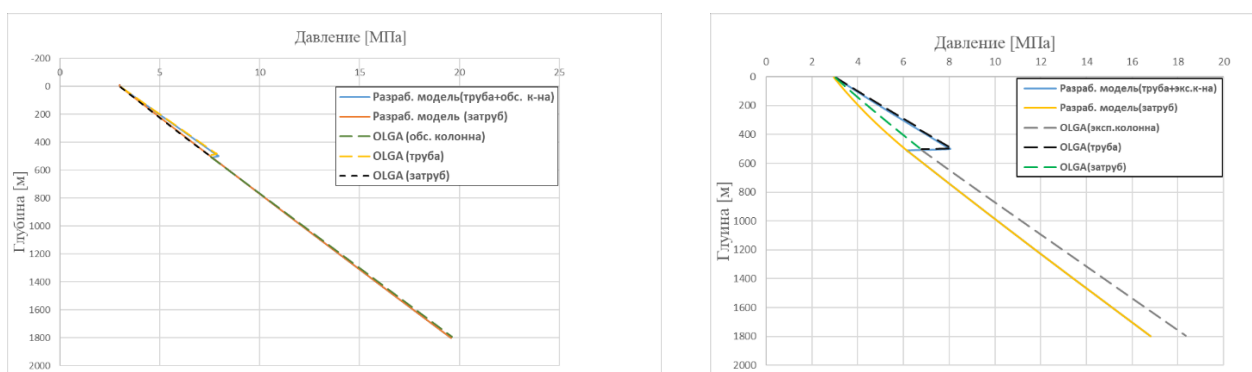


Рисунок 142 – Распределение давления для модели дегазированной нефти

На Рисунке 142 (слева) показано распределение давления в скважине и его сравнение с решением, полученным в OLGA. Расчет проведен на модели однофазного флюида. Исходные данные приведены в Таблице 7.

Таблица 7 – Тестирование на дегазированной нефти. Исходные данные.

Д затруб. [м]	Д НКТ. [м]	Q жид. [м ³ /д]	TVD, MD [м]	Частота [Гц]	Д шт. затруб. [м]	Д шт. НКТ. [м]	Р лин. [МПа]	Обв-ть [%]
0.3	0.15	95	1800	20	0.3	0.15	3	60

Как видно из рисунка расчетные данные хорошо согласуются с решением коммерческого продукта, и абсолютная погрешность составляет 0.2%. Последующее тестирование было проведено на газированной нефти. В Таблице 8 приведены исходные данные. На Рисунке 142 (справа) приведен график расчета.

Таблица 8 – Тестирование на газированной нефти. Исходные данные.

Д затруб. [м]	Д НКТ. [м]	Q жид. [м ³ /д]	TVD, MD [м]	Частота, [Гц]	Д шт. затруб. [м]	Д шт. НКТ. [м]	Р лин. [МПа]	Обв-ть, [%]	ГФ [м3/м3]
0.3	0.15	120	1800	40	0.3	0.15	3	60	100

Расхождение с эталонным решением составило 8.9%. Данный кейс показал необходимость использования специализированных методик расчета отдельных гидравлических элементов, позволяющих учесть весь спектр критических физических явлений, сопровождающих эксплуатацию подобного фонда, основанных на соответствующей широкой экспериментальной базе. По результатам анализа литературы было решено использовать корреляцию Хасана и Кабира для моделирования перепада давления в затрубном пространстве [177] и механистическую корреляцию Маркеза для расчета естественной сепарации [178]. На Рисунке 143 представлено распределение давления с учетом улучшенного алгоритма, более точно описывающим физику процесса.

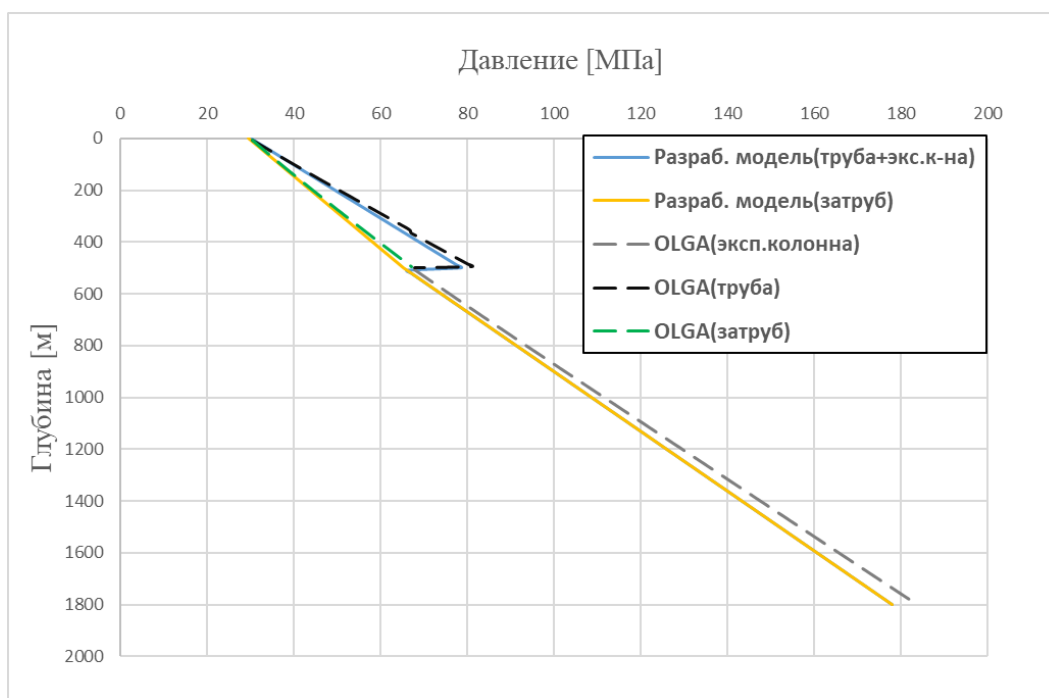


Рисунок 143 – Распределение давления: тест на многофазной смеси с учетом доп. корреляций

4.2.2. Работа насоса в отрицательной зоне НРХ

Последним ключевым фактором является учет работы насоса в случае жидкости с большим содержанием газа на приеме и подачей, превышающей максимальную, при которой достигается нулевой напор. При этом насос может развивать отрицательный перепад давления и выступать в качестве штуцера. Также может сформироваться режим, при котором жидкость полностью прекратит поступать в НКТ. Подобные случаи эксплуатации скважин с работой насоса в отрицательной области нередко встречаются на практике. Например, на месторождениях Восточной и Западной Сибири, где значение газового фактора варьируется от 300 до 800 м³/м³ [179].

Результаты стендовых исследований работы насоса в отрицательной области, проведенных в РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина Горидько К.А., Кобзарем О.С., Хабибуллиным Р.А., представлены в работе [179]. Ключевым фактором в подобных исследованиях является параметр входного объемно-расходного газосодержания β , определяющегося как отношение дебита газа к дебиту смеси у приема погружного оборудования:

$$\beta = \frac{Q_{gas}(P_{in})}{Q_{liq} + Q_{gas}(P_{in})} \cdot 100\% . \quad (4.3)$$

В рамках алгоритма, представленного в текущей работе, был разработан подход учета работы насоса в отрицательной области перепада давления. На Рисунке 144 показаны сравнения

кривых перепада давления в зависимости от дебита жидкости на приеме и объемно-расходного газосодержания полученных в [179] и результатов полученных на разработанной модели. Характеристики насоса взяты из представленных данных для стендовых испытаний. Значение частоты насоса было принято равным 50 Гц, $\beta=30\%$. Флюид состоял из ПАВа, воды и газа и воды с газом без ПАВа (Рисунок 144).

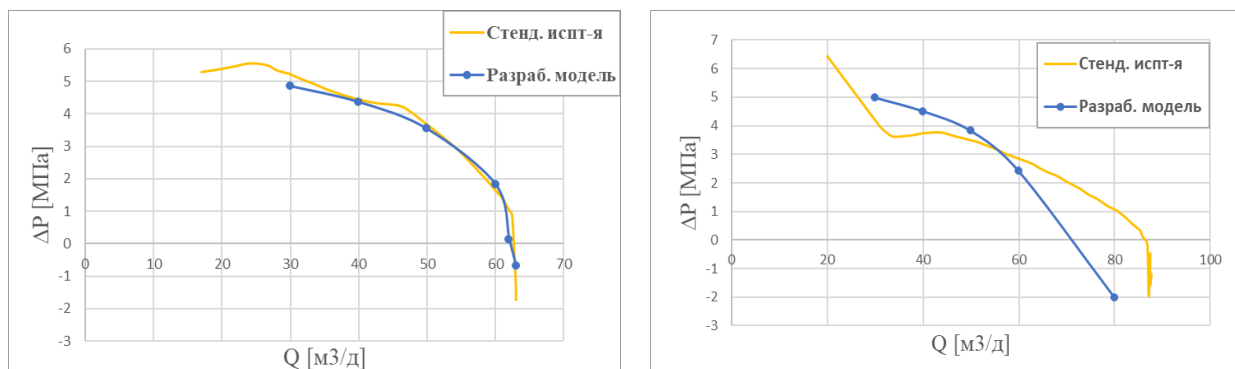


Рисунок 144 – Перепад давления при частоте 50 Гц, $\beta = 30\%$,
слева: вода+газ+ПАВ, справа: вода+газ

Как видно из графиков модель, исследуемая на флюиде с добавлением поверхностного активного вещества, достаточно хорошо согласуется со стендовыми данными.

Необходимо отметить, что в отличие от коммерческого симулятора, разработанная модель не требует в процессе создания дополнительного объема исходных данных за рамками стандартного набора информации, собирающегося по механизированному фонду в добывающих обществах, что позволяет автоматизировать процессы её создания и адаптации. Разработанная математическая модель реализована как программный модуль, позволяющий получать полное представление о процессах, происходящих в скважине. Модуль позволяет проанализировать наличие фонтанирования через затруб, а также распределение потоков и давлений во внутритрубном и затрубном пространстве скважины для интересующих исходных данных. На базе разработанной модели реализован функционал оптимизации режимов работы подобных скважин, позволяющий определять оптимальные управляющие воздействия на скважину (частоту вращения электроцентробежного насоса, диаметр штуцера выкидной линии, диаметр перепускного клапана затрубного пространства) для достижения выбранного оптимизационного критерия. Модель апробирована на месторождениях Ямало-Ненецкого региона (Новопортовское, Восточно-Мессояхское и др.).

4.3. 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.

4.3.1. Описание математической модели

Основными параметрами теплоносителя являются температура, давление и сухость пара. Сухость пара определяется как отношение парообразной фазы (сухого пара) к общему количеству смеси фаз (сухой пар и капельная жидкость):

$$G_s = \frac{m_s}{m_s + m_f}, \quad (4.4)$$

где m_s – масса сухого пара;

m_f – масса жидкой фазы [кг].

Теплонесущая способность пара выше, чем у горячей воды: при одной и той же температуре у пара помимо тепловой энергии, которую он может передать за счет охлаждения, есть еще запас энергии за счет фазового перехода в жидкое состояние (конденсации). В этих условиях очевидно, что чем выше сухость пара на забое скважины, тем большую тепловую энергию доставляет в пласт единица массы теплоносителя.

Необходимо также отметить, что температура и давление являются независимыми параметрами только в случае движения горячей воды или перегретого пара. В случае закачки пароводяной смеси температура и давление являются зависимыми величинами (Рисунок 145). Выше линии на Р-Т диаграмме вода существует в жидком состоянии, ниже – в виде пара. На самой линии насыщения вода существует в виде пароводяной смеси с сухостью от нуля (чистая жидкость) до единицы (чистый пар) в зависимости от количества энергии переданной единице массы смеси при нагреве [180, 181].

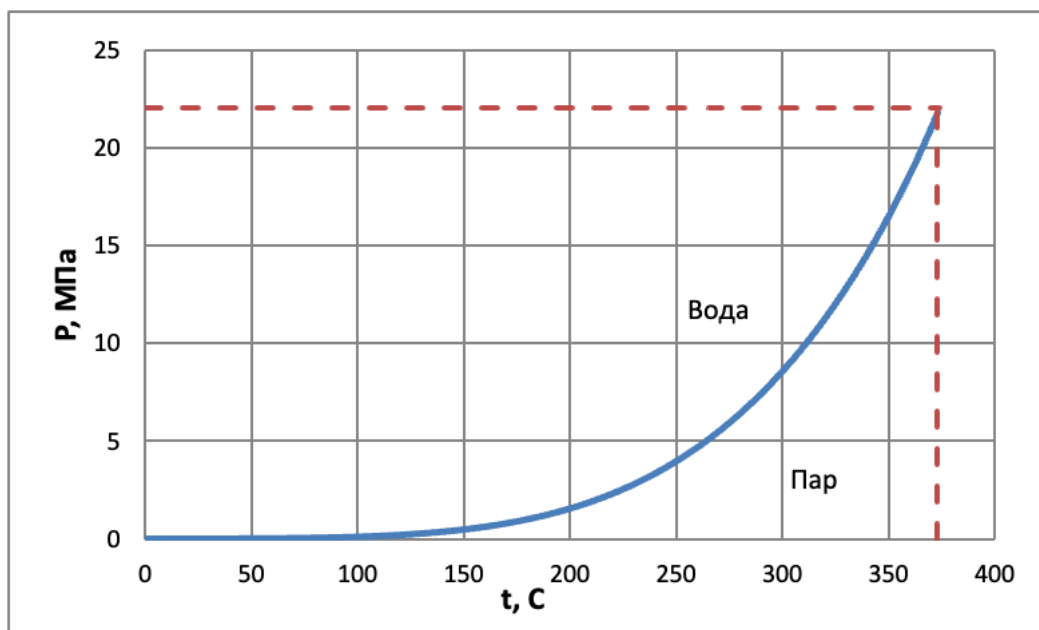


Рисунок 145 – Фазовая диаграмма воды

В практике нефтяного инжиниринга для обозначения комплекса алгоритмов оперативной оценки текущего забойного давления скважины по данным об ее параметрах на устье и/или приеме насоса (при наличии датчика ТМС) уже устоявшимся является термин «технологический режим» нефтяной и нагнетательной скважины. Ниже предлагаются алгоритмы технологического режима для паронагнетательной скважины: прогноз температуры, давления и сухости теплоносителя на забое по данным на устье. Основное отличие от моделей, заложенных в технологическом режиме нагнетательной и нефтяной скважины, заключается в том, что для прогноза параметров теплоносителя на забое необходимо рассматривать в общем случае неизоэнтальпическое движение пароводяной смеси, учитывать теплопотери в окружающую среду, которые в свою очередь влияют на долю пара в потоке и, соответственно, на распределение плотности смеси и силу трения.

В общем случае решение задачи нестационарного неизоэнтальпического движения двухфазной жидкости с фазовыми переходами по стволу скважины связано с использованием уравнения Навье-Стокса в общей постановке [184], сопряженного с решением трехмерной задачи теплопроводности в пористой среде, для оценки теплопотерь. Очевидно, что данный путь, являясь теоретически наиболее верным, не ведет к созданию удобного инженерного инструмента, а только рождает череду неопределенностей и проблем при анализе фактических скважинных данных. Поэтому общую постановку задачи необходимо упростить.

Для решения задачи определения состояния теплоносителя вдоль ствола скважины мысленно разделим ее на N достаточно малых одинаковых элементов, аппроксимировав траекторию скважины совокупностью наклонно-направленных «цилиндров» (Рисунок 146).

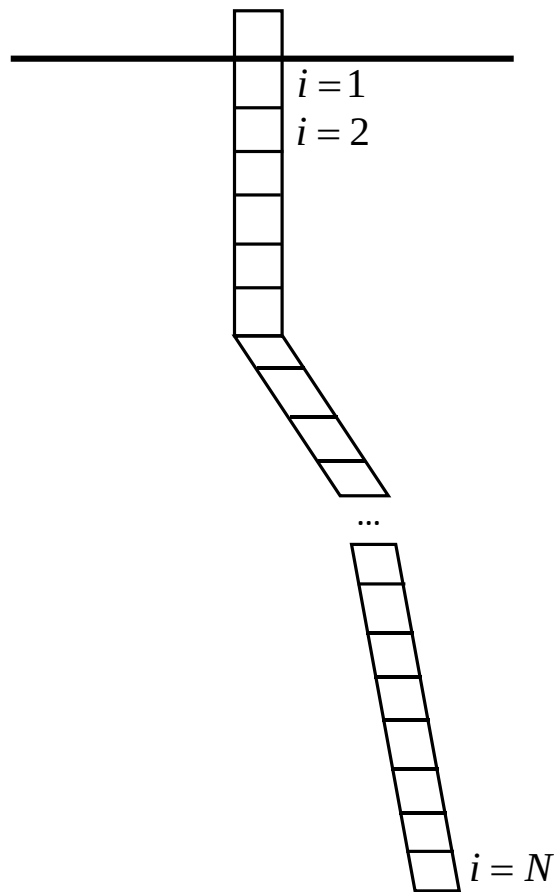


Рисунок 146 – Разбиение скважины на элементы

Размер элементов подбирается таким образом, чтобы в пределах каждого элемента с заданной точностью можно было предполагать постоянным давление, температуру и сухость теплоносителя. Анализ численных решений, показывает, что распространением температуры в породе в вертикальном направлении можно пренебречь, поэтому задачу расчета тепловпотерь будем решать независимо для каждого элемента. Таким способом мы сведем общую задачу к сопряжению решений двух одномерных задач: движения жидкости по скважине и распространения температуры в окружающие породы.

Заметим, что характерное время перераспределения давления в скважине гораздо ниже, чем характерное время перераспределения температуры в пласте [185]. Поэтому в стволе скважины будем рассматривать псевдоустановившееся одномерное течение, параметры которого зависят от тепловпотерь по стволу скважины. Градиент давления будем определять по методу Беггса и Брилла [182]:

$$\frac{dP}{dL} = \rho_s g \sin \theta - \frac{f \rho_n v_m^2}{2D}, \quad (4.5)$$

где f - коэффициент трения;

ρ_n - плотность парожидкостной смеси без эффекта проскальзывания;

ρ_s - плотность парожидкостной смеси с учетом эффекта проскальзывания;

D - внутренний диаметр трубы, по которой движется теплоноситель, в зависимости от конструкции скважины и глубины рассматриваемого элемента – это внутренний диаметр НКТ, обсадной колонны, хвостовика;

v_m - общая скорость движения смеси;

θ - угол наклона в рассматриваемом участке скважины.

Плотность парожидкостной смеси (с учетом и без учета проскальзывания) зависит от теплотер в окружающие породы, давления и температуры в данной точке. Так как в процессе движения в парожидкостной смеси происходит фазовый переход – конденсация пара, и поскольку поток массы по стволу скважины постоянен, то от вышеперечисленных параметров также зависит и общая скорость смеси v_m , коэффициент трения f и потери на трение в целом.

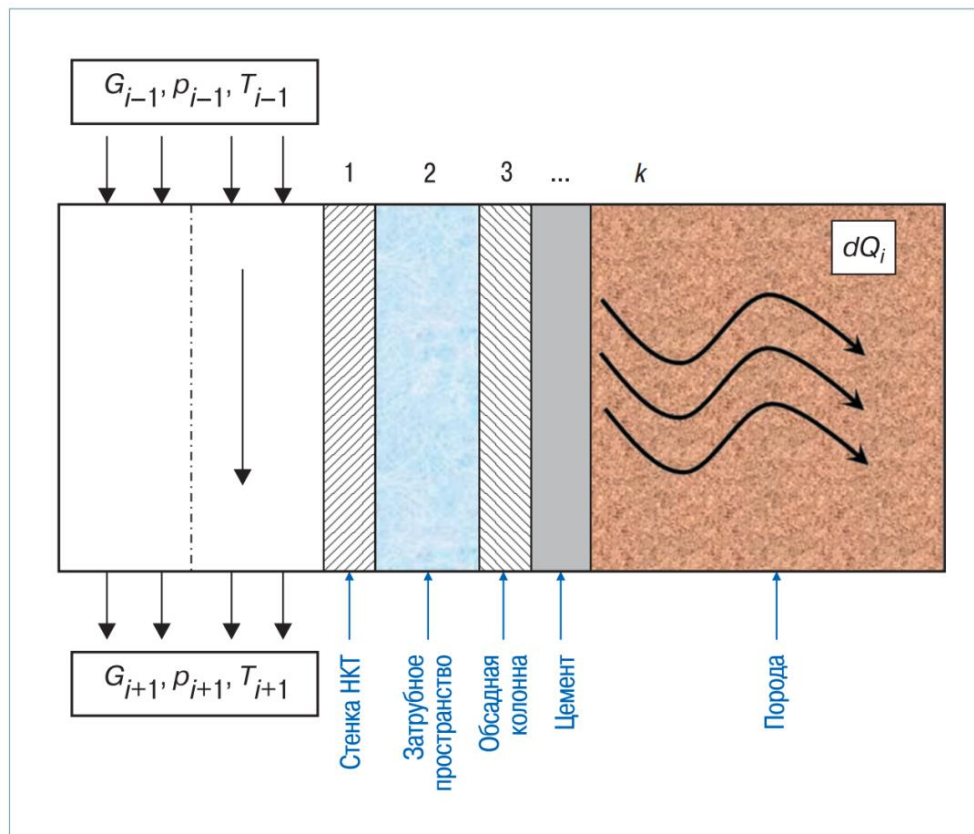


Рисунок 147 – Элемент ствола скважины - для рассматриваемого сегмента: dQ_i – потери тепла в окружающую среду, G_i – сухость пара, p_i – давление, T_i – температура

Учет теплотер производится с помощью решения уравнения теплопроводности. Рассмотрим элемент скважины (Рисунок 147). Для нахождения динамики распределения температуры необходимо решить задачу в многослойной области: стенка термо-НКТ, затруб скважины, обсадная колонна, цементное кольцо, окружающие породы:

$$\rho_k c_k \frac{\partial U}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_k \frac{\partial U}{\partial r} \right), \quad (4.6)$$

где U – перепад температуры;

λ_k – коэффициент теплопроводности среды;

ρ_k – плотность среды;

c_k – коэффициент теплоемкости среды;

r – расстояние от центра скважины, индекс k отвечает за номер рассматриваемого слоя со своими теплофизическими свойствами.

После нахождения динамики температуры, скорость теплотерь для i -го элемента скважины определяется исходя из следующего уравнения:

$$dQ_i = 2\pi h_i \lambda_1 \left(r \frac{\partial U}{\partial r} \right) \Big|_{r=D/2}, \quad (4.7)$$

где D – внутренний диаметр трубы, по которой движется теплоноситель;

h_i – длина i -го сегмента трубы.

Таким образом, энтальпия при движении пароводяной смеси через i -ый сегмент скважины уменьшается на величину $dQ_i = H_{i+1} - H_i$. Отсюда сразу пересчитывается и сухость пара в сегменте G_i , а также скорость смеси и потери на трение. Необходимо отметить, что алгоритм расчета теплотерь адаптирован не только для рассматриваемых типов конструкций скважины, при расчете он позволяет задавать произвольное число слоев с любыми тепловыми свойствами, учитывать различные глубины установки термopakера и спуска НКТ.

4.3.2. Апробация метода прогноза состояния теплоносителя на забое скважины

Алгоритм был апробирован в процессе закачки пара на пласт М месторождения Бока де Харуко Республики Куба, в рамках проекта опытно-промышленных работ (ОПР), проводимых компанией АО «Зарубежнефть» [256]. ОПР на Бока де Харуко – едва ли не единственный в мире действующий пилотный проект по тепловому воздействию для месторождений битума в карбонатных пластах. Из аналогов можно назвать работы на месторождении Grossmont [183], которые полностью прекращены к настоящему моменту. Это связано с тем, что паронефтяное отношение для трещиновато-поровых карбонатов в целом ниже, чем для песчаников вследствие гидрофобности матричной части коллектора, что в условиях текущих цен на нефть делает их разработку низкорентабельной.

На пласте М в процессе проводимого компанией АО «Зарубежнефть» ОПР по парозакачке впервые был получен промышленный приток нефти [258], с учетом того, что пласт имеет региональное распространение вопрос о возможности рентабельной добычи является крайне актуальным не только для месторождения Бока де Харуко, но и для экономики Кубы в целом.

Именно для дополнительного контроля при оценке ПНО был разработан и опробован описанный в статье алгоритм.

Необходимо отметить, что влияние сухости имеет критическое значение на конечные показатели ПНО и при некорректном учете может привести к ошибочным выводам о рентабельности проекта парозакачки. На Рисунке 148 изображено сравнение дополнительной добычи нефти месторождения Бока де Харуко от парозакачки для случая использования пара с сухостью 80% и для случая закачки горячей воды той же температуры. Видно, что отличие сравнимо с самой дополнительной добычей.

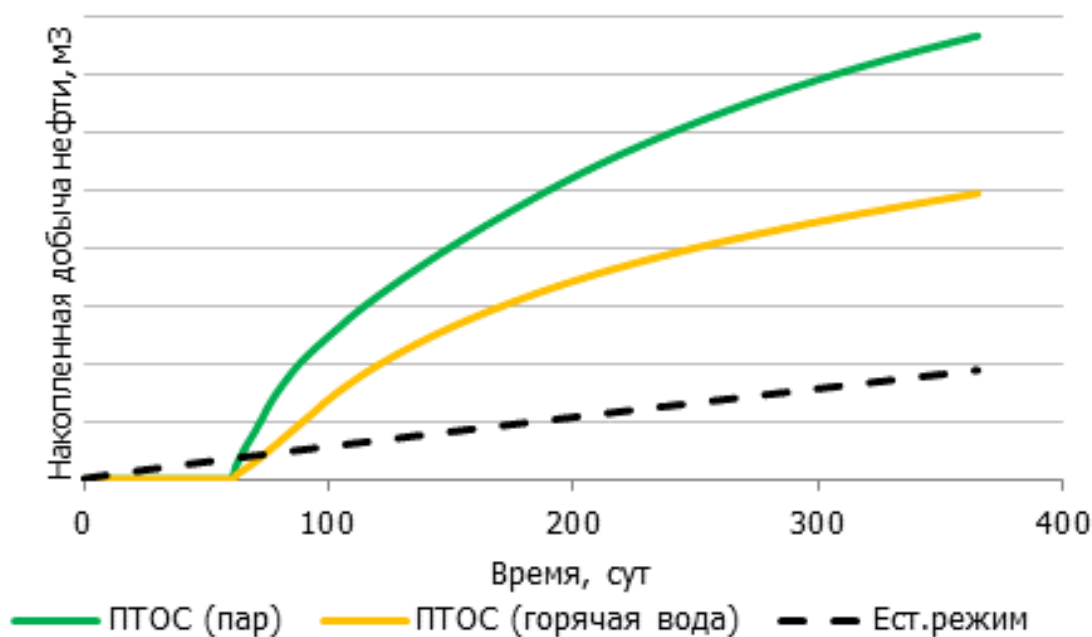


Рисунок 148 – Расчет эффекта от парозакачки на термогидродинамической модели в случае закачки горячей воды и пара с сухостью 80%

Для получения минимального значения ПНО в процессе ОПР по парозакачке было решено произвести настройку парогенератора на достаточно высокие значения сухости пара: 80% и более. В процессе парозакачки была проведена термограмма (Рисунок 149 слева), которая показала наличие фазового перехода (то есть полной конденсации пара), на глубине 280 м, ниже этой отметки движется горячая вода. Как упоминалось выше закачка горячей воды гораздо менее эффективна по сравнению с закачкой пара большой сухости. При этом провести адаптацию данной термограммы с учетом задания на устье заданной сухости пара не получилось - в случае задания на устье скважины сухости 80%, полной конденсации пара в стволе скважины быть не должно. Ошибка в расчете теплотерь также исключалась: если посмотреть на термограмму после точки полной конденсации пара, видно, что горячая вода теряет температуру почти

линейно с глубиной, что говорит о постоянных теплопотерях, которые можно оценить и таким образом проверить рассчитанные с помощью изложенного в статье алгоритма значения.

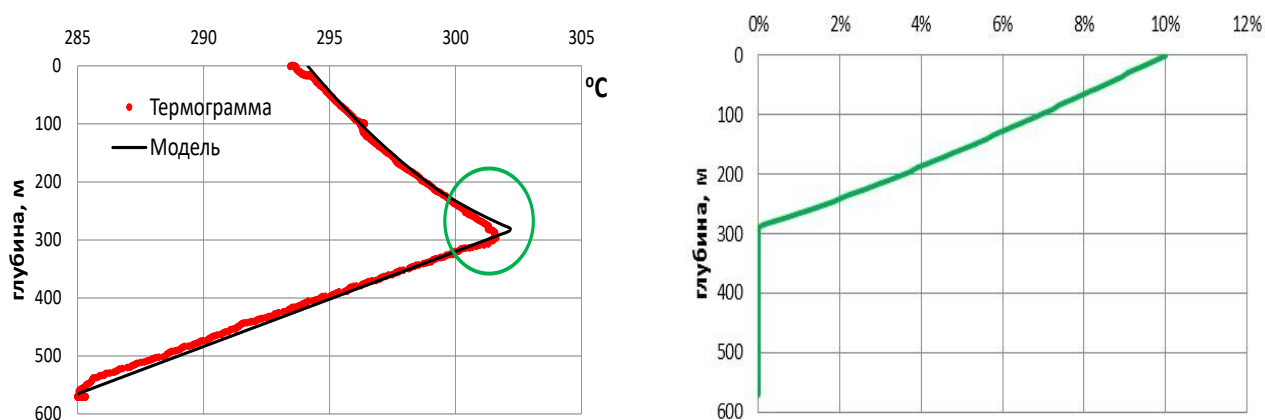


Рисунок 149 – Адаптация результатов термогидродинамических исследований (слева) и расчетная сухость пара по стволу (справа)

Адаптацию удалось произвести, при задании на устье скважины сухости в 10% (Рисунок 149 справа), что явилось стимулом для проверки калибровки степени сухости пара на парогенераторе. По результатам проведенных работ была подтверждена расчетная сухость пара, после этого произвели дополнительную настройку системы определения сухости на парогенераторе и скорректировали расчетные значения ПНО, что позволило более точно оценить эффект от парозакачки.

Необходимо также отметить, что кроме описанной выше области применения для корректной оценки ПНО, представленный алгоритм позволяет произвести оценку забойного давления на паронагнетательной скважине. Это помогает выбирать режимы закачки пара на устье для избегания превышения давления ГРП на забое скважины. Это крайне важно особенно на коллекторах с естественной трещиноватостью (таких как пласт М месторождения Бока де Харуко): при превышении давления ГРП в пласте начинает активно работать сеть естественных трещин и вместо вытеснения происходит прорыв теплоносителя к добывающей скважине.

4.4. Подходы идентификации параметров замыкающих соотношений многофазного потока

В данном параграфе предлагаются подходы идентификации параметров замыкающих соотношений при моделировании сложных процессов добычи, транспорта и подготовки углеводородов с помощью методов машинного обучения. Задача является крайне актуальной в связи с двумя направлениями. Первое связано с вопросами разработки отечественной линейки

специализированного программного обеспечения. Основное преимущество текущих коммерческих программных пакетов моделирования связано с наличием большого числа замыкающих соотношений для различных типов углеводородной смеси, режимов течения, построенных по результатам многочисленных экспериментов, либо адаптированных с учетом опыта применения озвученных инструментов. Второе направление связано принципиальным отсутствием данных замыкающих соотношений 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.

В настоящем параграфе предложены подходы, основанные на данных (data-driven подходы) для решения озвученных вызовов быстрой идентификации замыкающих соотношений. Апробация подходов идет на примере идентификации параметров коммерческих гидравлических корреляций с помощью различных методов машинного обучения.

Моделирование процессов добычи, транспорта и подготовки нефти и газа традиционно опирается на физико-математические модели, реализованные в промышленном ПО (OLGA, Schlumberger PIPESIM, Petroleum Experts IPM и др.). В этих пакетах заложены многочисленные замыкающие соотношения – эмпирические корреляции и зависимости, полученные в результате экспериментов. Они позволяют упростить систему уравнений, описывающих сложные многофазные течения и нефтегазовые объекты. Однако у такого подхода есть ограничения [328]. Каждое замыкающее соотношение верно лишь в пределах условий, в которых проводились эксперименты. При выходе за эти диапазоны точность модели падает. Для новых условий или нетрадиционных объектов (например, трудноизвлекаемые запасы сверхвязкой нефти, сланцевые пласты, нестандартные трубопроводы) зачастую отсутствуют проверенные корреляции.

Со временем накоплен обширный перечень замыкающих соотношений, предлагаемых разными авторами для разных режимов и условий. Коммерческие симуляторы включают десятки опций (например, выбор корреляции для расчета удержания жидкости, падения давления, режима течения и т.д.). Такой разрозненный и постоянно растущий список замыкающих зависимостей усложняет расчетный цикл и приводит к неоднозначности. К тому же далеко не все комбинации этих эмпирических моделей дают удовлетворительные результаты. Например, существующие корреляции для характеристик гидродинамического slug-режима (протяженных пробок жидкости) не способны точно предсказать поведение псевдо-slug потоков. Иными словами, даже при наличии множества корреляций могут оставаться существенные пробелы в области достоверного моделирования. В реальных условиях режим течения и параметры среды могут динамически изменяться (например, переходы между режимами пузырькового, пробкового, кольцевого течения в трубопроводе при изменении дебита). Классические подходы

могут оказаться непригодными в нестационарных режимах. Это ведет к росту ошибок моделирования или требует чрезмерно консервативных допущений при проектировании.

Развитие data-driven подходов, основанных на анализе данных и методах машинного обучения, мотивировано озвученными проблемами. Их применение позволяет прямо использовать полевые данные и результаты высокоточных численных моделей для вывода замыкающих соотношений вместо трудоемкого и узкоспециализированного эксперимента. Идентификация замыкающих соотношений – это задача, в которой по набору экспериментальных или симуляционных данных необходимо определить зависимость между величинами, дополняющую основную физическую модель. Современные data-driven методы, используемые для таких задач, включают как регрессионный анализ, направленный на подбор функциональной зависимости, параметрами которой управляет алгоритм оптимизации, минимизируя отклонение от данных. Так и методы машинного обучения и нейросетевые модели. Здесь функциональная форма не задаётся явно – алгоритм самостоятельно учится связи «входы–выходы» по данным. В контексте замыкающих соотношений входами выступают параметры режима (например, скорость фаз, диаметр трубы, свойства флюидов), а выходом – искомая величина (коэффициент трения, доля захвата жидкости и т.п.). Обучая, например, искусственную нейронную сеть на большом массиве экспериментальных данных, можно получить black-box модель замыкающего соотношения. В работе Hernandez & Valencia (2020) [329] такой подход показал возможность автоматического выбора корректных замыкающих соотношений в единой модели течения, обеспечивая предсказание перепада давления и доли жидкости в потоке с приемлемой точностью. В другой работе (Канин (2019)) [215] предложена методика предсказания градиента давления в многокомпонентном потоке, основанная на трёх последовательных суррогатных моделях, построенных с помощью алгоритмов машинного обучения: модели предсказания жидкостной насыщенности, модели идентификации режима течения и модели расчёта градиента давления. Эти модели обучены на лабораторных данных и протестированы на реальных полевых случаях, показав при этом высокую точность и возможность масштабирования с лабораторных условий на полевые без дополнительного обучения. В еще одной работе (Baryshnikov et al., 2020) [213] представлен метод адаптации многокомпонентной модели трубопроводного течения на реальные полевые данные с использованием искусственных нейронных сетей, изначально обученных на синтетических и лабораторных данных, а затем дополнительно откалиброванных по реальным измерениям давления на забое скважины. Такой подход позволил достичь более высокой точности расчёта забойного давления по сравнению с традиционными корреляциями и механистическими моделями.

Методы, описанные выше, уже находят применение в различных задачах нефтяного инжиниринга. Одно из наиболее актуальных направлений – это расчет многофазных потоков в трубопроводах. Data-driven подходы здесь применяются для идентификации режима потока, расчета коэффициентов трения, удержания жидкости и других замыкающих параметров трубопроводной модели.

Разрабатываются суррогатные модели трубопроводов [330]: например, глубокая нейронная сеть может заменить сложный расчет OLGA, мгновенно предсказывая падение давления и распределение фаз по заданным входным условиям. В литературе описаны подходы, где алгоритмы на основе деревьев решений подбирают оптимальные комбинации существующих эмпирических корреляций для конкретных условий потока, а также применения генетических алгоритмов для выбора набора замыкающих соотношений, максимально соответствующих экспериментальным данным по многофазному течению. Наконец, необходимо упомянуть направление по донастройке общедоступных корреляций с помощью методов машинного обучения, которые описаны в статьях [213, 214, 215].

В настоящей работе фокус сделан на идентификацию параметров закрытых гидравлических корреляций – режима потока, коэффициента трения, проскальзывания газа в зависимости от свойств и режимов течений. Такой подход позволяет более универсально имплементировать результаты в расчетную модель, которая является таким образом гибридной, объединяя основные дифференциальные уравнения, отражающие законы сохранения, и искомые замыкающие соотношения. Настоящий подход также может быть использован для вычисления параметров замыкающих соотношений из данных лабораторных стендовых экспериментов для новых типов нефти, а также для уточнения этих параметров из данных нормальной эксплуатации.

4.4.1. Двухфазные гидравлические корреляции

Предлагаемый подход по идентификации параметров корреляций и определяющих соотношений выглядит следующим образом (Рисунок 150). На первом этапе производится серия численных экспериментов на коммерческом программном обеспечении для базового обучения моделей машинного обучения на втором этапе. В случае гидравлических корреляций рассматривается три типа моделей для соответственно предсказания режима потока, объемной доли жидкости и коэффициента трения (Рисунок 151). На третьем этапе происходит донастройка моделей для учета специализированных свойств нефти и газа рассматриваемого актива или учета специфических процессов, протекающих при добыче, транспорте и подготовке. Для этого используются промысловые данные или результаты фокусных стендовых испытаний.

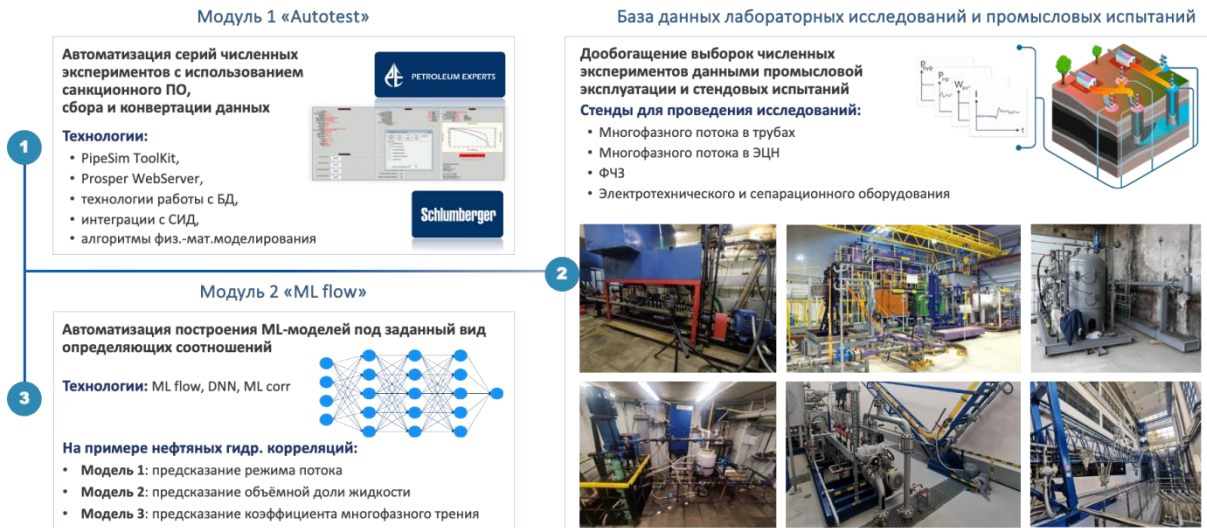


Рисунок 150 – Общий расчетный пайплайн с учетом подготовки данных и дообучения полученных моделей

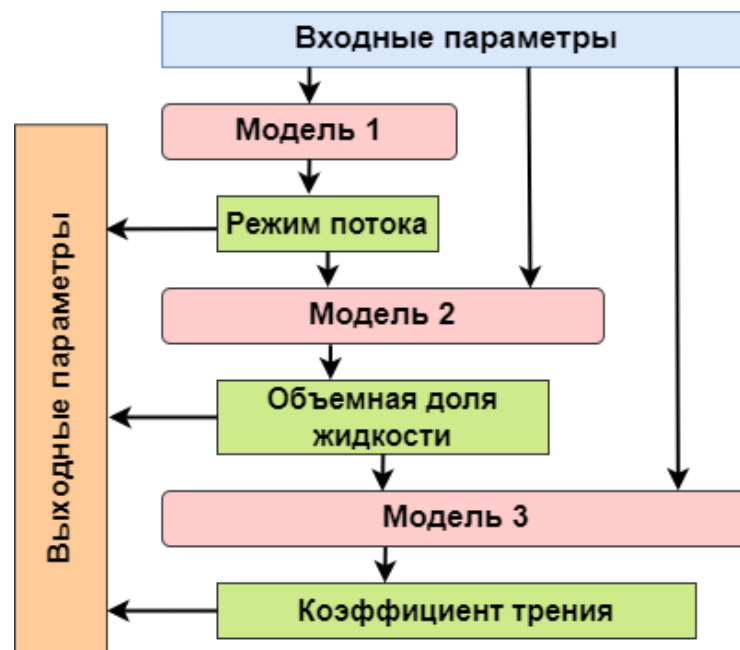


Рисунок 151 – Схема проведения расчетов при идентификации параметров замыкающих соотношений на примере закрытых гидравлических корреляций двухфазного потока

В качестве входных параметров при обучении используются: угол наклона и внутренний диаметр трубы, ее относительная шероховатость, приведенные скорости нефти, воды и газа, плотности жидкости и газа, поверхностное натяжение вода-газ, вода-нефть, нефть-газ, вязкости нефти, воды и газа, давление и т.д. В качестве выходных параметров выступают: режим потока нефть-вода, режим потока жидкость-газ, объемная доля жидкости и коэффициент трения.

На Рисунке 152 и Рисунке 153 показаны результаты идентификации на примере двухфазных гидравлических корреляций Xiao Mod и Aziz Govier Fogarasi. Для примера с корреляцией корреляций Xiao Mod режим потока определяется в соответствии с f- мерой (масро-

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.

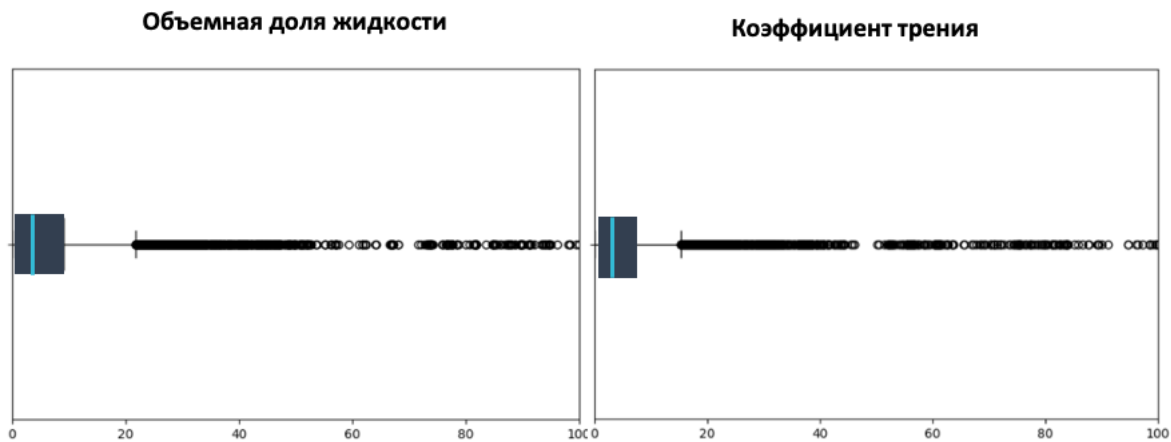


Рисунок 152 – Относительная ошибка в работе обученной ML-модели для двухфазной корреляции Xiao Mod

Для примера с корреляцией корреляций Aziz Govier Fogarasi режим потока определяется в соответствии с f- мерой (macro-f1-score) равной 0.96, а объемная доля и коэффициент трения определяются с медианными ошибками 2.13% ($R^2 = 0.99$) и 3.62 % ($R^2 = 0.96$) соответственно.

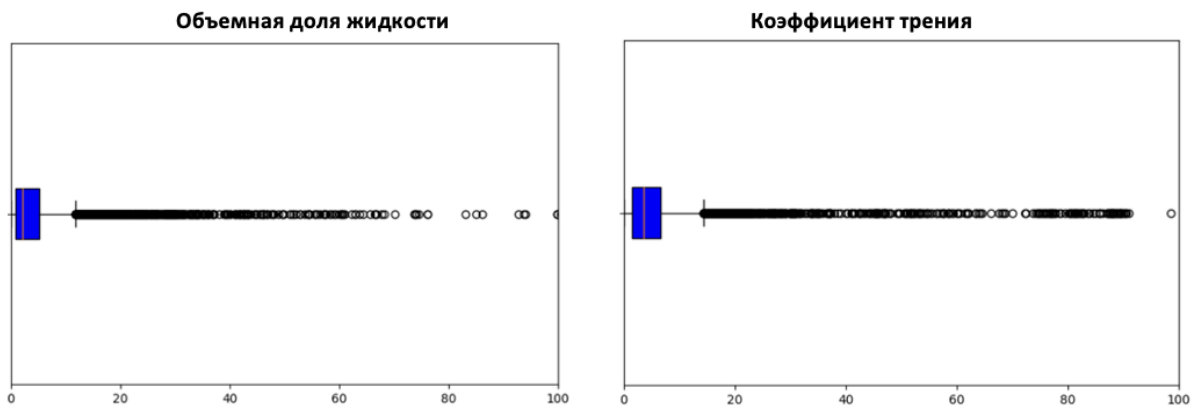


Рисунок 153 – Относительная ошибка в работе обученной ML-модели для двухфазной корреляции Aziz Govier Fogarasi

4.4.2. Трехфазные гидравлические корреляции

В случае рассмотрения идентификации параметров трехфазных корреляций, расчетный пайплайн выглядит несколько иначе (Рисунок 154). Здесь добавлены этапы обучения моделей в режимах потока «нефть-вода» и «жидкость-газ». В остальном схема соответствует процессу, отраженному на Рисунке 150.

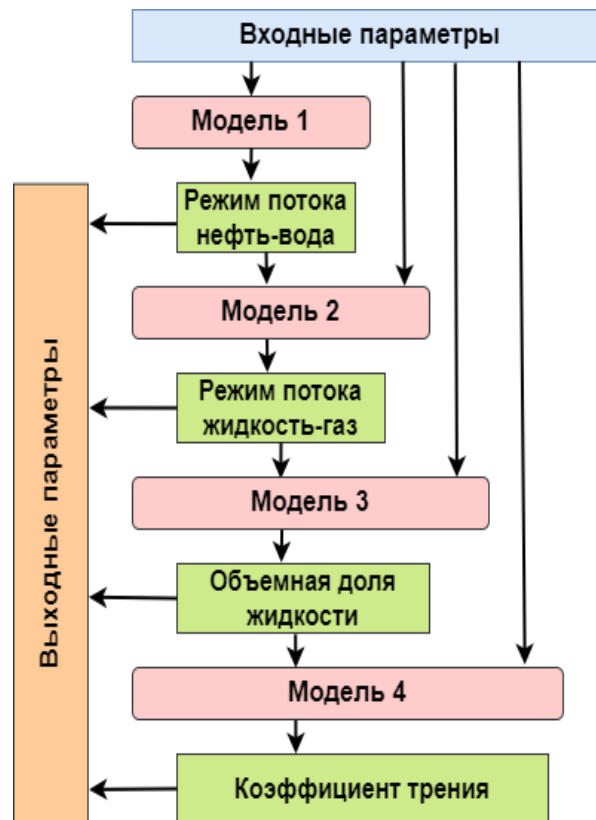


Рисунок 154 – Схема проведения расчетов при идентификации параметров замыкающих соотношений на примере закрытых гидравлических корреляций трехфазного потока

На Рисунке 155 представлен результат работы алгоритмы для идентификации параметров трехфазной гидравлической корреляции на примере корреляции OLGAS 2017.1 3Phase-HD. Режим потока определяется в соответствии с f-мерой (macro-f1-score) равной 0.96, а объемная доля и коэффициент трения определяются с медианными ошибками 5.2% ($R^2 = 0.99$) и 13.4 % ($R^2 = 0.96$) соответственно.

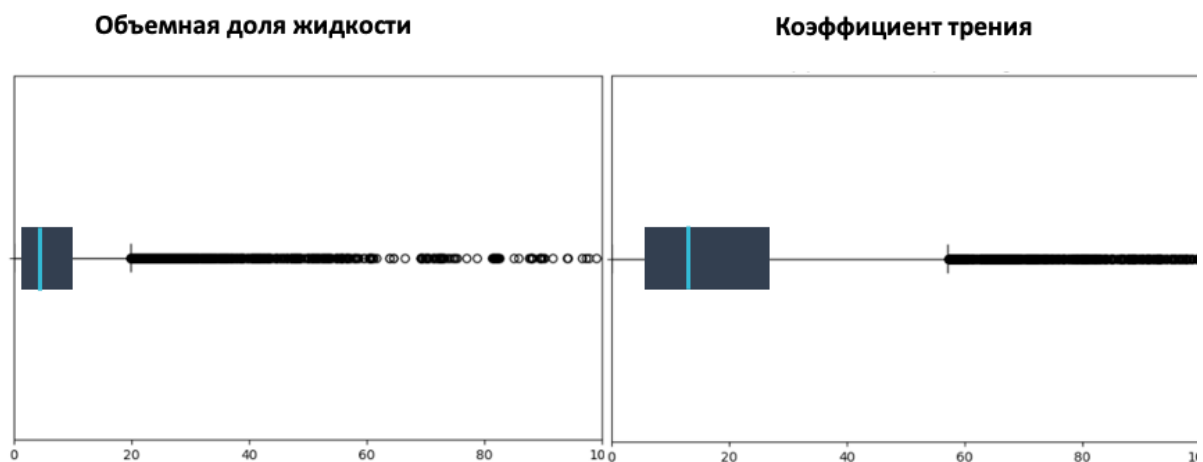


Рисунок 155 – Относительная ошибка в работе обученной ML-модели для трехфазной корреляции OLGAS 2017.1 3Phase-HD

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. Таких как, физико-химические расчеты: параметры уравнения состояния, химические потенциалы фаз, зависимости вязкости и плотности от соотношения фаз, содержание неуглеводородных компонент, ацентрические фактора, коэффициенты фазового равновесия; электротехника: зависимости активной, индуктивной и ёмкостной части сопротивления цепи от текущих эксплуатационных условий; теплообмен: коэффициенты, регулирующие интенсивность теплопроводности и конвекции; и другие инженерные соотношения: коэффициенты гидравлического сопротивления трубок, насадок, тарелок, прочего типового оборудования подготовки и переработки, фазовые пропускные способности оборудования, модели деградации динамического оборудования от содержания нецелевой фазы в потоке, модели изменений термобарических условий в зависимости от превышения паспортно-расходных характеристик оборудования и т.д.

4.5. Выводы по Главе 4

Глава посвящена решению критически важной проблемы: управлению процессом механизированного подъема на трудноизвлекаемых запасах. Ключевые **проблемы**, которые решаются:

- сложность оперативного моделирования длительных неустановившихся и кратковременных циклических режимов работы;
- фонтанирование через затруб и УЭЦН: существующие коммерческие инструменты не имеют комплексных решений для моделирования такого осложненного режима;
- тепловые методы (парозакачка): отсутствие оперативных методов точного прогноза ключевых параметров теплоносителя (давление, температура, сухость пара) на забое по данным на устье;
- неточность замыкающих соотношений для конкретных нефти и газа, а также специфических для трудноизвлекаемых запасов условий эксплуатации.

В Главе последовательно предложены **инструменты** для управления скважинами и процессом механизированного подъема на трудноизвлекаемых запасах:

- предложена новая модель периодической скважины. Отдельное внимание уделено вопросам верификации этой модели, а также вопросам ее адаптации на среднесуточные и высокодискретные данные;
- предложены подходы по анализу и мониторингу скважин с фонтанированием через установку ЭЦН и затруб, разработан алгоритм для расчета коэффициента деления жидкости

между трубным и затрубным пространством, обсуждаются вопросы работы насосного оборудования в отрицательной зоне напорно-расходных характеристик;

–представлен алгоритм расчета свойств теплоносителя на забое паронагнетательной скважины, проведена его верификация путем сравнения результатов с термогидродинамическими исследованиями;

–представлена методика идентификации и уточнения параметров замыкающих соотношений при моделировании многофазных течений в стволе скважины на примере двухфазных и трехфазных гидравлических корреляций (режим потока, коэффициент трения, объемная доля жидкости).

По итогам проведенных работ по верификации предлагаемых методов и моделей можно сделать **выводы** об их применимости для процесса мониторинга, анализа и управления фондом скважин в осложненных режимах, рассматриваемых в настоящем исследовании.

5. ИНТЕГРИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЛЯ ЗАДАЧ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ

Необходимо отметить, что все вышеописанные расчеты системы «пласт-скважина» производились без учета влияния на добычу процессов, происходящих в нефтесборной сети. Механизмы интеграции разработанных моделей пласта и скважины, с моделью нефтегазосборного коллектора и прочей поверхностной инфраструктурой являются предметом данной главы.

Основная задача данной главы связана с необходимостью проведения оперативного интегрированного расчета для системы «пласт-скважина-поверхностная инфраструктура» для внутрисуточной и внутримесячной оптимизации технологических режимов различных узлов нефтегазопромысла. Данная задача, являясь сама по себе вызовом, осложняется для трудноизвлекаемых запасов в связи со следующими факторами: длительными неустановившимися 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. Кроме того, наличие сложного нестабильного периодического фонда, описанного в предыдущей главе, также требует учета переходных процессов в нефтегазосборной инфраструктуре, вызванных пульсационными изменениями в режимах работы скважин. Традиционные подходы интегрированного моделирования предполагают стационарный или псевдостационарный режимы в узлах, а также стандартный месячный минимальный интервал расчета, полностью игнорируя озвученные процессы и явления на активах с трудноизвлекаемыми запасами. Задачи данной главы заключаются в разработке методов, моделей и алгоритмов для возможности проведения оперативных интегрированных расчетов в краткосрочном и среднесрочном временном горизонтах с учетом нестационарных переходных процессов, происходящих в пласте, скважине и нефтесборе на различных временных масштабах.

5.1. Задача интегрированного моделирования, как задача оптимального управления

В данном параграфе приводится общая математическая постановка описанных выше задач интегрированного моделирования. Показано, что она является одной из задач оптимального управления (Рисунок 156).

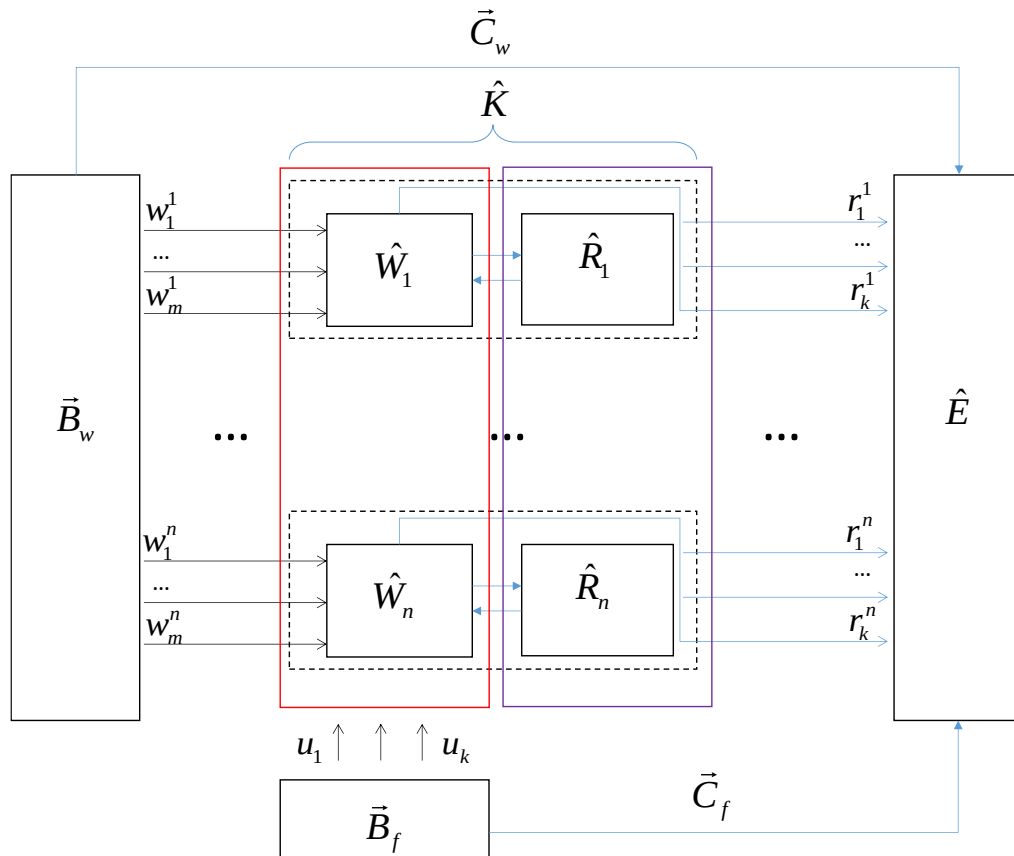


Рисунок 156 – Архитектура задачи оптимизации параметров системы «пласт-скважина-система нефтесбора»

На вход системы подаются управляющие параметры по каждой из n скважин – начиная от частоты вращения, давления и объема подачи газлифтного газа, диаметрами устьевых штуцеров и заканчивая опциями по режимам работы (АПВ, ПКВ): $\vec{B}_w = (w_1^1, \dots, w_m^1, \dots, w_1^n, \dots, w_m^n)^T$, для каждой из n скважин предполагается m управляющих параметров. Здесь же в качестве управляющих параметров рассматриваются опции по замене технологических узлов (ЭЦН, станция управления, кабельные элементы, ПЭД и т.д.). В этом функциональном блоке присутствует модель ограничения: вектора $\vec{B}_w^{inf}$ и $\vec{B}_w^{sup}$ – соответственно минимальные и максимальные ограничения на каждый из управляющих параметров системы.

Каждой из скважин соответствует оператор модели скважины $\hat{W}_i$, который зависит от управляющих параметров по каждой из скважин $\hat{W}_i = (w_1, \dots, w_m)$ и задает связь между устьевыми и забойными параметрами скважины с учетом фактической компоновки. Он также связан с оператором пласта по каждой из скважин $\hat{R}_i$, зависящим от ряда геологических параметров. Данный оператор возвращает характеристики потока из пласта в зависимости от «воздействия» – динамики забойного давления. Вместе операторы $\hat{R}_i - \hat{W}_i$ формируют систему «пласт-скважина». Если операторы $\hat{W}_i$ имеют дополнительные связи, то мы говорим о модели нефтесбора. В качестве дополнительных управляющих параметров по сети нефтесбора $\vec{B}_f$ с

соответствующими ограничениями $\vec{B}_f^{inf}$ и $\vec{B}_f^{sup}$ на вход в систему подаются режимы технологических узлов элементов поверхностного обустройства: режимы работы агрегатов ДНС и КНС, технологические режимы компрессоров, давления на ступенях сепаратора и т.д. Операторы $\hat{R}_i$ могут быть как независимыми, так и взаимосвязанными в рамках одной гидродинамической модели фильтрации, в зависимости от наличия исходных данных и горизонта расчета. В зависимости от постановки задачи тут используются модели, описанные в Главе 2, это позволяет увеличить скорость расчета при решении оптимизационных задач.

В качестве выхода, по каждой совокупности системы «пласт-скважина» $\hat{R}_i - \hat{W}_i$ имеем вектора $\vec{r}^i = (r_1^i, \dots, r_k^i)^T$, отражающие добычу нефти, жидкости, газа и пр. Функциональные блоки ограничений по скважинам и по инфраструктуре также имеют независимые выходы $\vec{C}_w$ и $\vec{C}_f$, отражающие фактические затраты электроэнергии, газа, дизельного топлива и т.д. Оператор $\hat{E}$ с учетом входов вычисляет целевую функцию – поток наличности, дебит нефти, газа, воды, и т.д. Задача оптимального управления заключается в нахождении экстремума целевой функции при варьировании параметров векторов $\vec{B}_f$ и $\vec{B}_w$, отражающих технологические режимы узлов промысла:

$$E(r_1^1, \dots, r_n^k, \vec{C}_w, \vec{C}_f) \xrightarrow{\vec{B}_w, \vec{B}_f} \max. \quad (5.1)$$

Для решения задачи интегрированной оптимизации на этапах оперативного управления разработкой и добычей предлагается использовать модели пласта из Главы 2-3, модели скважины из Главы 4, а также модели нефтегазосборной сети из настоящей Главы.

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

В данном параграфе рассмотрен подход по построению оперативной интегрированной модели для активов с перегруженной инфраструктурой. Запирание инфраструктуры на современных месторождениях России связано с газовой спецификой (оторочки, высокое газосодержание), на которых нет отдельной газосборной системы, как следствие – нефтегазосборная сеть перегружена и работает на предельных линейных давлениях. Это достаточно распространенная ситуация, поскольку построение такой системы фактически удваивает затраты на инфраструктуру. По мере ввода в эксплуатацию месторождений на севере Ямала, а также оторочек крупных нефтегазоконденсатных месторождений Урало-Поволжья, таких кейсов станет еще больше. Также проблемы с предельной загрузкой поверхностной инфраструктуры возникают на месторождениях 3-4 стадии и связаны с необходимостью

прокачивать большие объемы жидкости, не планируемые в изначальном проектном документе, для поддержания рентабельных уровней добычи нефти.

Как правило, геолого-технические мероприятия по увеличению добычи на скважинах на описанных выше активах не приводят к ожидаемому увеличению добычи на коммерческом узле учета из-за перегрузки инфраструктуры и влиянию интенсифицированных скважин на скважины окружения через рост линейного давления [266, 267, 233]. Ситуацию осложняет наличие нестабильного периодического фонда скважин. Для комплексного оперативного управления фондом скважин на таких активах нужен цифровой инструмент, способный проводить интегрированный расчет «пласт-скважина-инфраструктура» для учета быстрых процессов в нефтесборе из-за эксплуатации нестабильного фонда, переключении технологических линий, оптимизации режимов при подключении к линии новых объектов, проведении прочих организационно-технологических мероприятий. Скорость расчета инструмента должна учитывать текущую ситуацию на месторождении, позволяя успевать реагировать на изменения в режимах работы скважин и достигать операционный потенциал. Причем специфика этого инструмента помимо скорости, заключается в использовании ограниченного объема исходных данных на этапе инициации расчета, поскольку учет всех внутрисуточных мероприятий, проводимых на поверхностной инфраструктуре при интегрированном расчете крайне затруднен. При этом основная задача данного интегрированного расчета в соответствии с озвученными условиями должна фокусироваться только на вычислении влияния («отыгрыша») инфраструктуры на потенциал скважин на запирающихся технологических линиях на этапе многовариантных расчетов подбора оптимального плана мероприятий на краткосрочном и среднесрочном горизонтах. В настоящем параграфе представлен подход для оперативного интегрированного моделирования для внутрисуточной оптимизации нестабильного существующего фонда скважин в соответствии с оговоренными выше целями.

Решение задачи оперативного интегрированного моделирования в первую очередь связано с необходимостью оперативного управления и оптимизации режимов фонда скважин. Ниже представлен краткий обзор работ по применяемым подходам к повышению эффективности управления фондом различными компаниями. В работе [186] предложен подход к управлению работой добывающей системой на месторождении Mumbai High. Mumbai High – это шельфовое месторождение, эксплуатируется порядка 650 нефтяных и 40 газовых скважин, 200 нагнетательных скважин. Основной способ эксплуатации – газлифт. Для повышения эффективности добычи компания-оператор разработала интегрированную цифровую модель (Integrated Asset Model) на основе интегрированной модели разработки (Integrated Production Model) с инструментами управления, которые позволяют обновлять модель в режиме реального времени, что позволило автоматизировать процессы управления производством.

Для повышения эффективности работы механизированного фонда в [188] предлагается внедрить SCADA систему для мониторинга работы добывающей системы в режиме реального времени и оптимизации технологических режимов. Данная система позволяет приоритезировать работу инженеров в проблемных направлениях.

Авторы статьи [187] предлагают решение по стабилизации работы низкодебитных газлифтных скважин путем установки управляемых дросселей на линии закачки газлифтного газа и линии добычи. Режим работы данных дросселей предлагается реализовывать при помощи алгоритмов нечеткой логики. Также авторы данной работы предлагают групповое управление газлифтными скважинами на основе этой системы. Внедрение данной системы происходило ежегодно на 200 скважинах. Ее эффективность подтверждена как полевыми испытаниями, так и моделированием газлифта в OLGA в связке с MATLAB.

В отличие от перечисленных подходов для оперативного интегрированного моделирования, в данной работе предложена методика, позволяющая оперативно рассчитать взаимовлияние изменения режимов работы скважин и системы сбора, при этом процесс адаптации такой модели автоматизирован за счет понижения ее размерности и упрощения задания граничных. Для расчета необходима информация по дебитам жидкости и газа на скважинах, линейным давлениям в местах врезки датчиков, в том числе по давлениям в замерных установках (ЗУ) и на установке подготовки нефти (УПН).

5.2.1. Описание модели

Основная идея разработанного подхода заключается в упрощении расчета взаимовлияния между моделями скважин через сеть нефтесбора, 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 линейной связи система нефтесбора описывается с помощью следующей системы уравнений для каждого из n кустовых площадок:

$$B_{liq}(P_{lin i}) \cdot \sum_j Q_{liq i j} + B_g(P_{lin i}) \cdot \sum_j Q_{g i j} + B_g(P_{lin i}) \cdot \sum_j Q_{ag i j} = \lambda_i \cdot (P_{lin i} - \bar{P}) \quad (5.2)$$

где B_l, B_g - объемные коэффициенты жидкости и газа;

$Q_{liq i j}, Q_{g i j}, Q_{ag i j}$ - дебиты соответственно жидкости, попутного и газлифтного газа (при отсутствии газлифта $Q_{ag i j} = 0$) для j -ой скважины в i -ом кусте;

$P_{lin i}$ - давление в АГЗУ i -го куста скважин;

$\bar{P} = \bar{P}(Q_{liq\ i\ j}, Q_{g\ i\ j}, Q_{ag\ i\ j})$ – некоторое опорное давление, которое зависит от распределения потоков газа и жидкости в трубе;

λ_i – коэффициент взаимосвязи, который определяется при решении системы уравнений (5.2).

Среднее давление на приёме технологической линии определяется следующим образом:

$$\bar{P} = \frac{\sum_i^n (B_{liq}(P_{lin\ i}) \cdot Q_{liq\ i} + B_g(P_{lin\ i}) \cdot (Q_{g\ i\ j} + Q_{ag\ i\ j})) \cdot P_{lin\ i}}{\sum_i^n (B_{liq}(P_{lin\ i}) \cdot Q_{liq\ i} + B_g(P_{lin\ i}) \cdot (Q_{g\ i\ j} + Q_{ag\ i\ j}))} - f(Q_{liq\ i}, Q_{g\ i}) \cdot (Q_{liq\ i} + Q_{g\ i} + Q_{ag\ i\ j}), \quad (5.3)$$

где n – число кластеров данной технологической линии;

$Q_{liq\ i}$ и $Q_{g\ i}$ – дебиты куста скважин по жидкости и газу с куста соответственно, приведенные к стандартным условиям, м³/сут;

f – коэффициент гидравлического сопротивления коллектора, (Па·сут)/м³;

$$Q_{g\ i} = \sum_j Q_{g\ i\ j};$$

$$Q_{liq\ i} = \sum_j Q_{liq\ i\ j}.$$

Допущения используемой модели инфраструктуры заключаются в следующем. Параметры коллектора в неявном виде содержатся в коэффициентах гидропроводности кластера и коэффициенте гидравлического сопротивления коллектора. Расход газожидкостной смеси между кластером и точкой стока – линейная функция давления в кластере. Связи между кластерами и точкой стока не меняются в течение рассматриваемого периода работы гидравлической системы.

Коэффициент гидравлического сопротивления коллектора f находится по данным промысловых замеров дебитов жидкости и газа и линейных давлений скважин данной технологической линии и давления на ее приёме. Данный коэффициент представляется в виде аппроксимационного полинома [266]:

$$f = \sum_m b_m \cdot Q_{liq\ i}^m, \quad (5.4)$$

где $b_m = \sum_l c_l \cdot Q_{g\ i}^l$;

b и c – аппроксимационные коэффициенты.

Дебит скважины по жидкости находится следующим образом:

$$Q_{liq\ i\ j} = PI_{i\ j}(P_{res\ i\ j} - P_b) + \frac{PI_{i\ j} \cdot P_{res\ i\ j}}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf\ i\ j}(Q_{ag}, P_{lin})}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf\ i\ j}(Q_{ag}, P_{lin})}{P_b} \right)^2 \right] \quad (5.5)$$

где $P_{res\ i\ j}$ – давление на контуре питания скважины;

P_a, P_b – давление насыщения;

$P_a, PI_{i\ j}$ – коэффициент продуктивности при малой депрессии, вычисляемый по композитной кривой Вогеля, м³/(сут·Па);

$P_{wf\ i\ j}(Q_{ag}, P_{lin})$ – зависимость забойного давления скважины от расхода газлифтного газа на скважине и линейного давления в кластере. Для фонтанных скважин и скважин, оборудованных УЭЦН, забойное давление $P_{wf} = P_{wf\ i\ j}(P_{lin})$.

Дебит скважины по газу находится следующим образом:

$$Q_{g\ i\ j} = GOR_{i\ j} \cdot Q_{o\ i\ j} \quad (5.6)$$

Фактически $PI_{i\ j}$ и $P_{wf\ i\ j}(Q_{ag}, P_{lin})$ и являются моделью скважины. Функция $P_{wf\ i\ j}(Q_{ag}, P_{lin})$ является аппроксимацией vfr-таблиц, полученных объединением кривых газлифта и задаётся в следующем виде:

$$P_{wf} = \sum_i k_i \cdot Q_{ag\ i}, \quad (5.7)$$

где $k_i = \sum_j a_j \cdot P_{lin\ j}$;

где k и a – аппроксимационные коэффициенты.

Объёмный коэффициент для газовой фазы вычисляется следующим образом:

$$B_{g\ i} = \frac{Q_{g\ i\ j}(P_{lin})}{Q_{g\ i\ j}(P_{sc})} = \frac{P_{sc}}{P_{lin}} \cdot Z(P_{lin\ i}) \quad (5.8)$$

Функция $B_{liq}(P_{lin})$ определяется лабораторно по результатам эксперимента по расширению флюида при постоянном составе.

Таким образом, для данной технологической линии можно записать систему уравнений:

$$\begin{cases} B_{liq}(P_{lin\ 1}) \cdot \sum_j Q_{liq\ 1\ j} + B_g(P_{lin\ 1}) \cdot \sum_j Q_{g\ 1\ j} + B_g(P_{lin\ 1}) \cdot \sum_j Q_{ag\ 1\ j} = \lambda_1 \cdot (P_{lin\ 1} - \bar{P}) \\ \dots \\ B_{liq}(P_{lin\ n}) \cdot \sum_j Q_{liq\ n\ j} + B_g(P_{lin\ n}) \cdot \sum_j Q_{g\ n\ j} + B_g(P_{lin\ n}) \cdot \sum_j Q_{ag\ n\ j} = \lambda_n \cdot (P_{lin\ n} - \bar{P}) \end{cases} \quad (5.9)$$

$$\bar{P} = \frac{\sum_i^n (Q_{liq\ i} + Q_{g\ i}) \cdot P_{lin\ i}}{\sum_i^n (Q_{liq\ i} + Q_{g\ i})} - f(Q_{liq\ i}, Q_{g\ i}) \cdot (Q_{liq\ i} + Q_{g\ i})$$

Настройка модели на исторические данные осуществляется по следующему алгоритму. По известным линейным давлениям $P_{lin\ i}$, дебитам скважин по жидкости $Q_{liq\ i\ j}$, газа $Q_{g\ i\ j}$ и расходам газлифтного газа $Q_{ag\ i\ j}$ и давлениям на приёме технологической линии $\bar{P}$ находится коэффициент гидравлического сопротивления $f = f(Q_{liq\ i}, Q_{g\ i})$. По известным давлению на приёме технологической линии $\bar{P}$, линейным давлениям в кластерах $P_{lin\ i}$, дебитам скважин по жидкости $Q_{liq\ i\ j}$, газа $Q_{g\ i\ j}$ и расходам газлифтного газа $Q_{ag\ i\ j}$ определяются коэффициенты гидропроводности кластера λ_i . Таким образом, настройка модели инфраструктуры заключается в определении функциональной зависимости коэффициента гидравлического сопротивления от расходов жидкости $f = f(Q_{liq\ i}, Q_{g\ i})$ и коэффициентов линейной гидропроводности кластера λ_i .

Более подробно данная методика описана в статье автора [266] (см. в т.ч. вариант на русском языке [RU])

При вычислениях изменений добычи в результате проведения ГТМ, ОТМ или ВНС алгоритм вычислений после настройки модели учитывает появление новых $Q_{liq\ i\ j}$, $Q_{g\ i\ j}$ и $Q_{ag\ i\ j}$

за счет появления новых кустов скважин или дополнительных мероприятий. В случае мероприятий на коэффициент продуктивности, перестраивается рабочая точка скважины с учетом нового коэффициента продуктивности.

5.2.2. Верификация модели

На Рисунке 157 отражена сходимость разработанного инструмента с расчетами на коммерческом симуляторе инфраструктуры для условий обводненного месторождения Западной Сибири (Холмогорское м/р) и оторочки в Оренбургской области (ВУ ОНГКМ). Видно, что, не смотря на значительные модельные отклонения добычи в нефтесборном коллекторе, погрешность расчета линейных давлений остается устойчивой и приемлемой для инженерных расчетов. Необходимо отметить, что сам расчет занимает доли секунды даже на ЭВМ на стандартном рабочем месте специалиста, а инициация и адаптация модели происходит автоматически с использованием информации из стандартных отчетов технологического режима, что делает озвученный инструмент крайне привлекательным для использования за периметром специальных подразделений с наличием достаточно узких специалистов по интегрированному моделированию для задач оптимизации текущего фонда и определения влияния инфраструктуры на изменения добычи по скважинам.

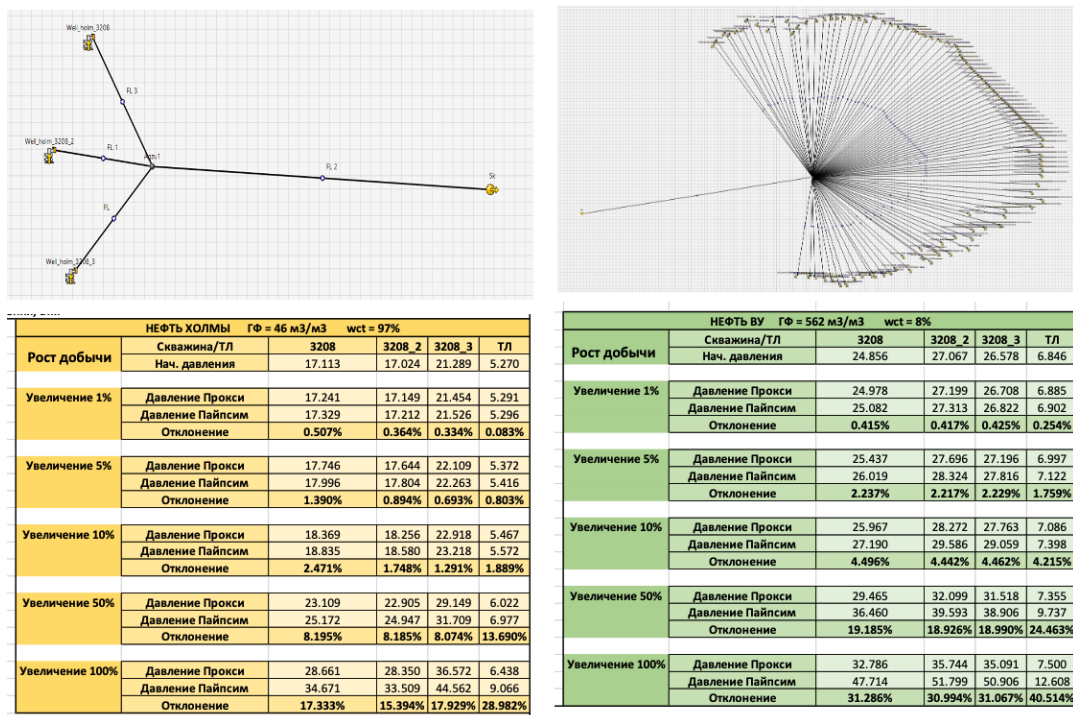


Рисунок 157 – Сравнение результатов интегрированного расчета с помощью предлагаемого подхода («Прокси») с коммерческим симулятором интегрированного расчета («Пайпсисм») (синтетический пример)

На Рисунке 158 представлен пример сходимости результатов расчета с помощью предлагаемого инструмента с фактом. Слева отображена сходимость по забойным давлениям, а справа по добыче. Расчет сделан до массового запуска скважин после проведенного ОТМ на одной из технологических линий Восточного Участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ). Отклонения по скважинным расчетам связаны периодическим газлифтным фондом и необходимостью заведения более сложных моделей, описанных в Главе 4. Тем не менее, для целей оперативной оценки отыгрыша инфраструктуры такой точности вполне достаточно.

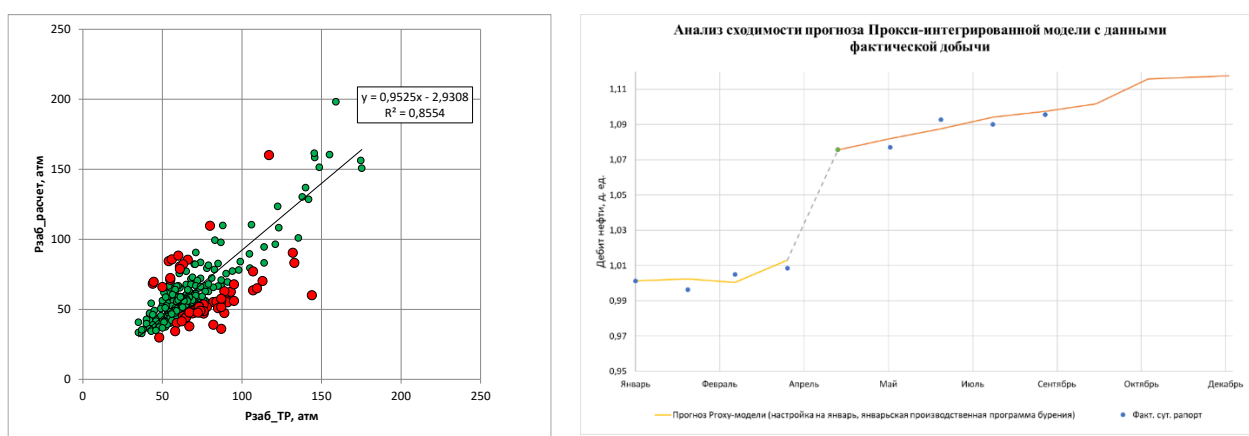


Рисунок 158 – Сравнение интегрированного расчета с фактом по забойным давлениям (слева) и по общей добыче (справа)

5.2.3. Аprobация подхода

Аprobация предложенного инструмента проводилась на месторождениях Урало-Поволжья и на месторождениях Западносибирского региона. В работе приведены примеры аprobации на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (далее ВУ ОНГКМ) с перегруженной линейной наземной инфраструктурой вследствие высокого содержания добываемого газа (высокая газонасыщенность, наличие газовой шапки). А также на Холмогорском месторождении, которое находится на четвертой стадии разработки, имеет перегруженную поверхностную инфраструктуру вследствие высокой обводненности скважин и высоких плановых показателей по добыче нефти. Основная задача при проведении аprobации заключается в определении добычного потенциала от различных мероприятий с учетом влияния инфраструктуры.

На Рисунке 159 слева представлено сравнение потенциала пласта и его ограничения с учетом влияния инфраструктуры при реализации годовой программы бурения на ВУ ОНГКМ.

На Рисунке 159 справа приведены результаты расчетов эффективности мероприятий по расшивке линейной инфраструктуры - строительства лупингов с учетом ввода новых скважин. Показаны верхние и нижние границы влияния этих мероприятий на добычу. Данная неопределенность связана с наличием различных сценариев потенциала по снижению давления по пласту.

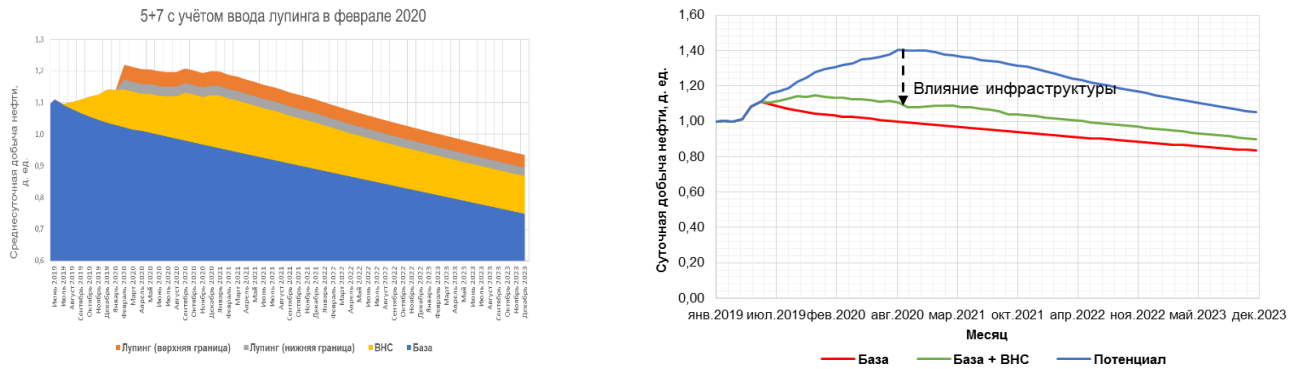


Рисунок 159 – Апробация прокси-интегрированного расчета на ВУ ОНГКМ

Таким образом с помощью предлагаемой модели можно оперативно рассчитать различные сценарии производственной программы с пониманием оптимального набора мероприятий. На Рисунке 160 приведен пример такого расчета. Отображена добыча по ВУ ОНГКМ с учетом запирающейся инфраструктуры относительно различных сценариев по количеству ввода новых скважин в год. Видно, что начиная с определенного количества, эффективность эксплуатационного бурения значительно снижается. Это связано с ростом линейных давлений и снижении добычи нефти как новым, так и по окружающим скважинам.

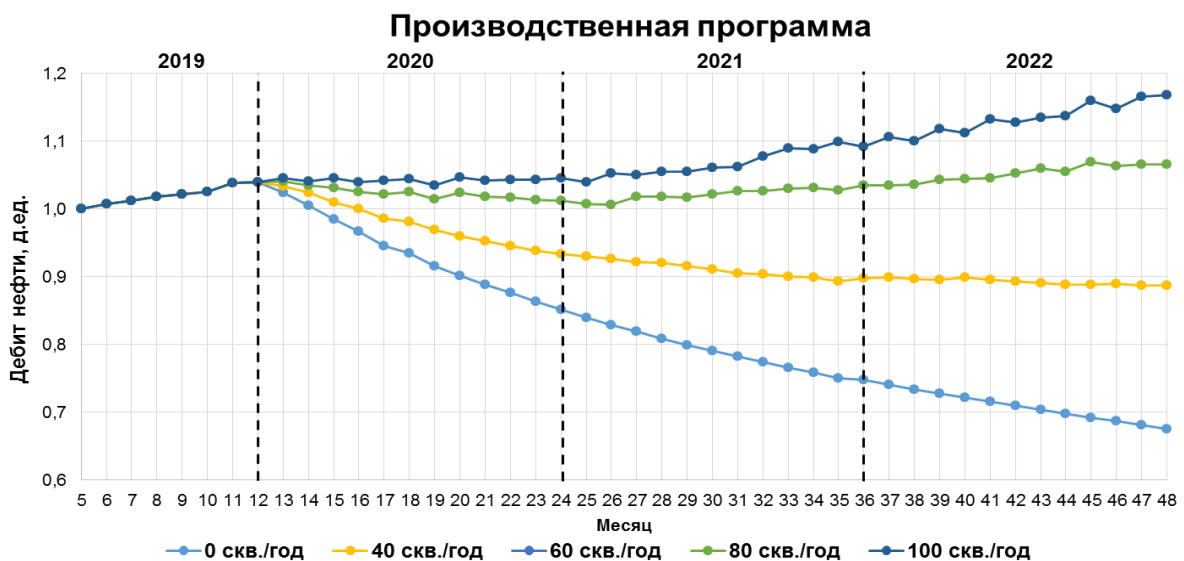


Рисунок 160 – Расчет оптимального объема бурения

Поскольку рассмотренный инструмент позволяет оперативно проводить оценку влияния инфраструктуры на изменения добычи по различным направлениям, его можно также использовать не только для количественной, но и для адресной оптимизации производственной программы. На Рисунке 161 (слева) показан пример такого анализа для ВУ ОНГКМ и рассмотрения программы бурения, когда добыча от новых скважин подключается к существующему нефтегазосбору. По каждому кусту виден потенциал по добыче и какой прирост планируется на коммерческом узле учета. На Рисунке 161 (справа) показано какие скважины лучше бурить с точки зрения прироста добычи с учетом загруженности некоторых направлений инфраструктуры.

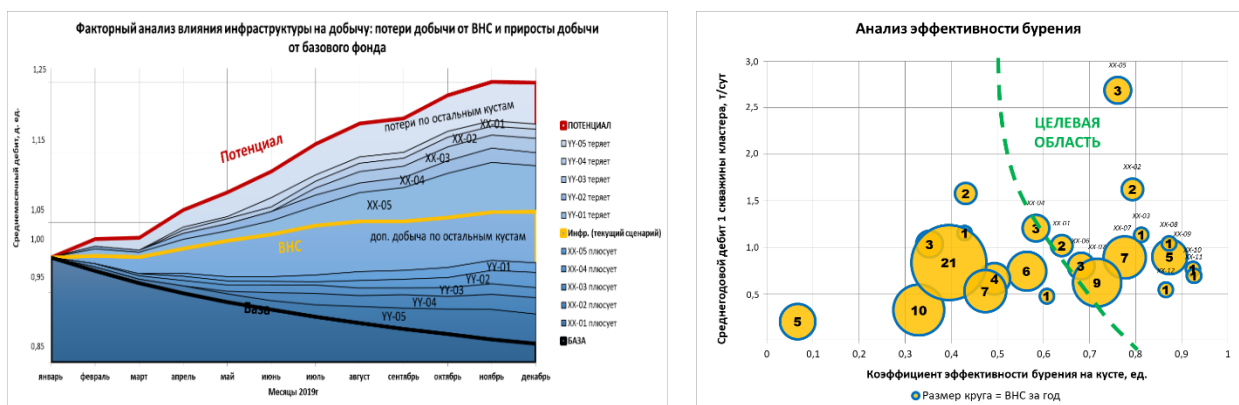


Рисунок 161 – Пример использования предлагаемого инструмента оперативного интегрированного расчета для оптимизации производственной программы бурения

На Рисунке 162 представлен пример расчета потенциала по одному из месторождений Западной Сибири с учетом наличия запортой инфраструктуры и наличия мероприятий в базе ГТМ.

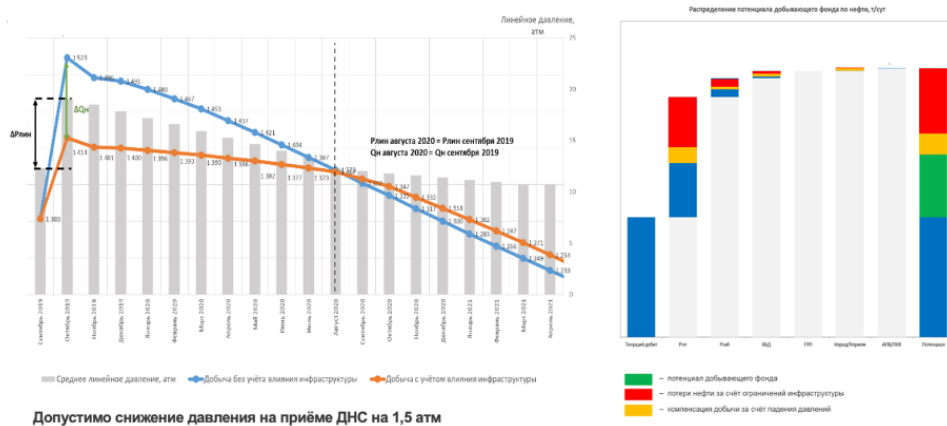


Рисунок 162 – Интегрированный потенциал на примере расчета одного из месторождений Западной Сибири с реализацией всех мероприятий базы ГТМ

Представленный инструмент может быть также использован для решения оптимизационных задач, как предобуславливатель. Например, для групповой оптимизации технологических режимов на первом этапе для определения более узкой области оптимальности.

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

В данном параграфе рассматриваются вопросы интегрированного моделирования для многопластовых систем. Значительная часть скважин, разрабатывающих месторождения западносибирского региона, вскрывают несколько продуктивных пластов одной сеткой скважин. Это связано с пограничной рентабельностью разрабатываемых объектов и невозможностью планирования отдельной сетки скважин на каждый из пластов. Пласты имеют свои эффективные толщины, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), а также пластовые давления, и зачастую включаются в разработку в различные моменты времени. Из-за этого возникают трудности при интегрированном моделировании таких объектов, поскольку описывают пласт одной усредненной стационарной индикаторной диаграммой. Это создает трудности при решении оперативных задач, таких как прогноз эффектов от геолого-технических мероприятий, определении оптимальных параметров технологических операций на подобных скважинах, анализ потерь, выработки по пластам и т.д. Для успешного моделирования процессов, происходящих в многопластовых системах необходимо:

- 1) решить задачу в общем случае нестационарного взаимодействия скважины с набором пластов, для учета согласованности движения жидкости в самой скважине и ее фильтрации в каждом из пластов;
- 2) учесть возможность неодновременного ввода пластов в разработку.

5.3.1. Описание методики

Рассмотрим скважину, вскрывающую N различных пластов (Рисунок 163) [252]. Каждый пласт имеет свои геометрические размеры, фильтрационно-емкостные свойства, пластовые давления и условия на границах. Однофазная фильтрация в каждом из пластов происходит на упругом режиме и описывается в случае изотермического приближения уравнением пьезопроводности для неоднородного случая. Модели производительности таких пластов описаны выше, в Главе 2.

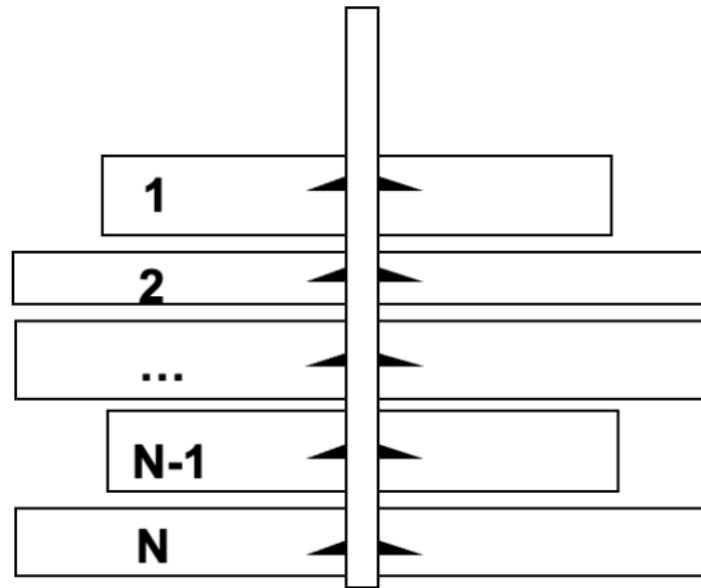


Рисунок 163 – Многопластовая скважина

Как упоминалось выше, задание условия постоянного дебита или условия постоянного забойного давления на скважине при моделировании ее взаимодействия с набором пластов не всегда корректно отражает процессы, происходящие во время проведения технологических операций. При движении многофазного потока по стволу скважины забойное давление связано с дебитом, поэтому ни дебит, ни забойное давление не остается постоянным. Зависимость $p_w = f(q)$ может быть получена с помощью специальных методов расчета многофазного течения в трубах [195, 166] (представленная в виде графика зависимость $p_w = f(q)$ носит название кривой эффективности лифта). Для более сложных случаев подходы для построения такой зависимости изложены в Главе 4.

Итак, для определения забойного давления для данного пласта необходимо, с одной стороны, знать дебиты с каждого из пластов:

$$p_{wi}(t) = f\left(\sum_{j=1}^N q_j(t)\right) + \Delta_i, \quad (5.10)$$

где p_{wi} – забойное давление для i -го пласта;

Δ_i - поправка на забойное давление i -го пласта, связанная различием залегания пластов по глубине, $\Delta_i = 0$.

С другой стороны, для того чтобы вычислить дебит необходимо решить задачу фильтрации в каждом из пластов, а для этого необходимо знать граничное условие на скважине. Таким образом, видно, что дебит и забойное давление функционально взаимозависимы: задача взаимодействия пластов многопластовой системы со скважиной осложняется заданием граничного условия. Существует несколько способов решения.

Один из способов – это аппроксимация зависимости $p_w = f(q)$ какой-либо непрерывной функцией (полином, степенная функция и т.д.). В такой постановке могут также существовать и аналитические решения – например, при приближении кривой эффективности лифта линейной зависимостью $p_w = aq + b$. Граничные условия на скважине в этом случае будут выглядеть следующим образом:

$$p_{wi}(t) = a \sum_{j=1}^N q_j(t) + b + \Delta_i, \quad (5.11)$$

где a и b - характеризуют кривую эффективности лифта.

Эта задача может быть решена аналитически в случае плоскорадиальной фильтрации в каждом из пластов операционным методом. В пространстве Лапласа решение сводится к нахождению $2N$ неизвестных из системы $2N$ линейных уравнений: N уравнений следуют из условий на внешней границе пласта, N уравнений - из условий сопряжения на общих граничных условиях на скважине [193]. Однако, несмотря на простоту данного подхода, он не универсален и не всегда пригоден для практических расчетов. Во-первых, даже в ограниченном временном интервале линейная связь дебита с давлением далеко не всегда имеет место, а во-вторых, аналитическое решение удастся получить лишь в случае предположения о простом способе заканчивания скважины. Поэтому для моделирования технологических операций на многопластовых скважинах необходимо использование других, более общих алгоритмов. Один из них рассматривается в данной работе: алгоритм, обобщающий метод узлового анализа на многопластовый случай.

Обобщение метода узлового анализа

Применение узлового анализа как метода для оптимизации системы добычи описано в работе [194]. В частности, в данной работе решена задача взаимодействия системы «пласт-скважина» на установившемся режиме. Для этого на графике «дебит-забойное давление» построены кривая эффективности лифта, характеризующая скважину и индикаторная диаграмма (Inflow Performance Relationship, IPR) [195], характеризующая пласт. Точка пересечения данных кривых есть решение – забойное давление и дебит, которыми будет обладать рассматриваемая система на установившемся режиме (Рисунок 164).

В работе [196] метод узлового анализа расширен на нестационарный случай. При этом кривая эффективности лифта остается постоянной, а кривая притока из пласта со временем меняется («неустановившаяся индикаторная диаграмма»). Такой подход вполне правомерен при описании нестационарных процессов в пласте и скважине: это связано с тем, что реакция ствола на изменение дебита происходит гораздо быстрее, чем реакция пласта [192]. Во время неустановившегося режима коэффициент продуктивности зависит от времени. На Рисунке 164

точки пересечения кривой эффективности лифта и кривых притока характеризуют дебит и забойное давление, которые будут наблюдаться в процессе нестационарного взаимодействия пласта со скважиной в разные моменты времени.

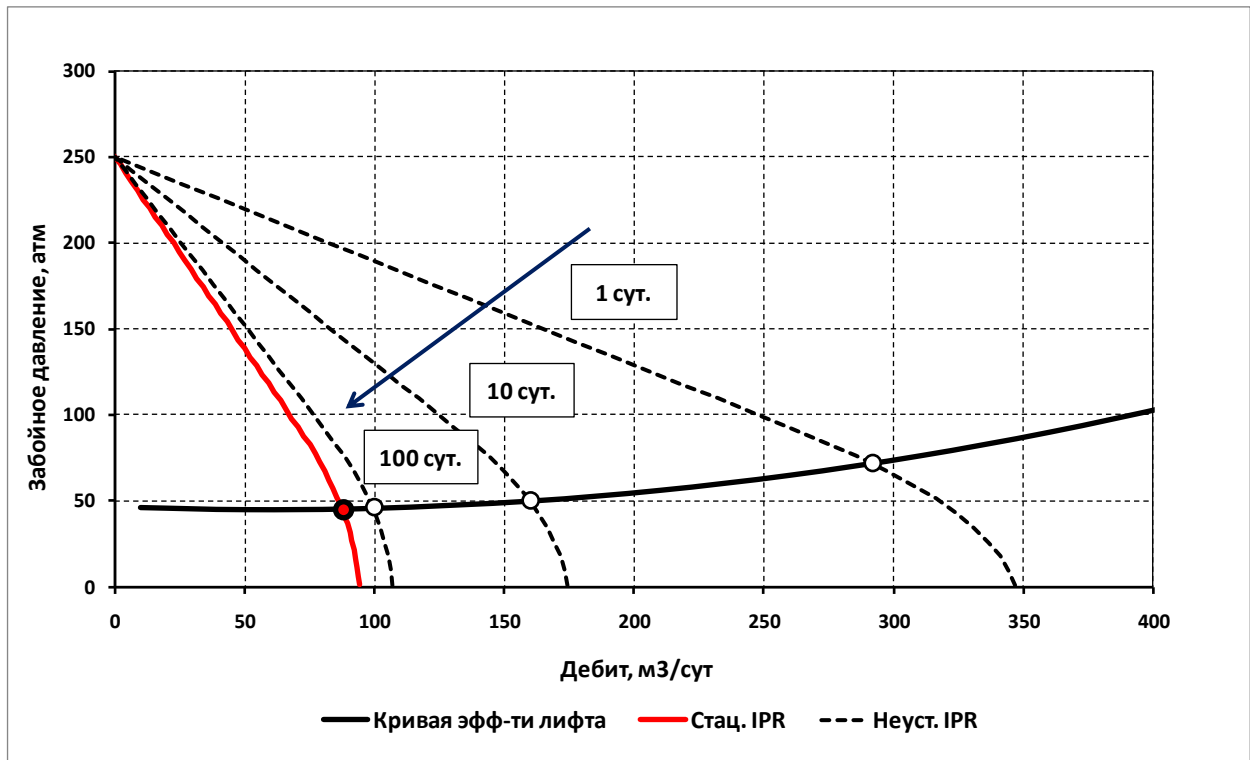


Рисунок 164 – Описание узлового анализа

В работе [191] приведены примеры использования нестационарного узлового анализа для уточнения параметров пласта по данным неуставившегося режима на новых скважинах. Рассмотрим использование метода узлового анализа при моделировании взаимодействия нескольких пластов со скважиной. Пусть многопластовая система задается векторами пластовых давлений, проницаемостей, пористостей каждого из пластов и т.д. По аналогии [196] построим набор неуставившихся индикаторных диаграмм для различных периодов времени. Для этого для каждого момента времени найдем решение для производительности пласта, заменив наперед неизвестное граничное условие, на условие постоянного забойного давления для каждого из пластов: $p_{wi}^k = p_0^k + \Delta_i$, где p_{wi}^k — забойное давление i -го пласта в некоторый момент времени t_k . Далее найдем дебит каждого из пластов $q_i(t_j, p_{wi}^k)$ и их сумму. Набор неуставившихся индикаторных диаграмм строится при варьировании забойного давления p_0^k и времени t_j : алгоритм приведен на Рисунке 165.

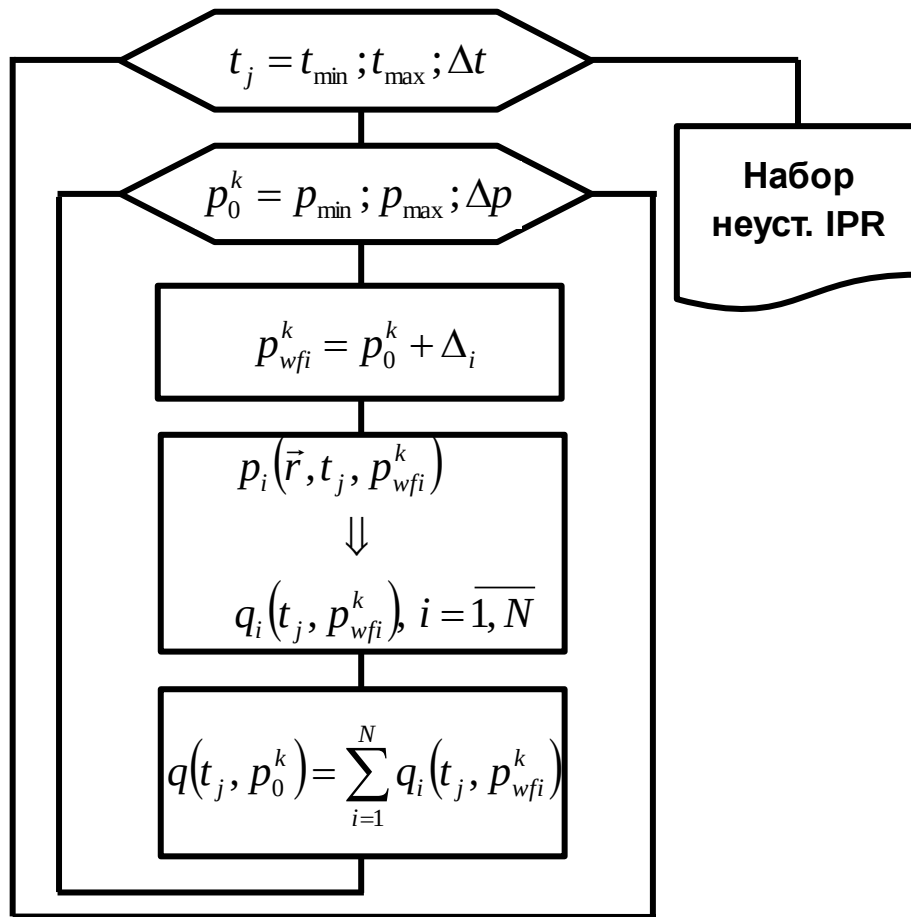


Рисунок 165 – Алгоритм построения неустановившихся индикаторных диаграмм для многопластовой системы при неодновременном вводе пластов

Разные пласты многопластовой системы в общем случае обладают различными пластовыми давлениями и проводимостями, поэтому точка пересечения индикаторной диаграммы с осью ординат (с осью «забойное давление»), при которой дебит системы равен нулю, будет находиться между максимальными и минимальными значениями пластовых давлений. Это давление в случае установившегося режима можно вычислить из условия равенства нулю общего дебита:

$$p_{w0} = \frac{\sum_{i=1}^N J_i \cdot (\bar{p}_i - \Delta_i)}{\sum_{i=1}^N J_i}, \quad (5.12)$$

где J_i , $\bar{p}_i$ – коэффициенты продуктивности и среднее пластовое давление для i -го пласта.

На неустановившемся режиме индикаторные диаграммы в общем случае будут пересекать ось ординат в различных точках в разные моменты времени. Это можно объяснить следующим образом. В общем случае пласты имеют разные фильтрационно-емкостные свойства, сжимаемости, а пластовые жидкости имеют различные вязкости. Поэтому в соответствии с принципом псевдостационарных состояний [189] на неустановившемся режиме можно считать, что каждый пласт в данный момент обладает своим коэффициентом продуктивности, зависящим

от времени: $J_i = J_i(t)$. Поэтому значение забойного давления, при котором дебит многопластовой системы равен нулю также зависит от времени:

$$p_{w0}(t) = \frac{\sum_{i=1}^N J_i(t) \cdot (\bar{p}_i - \Delta_i)}{\sum_{i=1}^N J_i(t)}, \quad (5.13)$$

Необходимо также заметить, что важную роль играет неодновременность начала добычи из пластов: даже если пласты абсолютно одинаковы по своим характеристикам, в общем случае при их неодновременном вводе p_{w0} будет зависеть от времени. Это также объясняется из принципа псевдостационарных состояний и формулы (5.13).

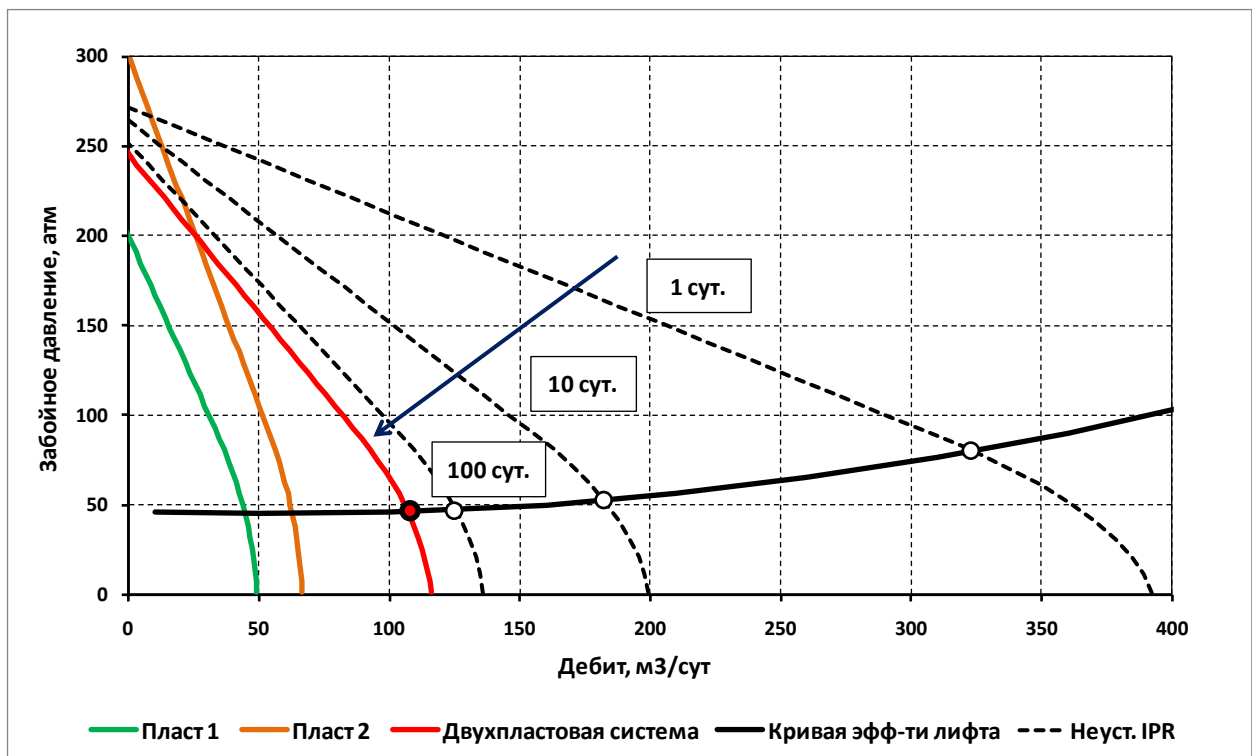


Рисунок 166 – Индикаторные диаграммы для двухпластовой системы

На Рисунке 166 изображены индикаторные диаграммы двухпластовой системы и каждого из двух пластов в отдельности. Из индикаторных диаграмм видно, что давление пластов различно. Вследствие различных проводимостей точка пересечения неустановившейся индикаторной диаграммы двухпластовой системы с осью ординат изменяется во времени, стремясь к стационарному значению.

5.3.2. Использование методики для расчета приобщения новых пластов

Рассмотрим применение предлагаемого подхода для моделирования приобщения нового пласта. Приобщение – это операция, проводимая для вовлечения в разработку пластов, с которых до настоящего момента не велась добыча. Обычно приобщение осуществляется как просто

дополнительной перфорацией продуктивного интервала, так и дополнительным проведением гидроразрыва пласта (ГРП).

На Рисунке 167 изображена двухпластовая система с приобщением в разработку ранее не разрабатываемого горизонта путем дострела эксплуатационной колонны. С основного пласта (пласт №1) ведется добыча, поэтому в нем есть воронка депрессии, в пласте №2 на момент приобщения поле давления не возмущено, это будет оказывать существенное влияние на межпластовые перетоки и дебит скважины после ее запуска.

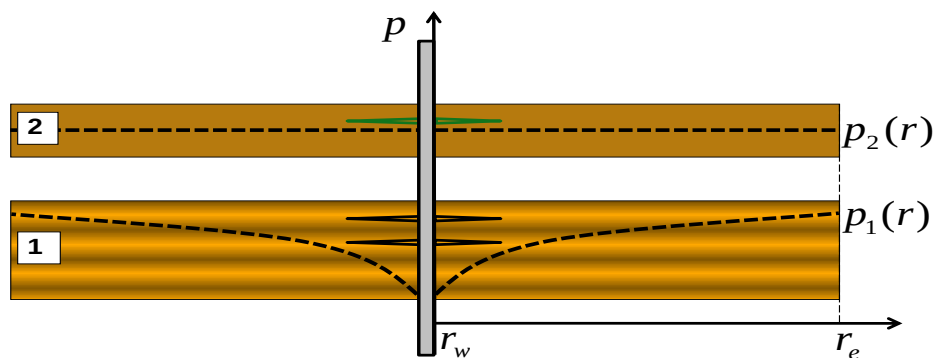


Рисунок 167 – Двухпластовая система с приобщением в разработку нового горизонта

Пусть $q_i(t, p_w)$ - решение для продуктивности i -го пласта, при условии постоянного забойного давления p_w . Пласты начинают разрабатывать с разницей во времени в Δt . Пусть в результате приобщения система перешла на новое забойное давление p'_w . Уравнения фильтрации предполагаются линейными, поэтому справедлив принцип суперпозиции [190]. В соответствии с данным принципом дебит скважины после приобщения второго пласта будет:

$$q_0(t + \Delta t, p'_w) = q_0(t + \Delta t, p_w) + q_1(\Delta t, p_{e1} + p'_w - p_w) + q_2(\Delta t, p'_w + \Delta). \quad (5.14)$$

Построим в координатах «дебит-забойное давление» набор неустановившихся индикаторных диаграмм по алгоритму, изображенному на Рисунке 165: $q_{ij}(t + \Delta t_i, p'_{wj})$. Изобразим в этих же координатах кривую эффективности лифта. Точки пересечения данной кривой с неустановившимися индикаторными диаграммами – есть искомое решение.

На Рисунке 168 изображены динамики дебита скважины и забойного давления после приобщения. Изначально скважина работала на один пласт с дебитом 145 м³/сут и забойным давлением 30 атм. После проведения приобщения меняется как забойное давление, так и дебит. При этом в начальный момент времени дебит из основного пласта ниже своего значения до проведения технологической операции, так как забойное давление после приобщения возрастает. Это объясняется тем, что кривая эффективности лифта монотонно растет в устойчивой области, а следовательно, при увеличении дебита скважины забойное давление также увеличивается. Следует отметить, что в низкопроницаемых пластах процессы перераспределения давлений и

изменения дебитов вследствие приобщения занимают длительное время. Данное обстоятельство необходимо учитывать при расчете потенциала скважины, определении дополнительной добычи и эффективности мероприятия.

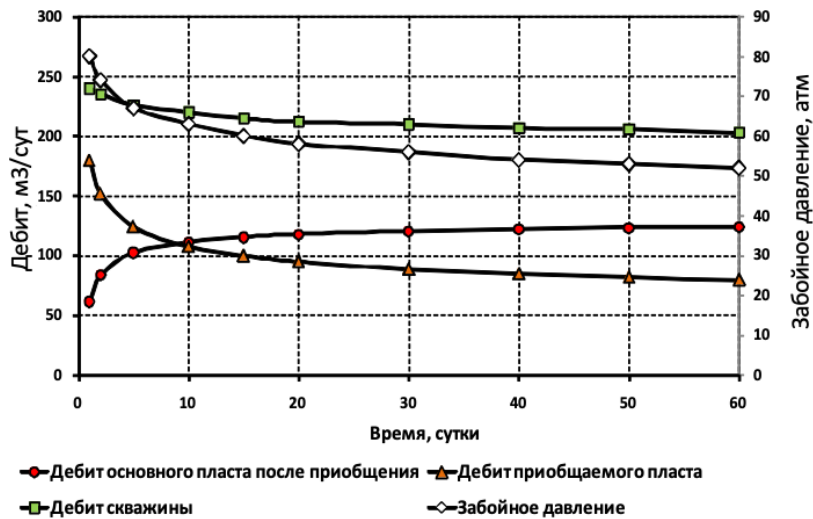


Рисунок 168 – Результат моделирования приобщения для двухпластовой системы

На практике приобщаемые пласты зачастую маломощны/низкопроницаемы, также бывает, что на этих пластах не сформирована система поддержания пластового давления (новый пласт будет постепенно истощаться). В таких случаях возникает вопрос о целесообразности приобщения: окупит ли дополнительная добыча нефти затраты на проведение геолого-технического мероприятия, а также издержки, связанные с простоем скважины на время ГТМ.

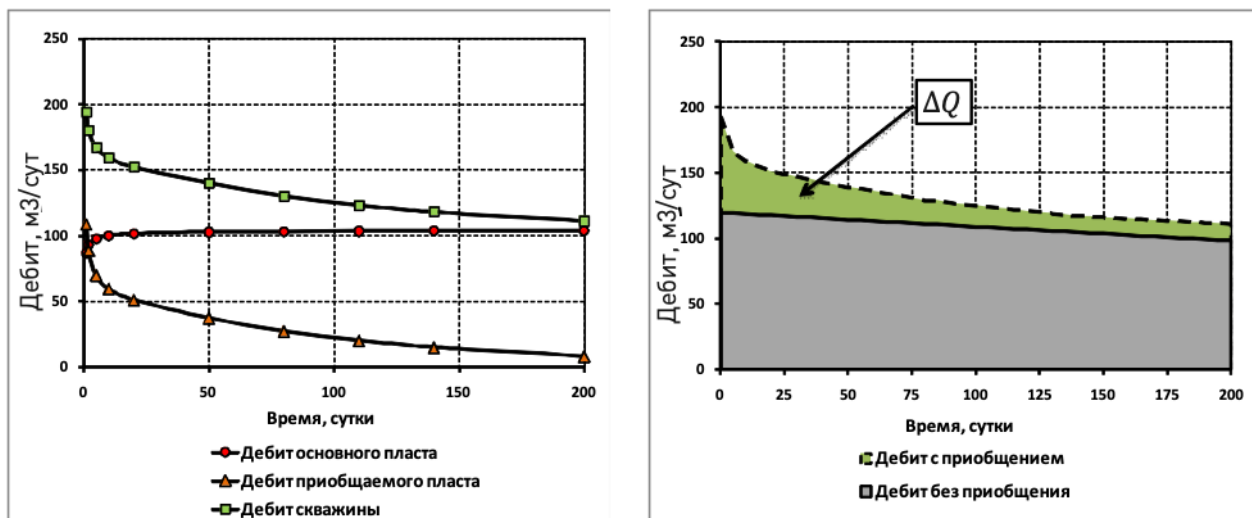


Рисунок 169 – Результат моделирования приобщения для двухпластовой системы

На Рисунке 169 изображены динамики дебита скважины и дебиты по пластам (слева), а также динамика дополнительной добычи после приобщения пласта (справа). Добыча с нового

пласта ведется в режиме истощения, поэтому его дебит быстро падает. Однако за рассматриваемый период вследствие приобщения мы имеем дополнительную накопленную добычу ΔQ - данная величина является мерой экономической эффективности ГТМ. Ее можно оценить следующим образом:

$$\Delta Q = \int_0^T [q_0(\tau) - q' \cdot (1 - u(\tau))] d\tau, \quad (5.15)$$

где $(0, T)$ - анализируемый интервал времени;

$q_0(\tau)$ - рассчитанный дебит скважины после приобщения;

q' - остановочный дебит скважины;

$u(\tau)$ - коэффициент падения базовой добычи.

Построенная модель может быть использована при планировании прироста, оценке межпластовых перетоков после приобщения, а также при поиске скважин-кандидатов на ГТМ на многопластовых объектах.

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

В данном параграфе рассматриваются вопросы оперативного моделирования нестационарных процессов в поверхностной инфраструктуре. Основные вызовы здесь связаны с наличием переходных процессов, вызванных нестабильным фондом, периодическим режимом, перераспределением жидкости в связи с длительными неуставившимися режимами на скважинах требует. Это требует разработки модели нестационарного течения многофазной жидкости в трубопроводе для возможности решения различных оптимизационных задач: групповые оптимизации фонда, разгрузка трубопровода, оптимизация энергопотребления, повышение добычи нефти. В настоящий момент ни одно из коммерческих или in-house решений не подходит для решения задачи оперативного управления промыслом со сложным фондом в интегрированной постановке. Это связано либо с длительным процессом создания и адаптации интегрированной модели, сложностью автоматизации данного процесса, либо с использованием упрощенных принципов, не учитывающих переходных процессов и не позволяющих проводить оптимизацию технологических режимов узлов нефтегазопромысла. Основная задача данного параграфа заключается в разработке модели нестационарного течения многофазного флюида в нефтегазосборных коллекторах, ее верификации и апробации.

5.4.1. Описание модели

Будем использовать систему уравнений, усредненных по сечению скважины [326, 327] описанную в Главе 1.

$$\begin{cases} \frac{\partial \rho_{mix}}{\partial t} + \frac{\partial \rho_{mix} v_{mix}}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial (\rho_{mix} v_{mix})}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_{mix} v_{mix}^2)}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = F, \\ \frac{\partial \rho_{mix}}{\partial p} = \frac{1}{c^2} \end{cases} \quad (5.16)$$

где F – силы трения и гравитации;

c – скорость звука.

Так как мы получили систему уравнений относительно потока смеси, то далее индекс mix можем опустить. Раскрыв скобки в частных производных и подставив третье уравнение в первые два, получим систему уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + v \frac{\partial p}{\partial x} + \rho c^2 \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \\ \rho \frac{\partial v}{\partial t} + \rho v \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = F \end{cases} \quad (5.17)$$

В отличие от подхода, реализованного в коммерческом нестационарном симуляторе (OLGA) [326, 327] в данной работе предлагается нестационарный процесс учитывать через следующие допущения. Вектор внешних сил рассчитать по методикам псевдоустановившегося потока [166, 174]:

$$F = \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{grav} + \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{fric}, \quad (5.18)$$

где $\left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{grav}$ – потери давления из-за гравитации;

$\left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{fric}$ – потери давления из-за трения.

Таким образом, режим потока, коэффициент трения, истинное газосодержание, вычисляется с учетом гидравлических корреляций для псевдостационарного режима. А вклад нестационарных членов при вычислении градиента давления в (5.17) находится из системы уравнений, при ее разрешении с помощью метода характеристик.

На Рисунке 170 приведена схема сравнения методик расчёта: традиционный метод для расчёта стационарного профиля давления в трубе и метод характеристик для расчёта динамики процесса (расчёт профилей давления и скорости для нового временного слоя при наличии текущего). Из схемы видно, что на уровне одного узла расчёты до определенного момента идентичны. Алгоритм расчета следующий. Используется модель нелетучей нефти для расчёта реологических свойств при текущих условиях. Рассчитывается режим течения и исходя из этого

рассчитывается значение истинного газосодержания (с учетом проскальзывания газа). Коэффициент трения для газожидкостной смеси рассчитывается как коэффициент трения для жидкости с поправками на проскальзывание газа. Такая схема позволит учесть все необходимые физические явления, связанные со сжимаемостью, растворимостью газа и влияния истинного газосодержания на трение.

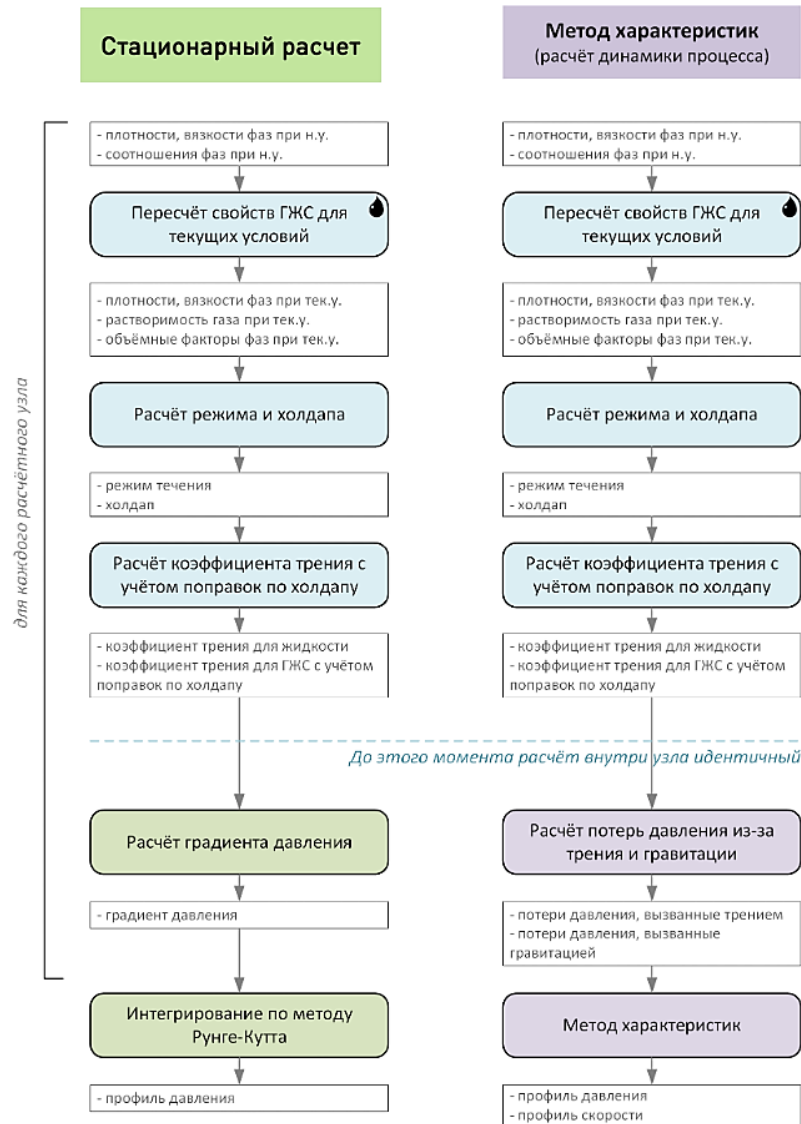


Рисунок 170 – Сравнение методики нестационарного расчёта с псевдоустановившимся режимом

Метод характеристик

Система уравнений (5.17) является гиперболической системой уравнений в частных производных. Для таких систем характерно наличие двух семейств вещественных характеристик в пространстве координата-время, на которых уравнения в частных производных заменяются обыкновенными дифференциальными уравнениями для давления и скорости [190, 197]. Уравнения двух семейств характеристик имеют вид [326, 327]:

$$\frac{dx}{dt} = v + c; \quad \frac{dx}{dt} = v - c \quad (5.19)$$

Т.к. скорость течения газожидкостной смеси в трубе $v \sim 1$ м/с зачастую мала по сравнению со скоростью распространения возмущений, то зачастую используют уравнения характеристик [326, 327]:

$$dx - c \cdot t = 0, \quad (5.20)$$

$$dx + c \cdot t = 0. \quad (5.21)$$

Дифференциальные уравнения на этих характеристиках соответственно:

$$dp + \rho c \cdot dv + F = 0 \quad (5.22)$$

$$dp - \rho c \cdot dv - F = 0 \quad (5.23)$$

На Рисунке 171 отображена расчётная сетка для метода характеристик. Шаг по времени равен τ , шаг по пространству равен $c \cdot \tau$. Вдоль характеристики, соответствующей уравнению (5.20) решается уравнение (5.22). Вдоль характеристики C^- , соответствующей уравнению (5.21) решается уравнение (5.23).

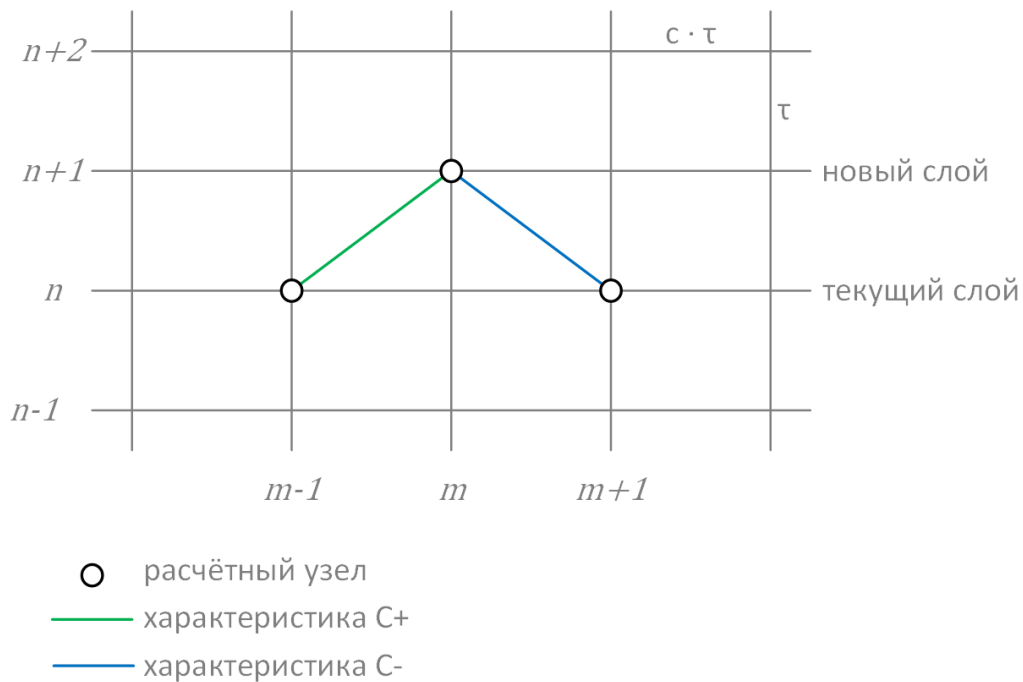


Рисунок 171 – Расчётная сетка для метода характеристик

Пусть нижний индекс m означает номер узла по горизонтали (в пространстве), а верхний индекс узла n – соответственно, номер узла по вертикали (во времени). Тогда характеристики лежат строго на узлах и мы можем записать уравнения (5.22)-(5.23) в разностной форме:

$$p_m^{n+1} - p_{m-1}^n + \rho_{m-1}^n c (v_m^{n+1} - v_{m-1}^n) = -F_{m-1}, \quad (5.24)$$

$$p_m^{n+1} - p_{m+1}^n - \rho_{m+1}^n c (v_m^{n+1} - v_{m+1}^n) = F_{m+1}. \quad (5.25)$$

Или обозначая

$$X_l = p_{m-1}^n + \rho_{m-1}^n c \cdot v_{m-1}^n - F_{m-1}, \quad (5.26)$$

$$X_r = p_{m+1}^n - \rho_{m+1}^n c \cdot v_{m+1}^n + F_{m+1}, \quad (5.27)$$

получаем систему уравнений относительно давления и скорости:

$$\begin{cases} p_m^{n+1} + \rho_{m-1}^n c v_m^{n+1} = X_l \\ p_m^{n+1} - \rho_{m+1}^n c v_m^{n+1} = X_r \end{cases} \quad (5.28)$$

Решая эту систему, получаем:

$$v_m^{n+1} = \frac{X_l - X_r}{(\rho_{m-1}^n + \rho_{m+1}^n) c}, \quad (5.29)$$

$$p_m^{n+1} = \frac{\rho_{m+1}^n X_l + \rho_{m-1}^n X_r}{\rho_{m-1}^n + \rho_{m+1}^n}. \quad (5.30)$$

Соотношения (5.29)-(5.30) позволяют рассчитать значения в узлах на временном слое $n + 1$, пользуясь только значениями на предыдущем временном слое n .

5.4.2. Верификация методики

На Рисунке 172 отражено сравнение результатов расчета с помощью настоящей модели с коммерческим нестационарным симулятором на примере распространения возмущения от скважины №1. Разработанная модель работает достаточно быстро вследствие наличия только одной пространственной переменной, пренебрежением там, где возможно неизотермическими процессами, а также комбинации конечно-разностного расчета с методом характеристик.

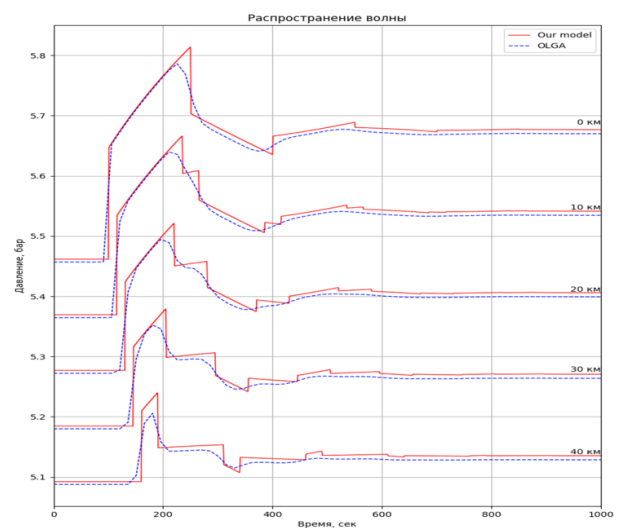
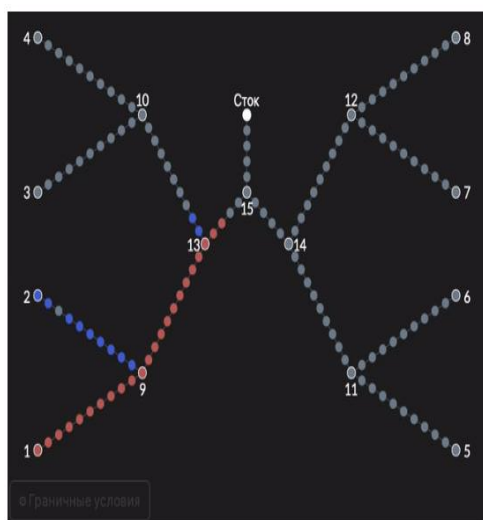


Рисунок 172 – Расчет нестационарного перераспределения давления для системы нефтесбора (слева), в сравнении с численным симулятором нестационарного потока (справа)

Разработанная модель позволяет учитывать влияние нестабильного фонда скважин на распространение возмущений в нефтегазосборном коллекторе. Это открывает возможности для решения дополнительного набора оптимизационных задач, связанных с операционным добычным потенциалом, таких как групповые оптимизации ПКВ фонда, онлайн-оптимизация режимов при подключении новых скважин и др.

5.4.3. Апробация методики

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 снижения исключения пиковых нагрузок на трубопровод и энергосеть, так называемая задача «выравнивания профиля добычи». Неоптимальная эксплуатация периодического фонда приводит к потерям добычи и более быстрому износу трубопроводных сетей и объектов энергосистемы. Оптимизация графика приводит к снижению среднего давления в коллекторе, снижению нагрузки на инфраструктуру и приросту дебита. Основные рычаги оптимизации – это режимы работы периодических скважин (частота УЭЦН, время работы и накопления в цикле). На Рисунке 173 представлен пример групповой оптимизации циклов запусков-остановок добывающих скважин для исключения пиковых нагрузок на трубопровод при работе периодического фонда. Видно, что после оптимизации циклов работы линейное давление стало ниже, а добыча испытывает меньшие возмущения.

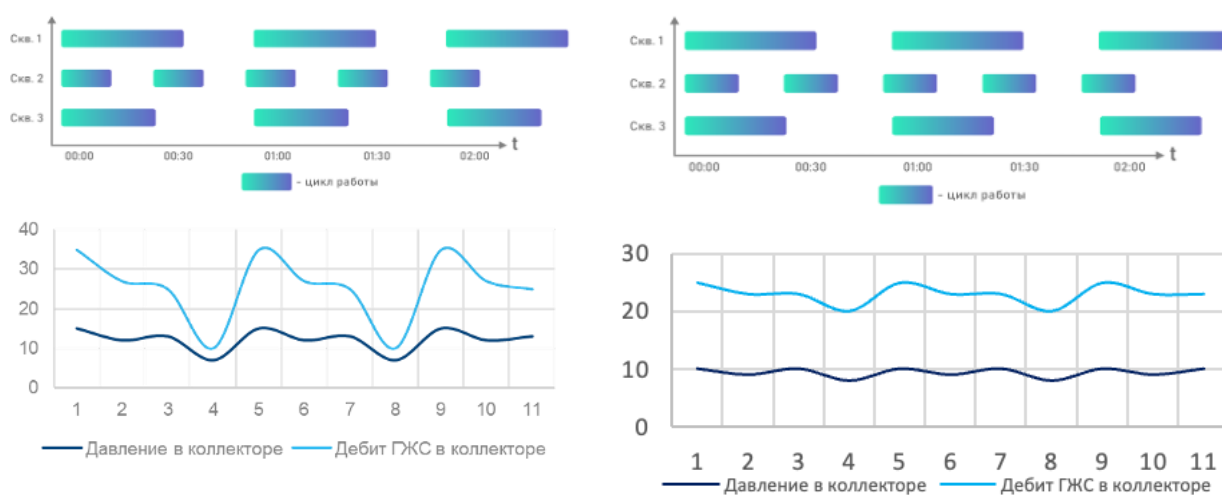


Рисунок 173 – Пример оптимизации циклов запусков-остановок:
слева ДО оптимизации, справа ПОСЛЕ оптимизации

5.5. Концепция автоматизированного интегрированного управления сложным фондом скважин

В данном параграфе представлена концепция автоматического интегрированного управления сложным фондом скважин. Основные проблемы при управлении сложным фондом скважин, который преимущественно присутствует на трудноизвлекаемых запасах, связаны с неоперативностью определения проблем и их решения в «ручном» режиме с большими трудозатратами, начиная от выездов полевого персонала на промысел для получения высокодискретных данных со станции управления, множественными расчетами для определения оптимальных корректирующих мероприятий, а также повторного выезда персонала для настройки согласованных режимов расчета. Это приводит к потере операционного потенциала, проблемам в эксплуатации и снижению эффективности управления промыслом в целом (Рисунок 174). В данном параграфе предлагается концепция для автоматического управления фондом скважин в технической сети передачи данных (ТСПД) на уровне системы усовершенствованного управления технологическим процессом (СУУТП).

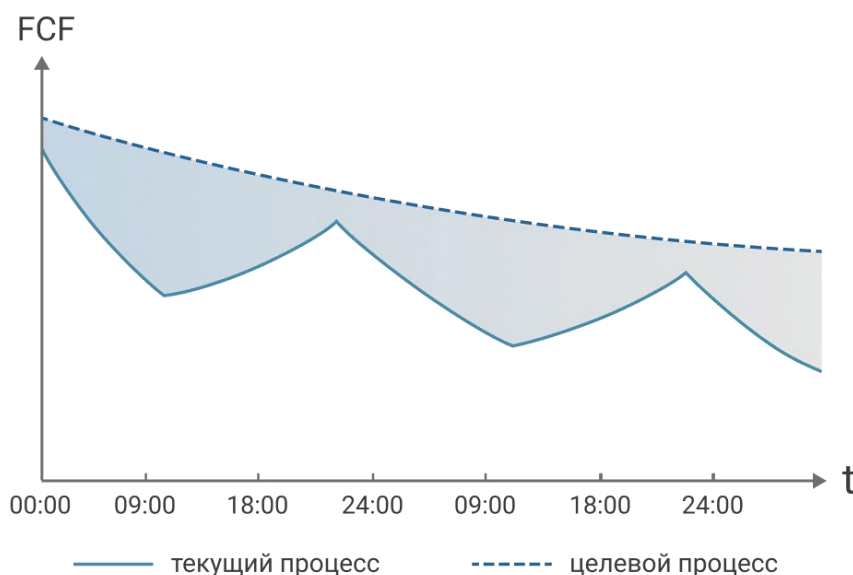


Рисунок 174 – Потери операционного потенциала вследствие неоперативного реагирования на отклонения и осложнения на скважинах

Российский рынок промышленной автоматизации в нефтегазовой отрасли активно развивается благодаря внедрению технологий промышленного интернета вещей (IIoT) и краевых вычислений (edge computing). Основными двигателями этого роста являются необходимость повышения операционной эффективности, сокращения затрат, увеличения безопасности и обеспечения соответствия нормативным требованиям. Особенно значим спрос в сегментах

добычи и бурения нефти и газа, где автоматизация позволяет существенно сократить операционные затраты и повысить безопасность работников.

Зарубежные решения, представленные такими компаниями как Siemens, Emerson, Weatherford и AVEVA, отличаются зрелостью и интегрированностью. Так, Siemens предлагает группу решений, включающую возможности интеграции промышленного оборудования и ПО. Аналогично, Emerson и Weatherford представляют зрелые платформы с доказанной эффективностью, обладающие развитой инфраструктурой для мониторинга и управления. Однако все указанные решения имеют существенные недостатки для российского рынка, включая значительную привязанность к облачной инфраструктуре и официальную недоступность для использования в отечественной промышленности, а также ограниченной интеграцией с другими производителями.

Отечественные решения представлены компаниями ЛУКОЙЛ, ЛИМАН-ТЕХ, Phoenix Contact и группой компаний РСК. Эти платформы предлагают решения, которые могут работать в условиях ограниченной инфраструктуры связи (например, технологии LoRa), однако зачастую они обладают недостаточной гибкостью и ограниченными возможностями по обработке данных на периферийных устройствах. Современные требования к платформам IoT и краевых вычислений в России диктуют необходимость создания зрелого и интегрированного решения, способного объединять облачные технологии и edge-устройства в единую гибридную инфраструктуру. Целевая платформа должна обеспечивать полноценную работу edge-устройств без обязательного использования облачных сервисов, иметь модульную архитектуру для масштабирования системы, а также поддерживать разработку собственных приложений на её основе. Кроме того, с точки зрения интеграции, она должна быть гибкой и совместимой с оборудованием сторонних производителей, предоставлять возможности локальной обработки данных и принятия распределенных решений на краевом уровне. Именно такие характеристики смогут удовлетворить текущие и будущие потребности отечественного рынка в сфере систем усовершенствованного управления технологическими процессами (СУУТП).

Наконец, новые решения по интеграции предлагают генеративные модели ИИ [372].

5.5.1. Описание концепции автоматического управления механизированным фондом

Подход при разработке концепции автоматизированного управления механизированным фондом заключается в создании метамоделей, объединяющей модели и алгоритмы, представленные ранее: нестационарные модели скважин и трубопроводов, алгоритмы адаптации на опорные замеры, алгоритмы автоматического анализа состояния фонда и виртуальной

расходомерии, а также алгоритмы интегрированной оптимизации для эффективности работы фонда. Для этого была разработана единая информационная система, включающая непрерывно актуализируемый цифровой двойник системы «пласт-скважина-поверхностная инфраструктура» и алгоритмы решения оптимизационных задач, а также бизнес-логика по анализу и управлению данным цифровым двойником, формированию и мониторингу мероприятий.

Периодичность автоматического управления фондом реализован в рамках 2-х часового цикла. В рамках данного цикла последовательно выполняются этапы анализа, моделирования и оптимизации технологического режима (Рисунок 175). На первом этапе происходит определение текущих технологических режимов оборудования и проблем в его эксплуатации. На втором этапе формируются допустимые интервалы по изменению уставок станции управления УЭЦН, допустимые границы изменения другого технологического оборудования. На третьем этапе происходит определение потенциала и формирование мероприятий для его достижения. Далее разработанные мероприятия передаются в систему управления фондом (например, АДКУ) и цикл вновь повторяется с этапа анализа.

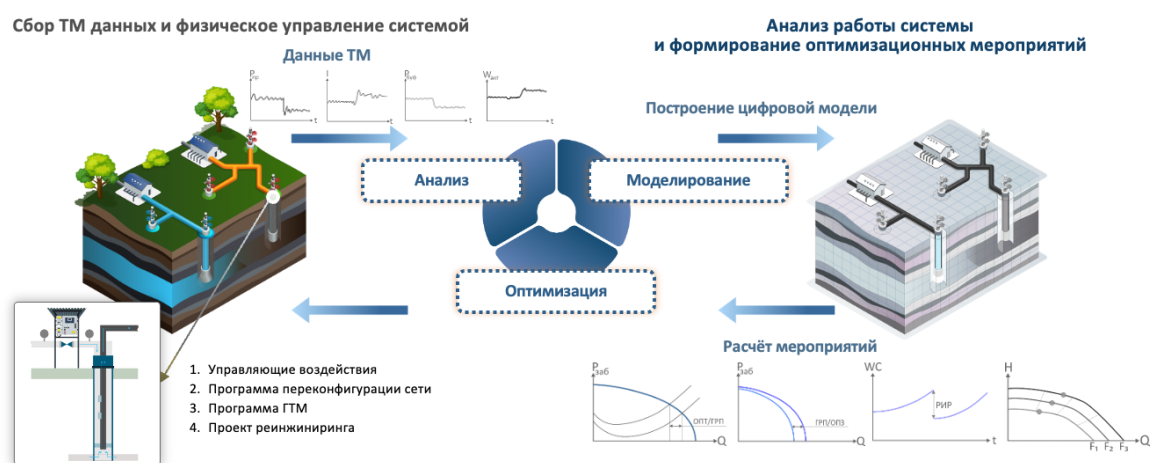


Рисунок 175 – Схема расчетного процесса при автоматизации интеллектуального управления сложным фондом скважин

Далее процедура автоматизированного управления фондом приведена на примере газлифтного фонда. При этом алгоритм для управления фондом с другим способом механизированной добычи (УЭЦН, ШГН, фонтан) остается прежним, корректируются только управляющие воздействия в моделях скважин: расход и давления газлифтного газа, частота вращения/качания, диаметр штуцера НКТ и выкидной линии.

На схемах, представленных на Рисунке 176, Рисунке 177, Рисунке 178 описана архитектура решения. На первом этапе происходит определение текущих технологических режимов и его параметров, таких как уточнение циклов пусков и остановок, забойного давления дебитов, наличия различного рода осложнений.

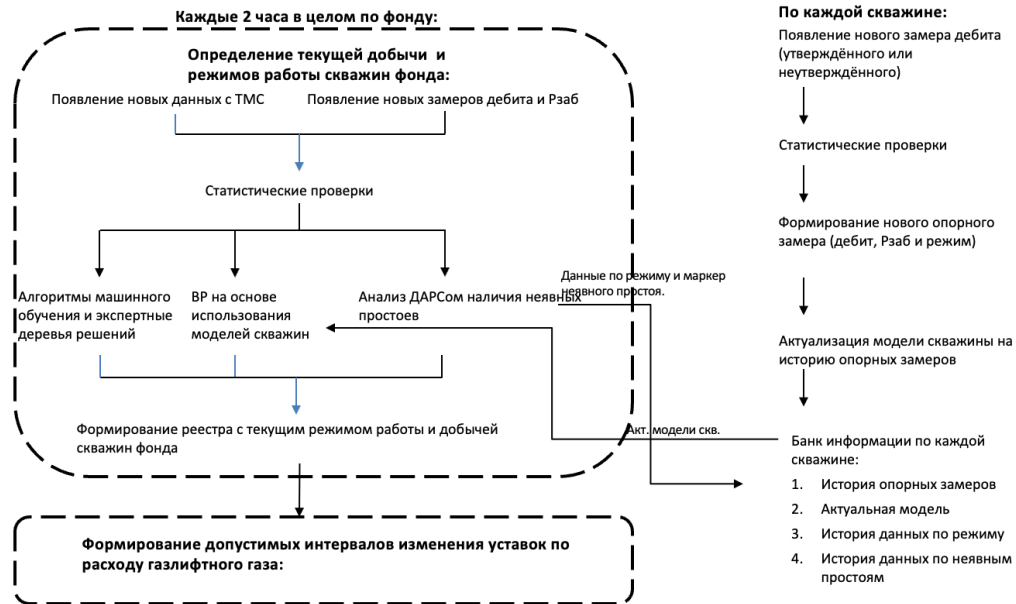


Рисунок 176 – Определение текущих технологических режимов и проблем в эксплуатации

На втором этапе определяются допустимые интервалы изменения управляющих воздействий и режимов работы скважины («уставки»). При этом создаются и адаптируются модели скважин, включая гидравлическую и электро-техническую части в соответствии с традиционными стационарными подходами [166] в случае постоянно-действующего фонда или с помощью моделей и алгоритмов, представленных в Главе 4.

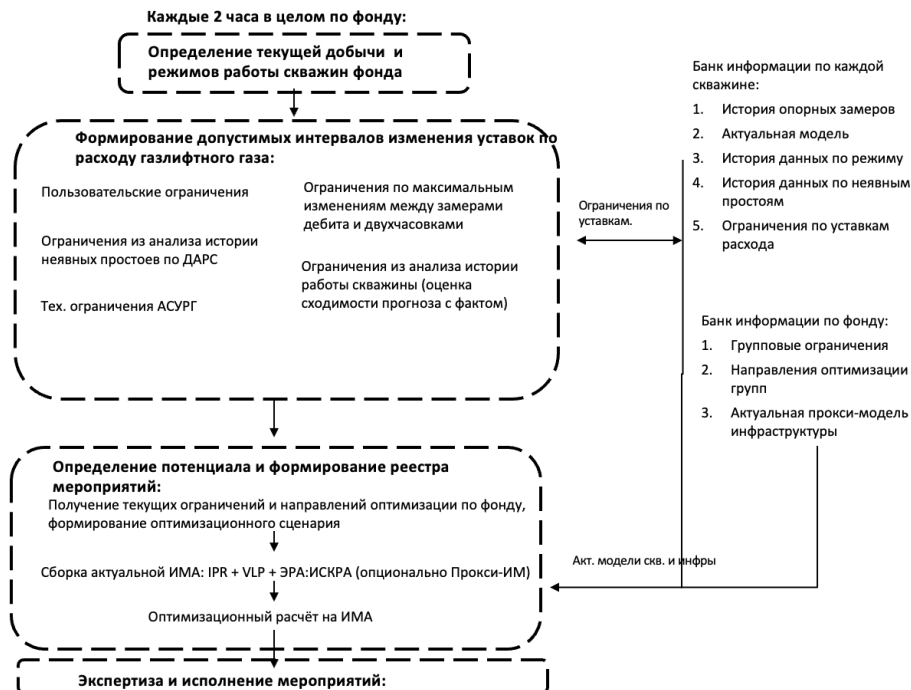


Рисунок 177 – Формирование допустимых интервалов по изменению уставок станции управления

На третьем этапе производится оценка потенциала от возможных мероприятий по корректировке режима, подбираются мероприятия для нивелирования последствий технологических осложнений (гидратообразование, срывы подачи, подклинки, перегрузы, газовые прострелы и т.д.). Потенциал от мероприятий с учетом уставок, определенных на предыдущем этапе, рассчитывается в интегрированном ключе с учетом влияния поверхностной инфраструктуры и моделей пласта. Далее этот набор мероприятий подается в диспетчерскую систему управления механизированным фондом (АДКУ, Регион и т.д.).

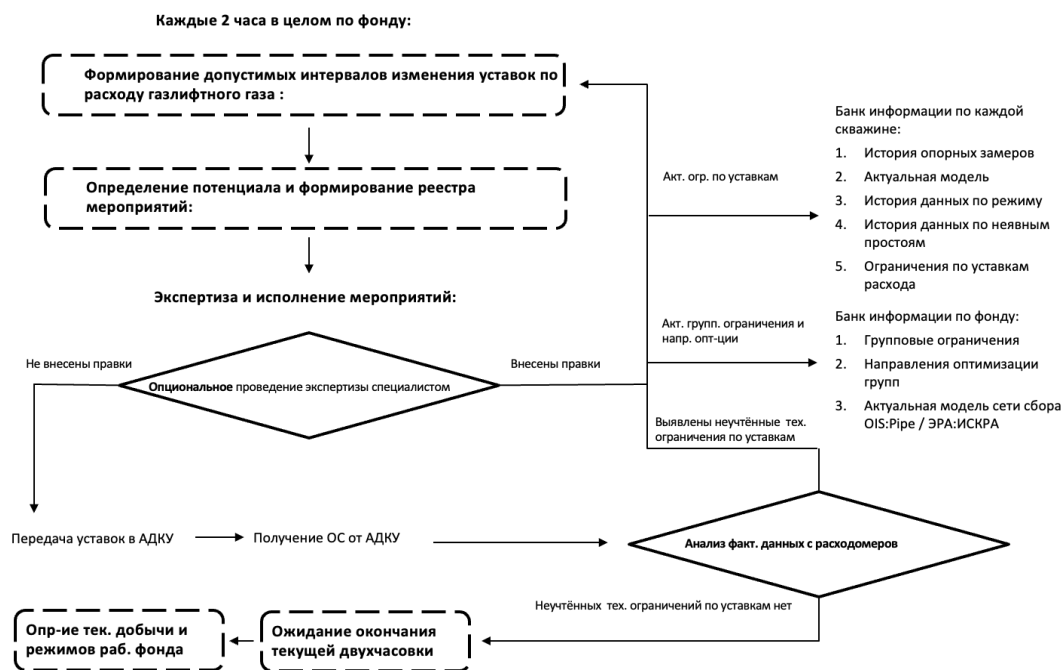


Рисунок 178 – Определение потенциала и формирование мероприятий

Функциональная архитектура системы включает алгоритмы решения следующих задач. Интеграция с системами, осуществляющими сбор данных с телеметрии, и мониторинг текущей добычи по фонду. Расчет и определение допустимых режимов работы скважин фонда оборудованного автоматической системой управления расходом газлифтным газом (АСУРГ). Формирование реестра мероприятий, по изменению режимов работы скважин, направленных на компенсацию потерь добычи / увеличение добычи фонда. Передача сформированного реестра мероприятий посредством автоматизированного, согласованного механизма в систему, осуществляющую управление режимами работы скважин. Особенности адаптации и оптимизации таких моделей представлены в работах Юдин Е.В. и др. [281, 367].

Изложенный подход по автоматизации управления фондом скважин основан на моделях пласта, скважины и нефтегазосбора, изложенных в Главах 2-5, а также алгоритмах анализа и подготовки данных высокодискретной телеметрии, описанных в Главе 1, см. более подробно статьи [370, 371, 374, 375]. Данные модели и алгоритмы построены с фокусом на оперативный

расчет и на автоматизацию на этапах инициации, адаптации, а также на этапе подготовки оптимизационных мероприятий. Поэтому представленные в параграфе подходы могут быть использованы для локального развертывания данных моделей для edge-вычислений прямо на промысле. Это позволит избавиться от необходимости расширения каналов связи для передачи больших объемов высокодискретной информации, необходимых для контроля сложного фонда скважин. Кроме того, автоматизация интеллектуального управления приведет к более быстрому реагированию на изменения в состоянии скважины и позволит предотвратить недоборы и достичь операционный потенциал по сложному фонду, где крайне важна оперативность реагирования на отклонения в технологических режимах. Озвученные факторы также делают разработанные в параграфе подходы крайне перспективными для управления автономными промыслами, см. подробнее в статье автора [376].

5.5.2. Апробация концепции автоматизированного управления механизированным фондом

На Рисунке 179 приведен пример оптимизации режимов нестабильного газлифтного фонда скважин на технологической линии Восточного Участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Видно, что текущее распределение закачки газлифтного газа по скважинам не является оптимальным: добыча может вырасти при перераспределении уровней закачки газа. Также, видно, что и суммарный объем закачки газлифтного газа также избыточный: оптимальный с точки зрения максимизации добычи нефти объем существенно ниже.

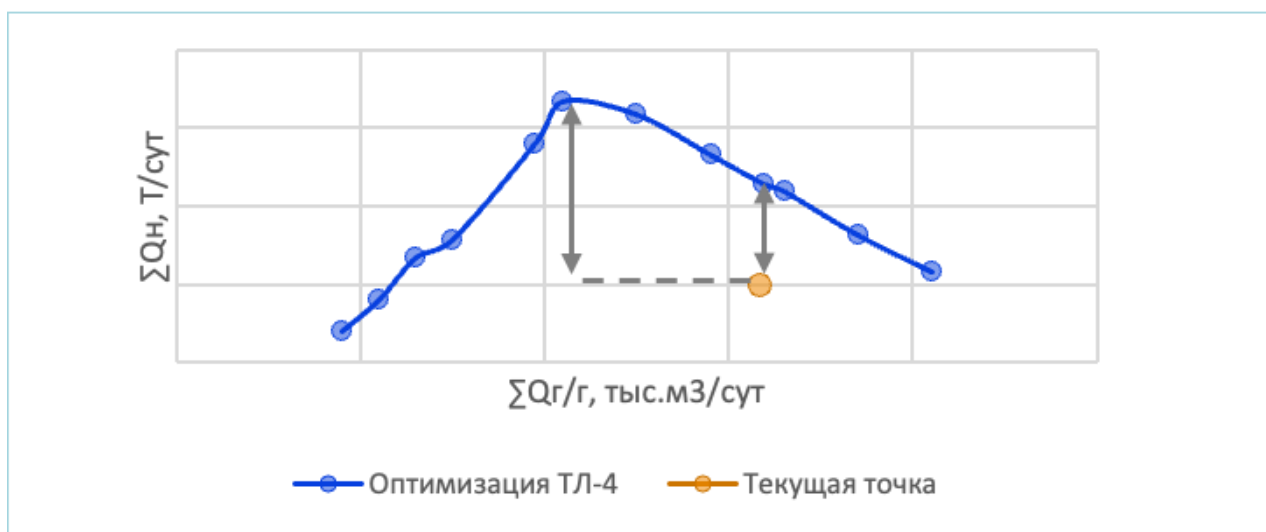


Рисунок 179 – Пример оптимизации одной из технологических линий месторождения в Оренбургской области [367]

Аналогичный результат получен для двух других технологических линий данного месторождения (Рисунок 180).

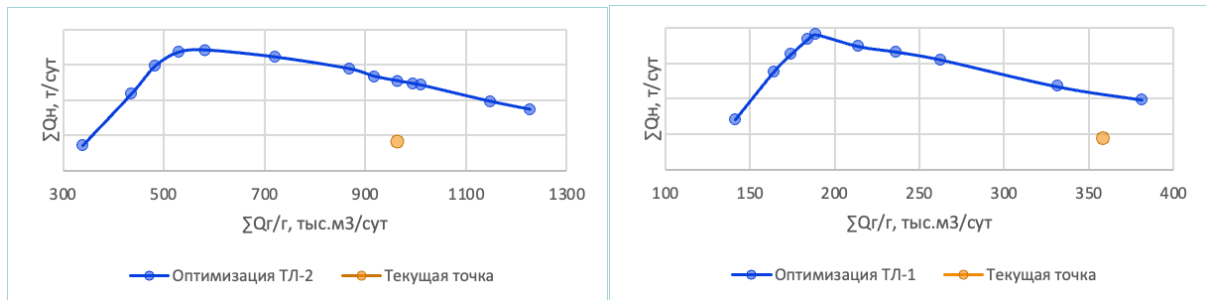


Рисунок 180 – Пример оптимизации одной из технологических линий месторождения в Оренбургской области [367]

Ниже приведены примеры апробации подхода автоматической интегрированной групповой оптимизации механизированного фонда на месторождениях Ближнего Востока, Западной Сибири и шельфа Республики Вьетнам.

На Рисунке 181 (слева) рассмотрен случай, когда на месторождении Ближнего Востока вводится высокопроизводительная скважина, повышая линейные давления и снижая дебит на окружающих скважинах. На Рисунке 181 (справа) приведен пример оптимизации режимов работы скважин окружения для снижения влияния новой скважины: удастся вернуть порядка 625 баррелей в сутки, зажатых при отсутствии такой групповой оптимизации.

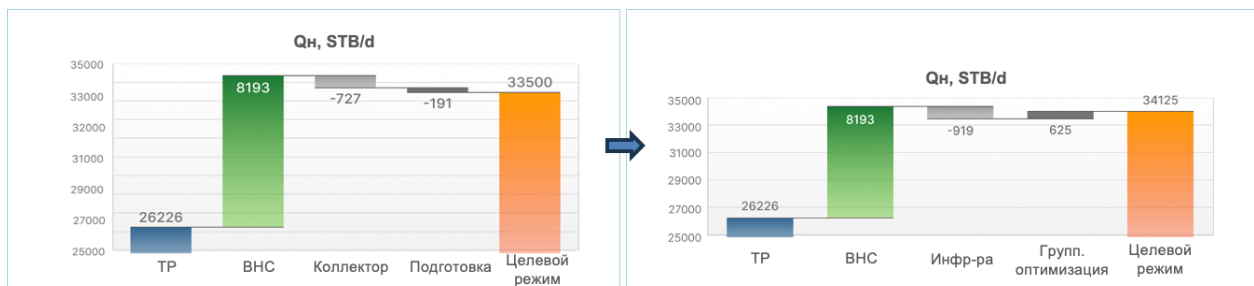


Рисунок 181 – Пример оптимизации одной из технологических линий месторождения в Оренбургской области

На Рисунке 182 представлен пример групповой оптимизации на одном из месторождений Западной Сибири. Данное месторождение находится на четвертой стадии разработки, его инфраструктура перегружена по жидкости. Основная задача заключается в оптимизации режимов работы скважин таким образом, чтобы при сохранении общего дебита жидкости повысить дебит нефти. За счет реализованных мероприятий удалось повысить дебит нефти на 75 т/сут. Это не так много по сравнению с общей добычей месторождения. Однако, эта добыча не несет дополнительных затрат, являясь «бесплатной». Это крайне важно с экономической

точки зрения для активов с пограничной эффективностью. Такого рода мероприятия по оптимизации добычи позволяют продлить жизненный цикл месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки.

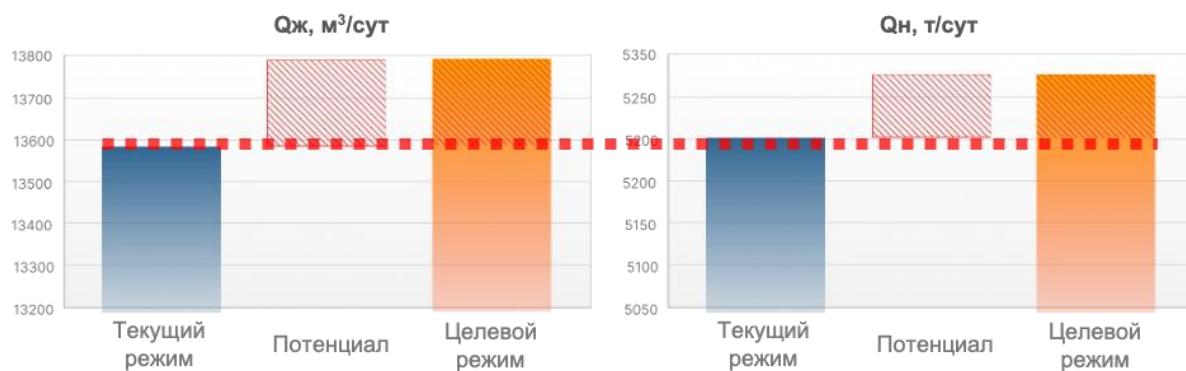


Рисунок 182 – Пример оптимизации одной из технологических линий месторождения в Оренбургской области

На Рисунке 183 представлен пример расчета групповой оптимизации для платформы одного из месторождений шельфа Вьетнама. Фонд эксплуатируется газлифтным способом. Особенности шельфовой добычи связаны с наличием ограничений на объемы газлифтного газа, поэтому рассматриваемый кейс по оптимизации связан с двумя возможными сценариями: 1) минимизация закачки газлифтного газа на платформе с сохранением уровней добычи нефти; 2) максимизация уровней добычи нефти при сохранении уровней закачки газлифтного газа. На Рисунке 183 представлен пример случая с максимизацией добычи при сохранении суммарного объема газлифтного газа. Суммарный расход газа до и после оптимизации работы скважин не меняется и равен 19 тыс. $m^3/сут$. Суммарный дебит нефти до оптимизации расхода газлифтного газа равен 411 $m^3/сут$, после оптимизации - 449 $m^3/сут$.

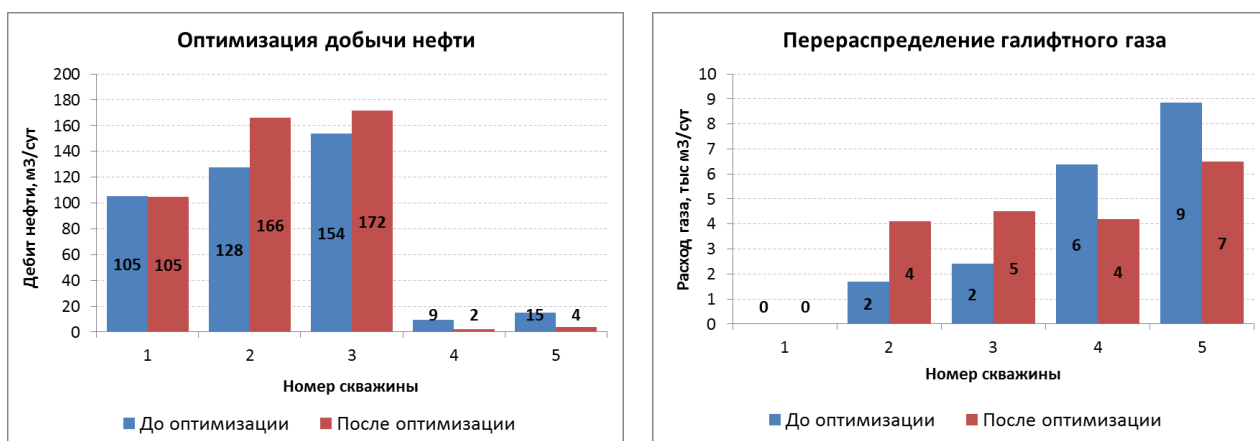


Рисунок 183 – Пример расчета оптимизации для платформы на шельфе Республики Вьетнам

5.6. Выводы по Главе 5

Данная глава посвящена решению одной из самых сложных задач в управлении добычей на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами – интегрированному моделированию системы "пласт-скважина-инфраструктура" для оперативного управления (внутрисуточного и внутримесячного). Ключевые **проблемы**, которые решаются:

- перегруженная инфраструктура: высокая обводненность, и высокие газовые факторы, нестабильный периодический фонд скважин создают «эффект запираения» когда новые скважины или ГТМ не дают ожидаемого прироста, так как инфраструктура работает на пределе;

- нестационарные процессы: традиционные модели, работающие в стационарных режимах, не учитывают быстрые переходные процессы в пласте, стволе скважины и коллекторе, что критично для трудноизвлекаемых запасов;

- многопластовость: одновременная разработка нескольких пластов с разными свойствами и неодновременным вводом в эксплуатацию;

- неоперативность и низкий уровень автоматизации расчетов: существующие коммерческие симуляторы слишком медленные и сложные для использования в оперативной работе инженеров.

В главе математическая постановка задачи интегрированного моделирования рассматривается как задача оптимального управления для всей технологической цепочки. При этом предложены следующие **решения и методы**:

- быстрая «прокси-модель» инфраструктуры: упрощенная, но эффективная модель нефтесборной сети, которая настраивается автоматически на основе промысловых данных (дебиты, давления);

- методика учета многопластовости и неодновременного ввода пластов: обобщение метода узлового анализа на нестационарный случай для точного расчета дебитов и забойных давлений на скважинах многопластовых месторождений;

- модель нестационарных процессов в трубопроводе: использует метод характеристик для учета распространения возмущений (например, от периодически работающих скважин), что позволяет решать задачи нестационарной оптимизации, например, оптимизировать графики запусков/остановок для «выравнивания профиля» и снижения пиковых нагрузок.

- концепция автоматизированного управления: предложена архитектура для создания автономной системы управления фондом на основе edge-вычислений (непосредственно на промысле). Система работает в непрерывном цикле «анализ – моделирование – оптимизация»), минимизируя потери от неоперативного реагирования.

Выводы:

–для эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов обязателен переход от изолированного моделирования элементов к интегрированному моделированию всей системы «пласт – скважина – инфраструктура»;

–модели и инструменты интегрированного расчета должны быть быстрыми и автоматизированными, для реализации оперативного потенциала и возможности работы с ними инженеров в текущей производственной деятельности;

–ключевым фактором повышения эффективности инструментов принятия интегрированных решений для оперативного управления промыслом является отказ от стационарных приближений и учет быстрых переходных процессов как в пласте, так и в наземной инфраструктуре;

–разработанные упрощенные («прокси») модели показали хорошую сходимость с коммерческими симуляторами при на порядки более высокой скорости расчета, что делает их подходящими для задач оперативного управления;

–максимальный эффект в реализации операционного потенциала достигается при внедрении замкнутого цикла автоматического управления на представленных моделях, развернутых непосредственно на промысле (edge-вычисления), это позволяет отказаться от задержек, связанных с передачей данных и человеческим фактором, и выйти на новый уровень эффективности управления добычей;

–апробация предложенных методов и подходов приведена на реальных месторождениях (ВУ ОНГКМ, Холмогорское м-ние, месторождения Ближнего Востока, Вьетнама) и показала значительный эффект: оптимизация режимов работы, перераспределение нагрузок, увеличение добычи и сокращение удельных затрат на подъем жидкости на 5-10% и более без капитальных затрат.

6. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ И АПРОБАЦИЯ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕТОДОВ И ПОДХОДОВ

Данная глава посвящена примерам применения разработанных в диссертации подходов, алгоритмов и моделей для задач оперативного управления разработкой и добычей. Результаты, описанные в главах 1-5 использованы для разработки новых цифровых инструментов, а также для трансформации бизнес-процессов. В главе приведены примеры новых цифровых инструментов и бизнес-процессов, которые были внедрены в компаниях: ООО «РН-Юганскнефтегаз», АО «Зарубежнефть», ПАО «Газпром нефть» при внедрении элементов концепции модельно ориентированного системного инжиниринга.

6.1. Цифровые инструменты

В данном параграфе описаны цифровые инструменты, созданные на основе разработанных в главах 1-5 методов и подходов. Результаты разработанных в диссертационной работе моделей лежат в основе более 20 групп цифровых инструментов, запатентовано более 20 результатов интеллектуальной деятельности. На Рисунке 184 представлена цепочка бизнес-процессов для оперативного управления разработкой и добычей, а также разработанные цифровые инструменты, закрывающие элементы этой процессной цепочки. Интеграции цифровых инструментов построены таким образом, чтобы обеспечить бесшовное управление активом. Рассмотрим схему более подробно, цепочка решений построена от валидации и анализа исходной информации, через оценку потенциала актива, интегрированную оптимизацию технологических режимов всех узлов промысла и планирование геолого-технических и организационно технологических мероприятий, к исполнению этих мероприятий, мониторингу и анализу их эффективности. Таким образом, в архитектуру интеграции рассматриваемых цифровых решений изначально заложены целостная процессная и цифровая архитектура – все необходимое для интеллектуального управления активом.



Рисунок 184 – Разработанные инструменты и процессная цепочка для оперативного управления добычей и разработкой

Рассмотрим управленческий цикл, который реализуется в рамках описанного цифрового решения (Рисунок 185). Он крупно делится на два шага: анализ состояния актива и управление этим активом. Анализ состояния актива проводится на основании высокодискретных данных, полученных с измерительных узлов физической системы (Глава 2). Затем данный анализ используется для того, чтобы валидировать входные данные и на их основе создать модели и цифровые двойники основных узлов промысла, чтобы затем подобрать оптимальные управляющие воздействия на систему и повысить ее эффективность.

Модели скважины и поверхностного оборудования разрабатываются в рамках результатов Глав 4-5, цифровые двойники пласта – с использованием результатов Главы 3. Также разработаны системы для подбора и агрегации возможных управляющих воздействий (ГТМ и ОТМ) для достижения операционного и технологического потенциалов. С учетом этих данных производится расчет в одной из систем интегрированной оптимизации в зависимости от задачи. Озвученные процессы не являются линейными – они замкнуты в цикл: после внесения в систему управляющих воздействий, происходит анализ эффекта от полученных в рамках управления мероприятий, затем процедура повторяется. Несмотря на то, что каждый за каждый элемент процессной цепочки отвечает отдельная группа инструментов, их интеграция является естественной и бесшовной за счет того, что в их основе лежат одни и те же модели и цифровые двойники технологических узлов и единый слой данных. Особенности различных инструментов лежат скорее в области бизнес-логики и ее адаптации под конкретный бизнес-процесс.

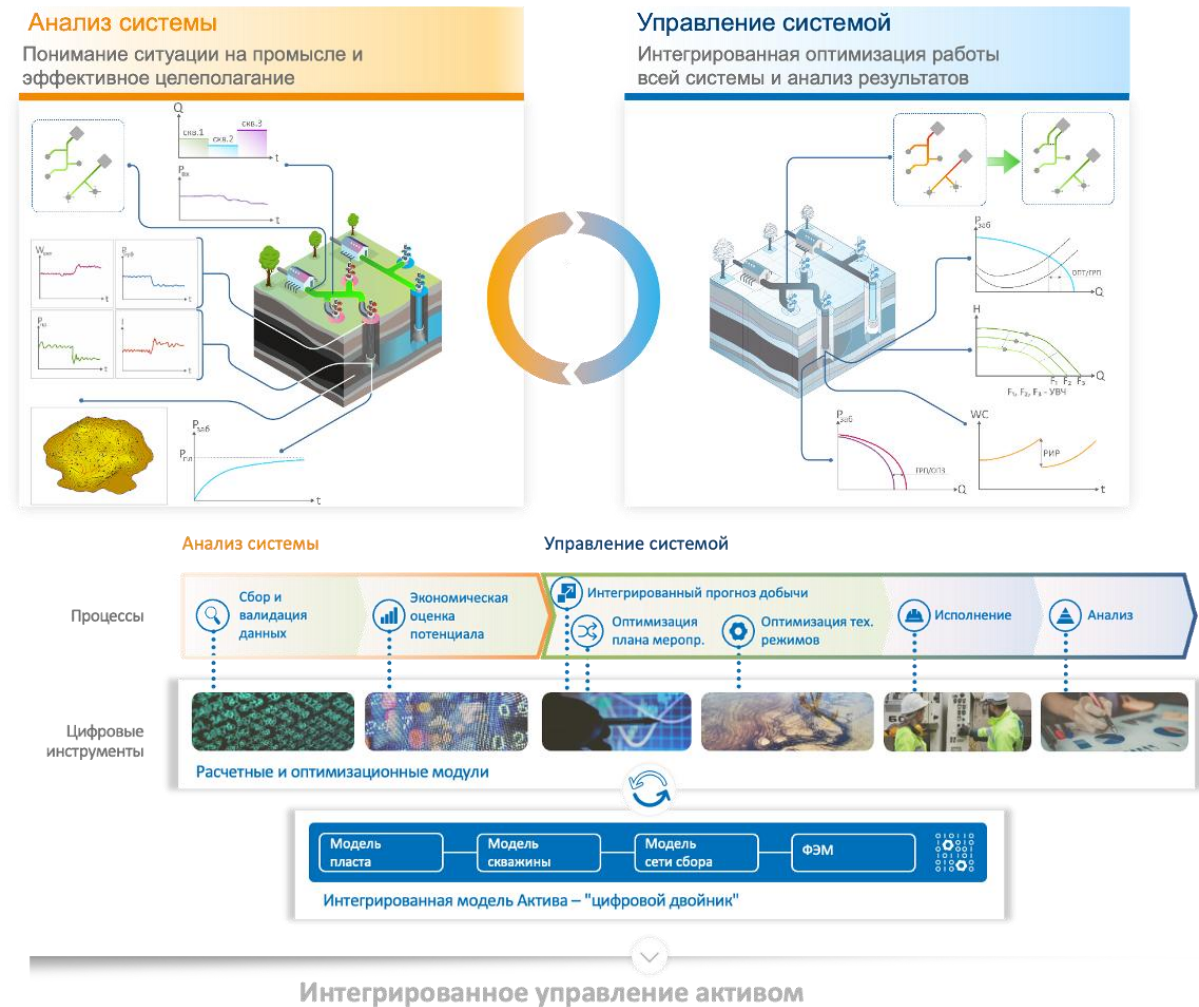


Рисунок 185 – Управленческий цикл и верхнеуровневая функциональная архитектура решения

Отдельное внимание необходимо уделить гибридной интегрированной модели актива. Ее основное отличие от существующих решений по интегрированному моделированию заключается в масштабируемости и адаптивности под специфику решаемых бизнес-задач, а также под наличие исходной информации, за счет использования принципа иерархии сложности функциональных моделей узлов (Рисунок 186). Таким образом по каждому узлу предполагается наличие опций моделей от более простых к более сложным. А сам инструмент может быть использован как для долгосрочных прогнозов, так и для оперативного управления сложным фондом внутри суток, в том числе для автономных edge-вычислений (см. параграф 5 Главы 5). Интерфейс позволяет пользователям донастраивать и развивать расчетные сценарии без привлечения отдельных узких специалистов. Подходы по созданию, адаптации и актуализации функциональных моделей гибридной ИМА основаны на решениях, изложенных в Главах 2-5.

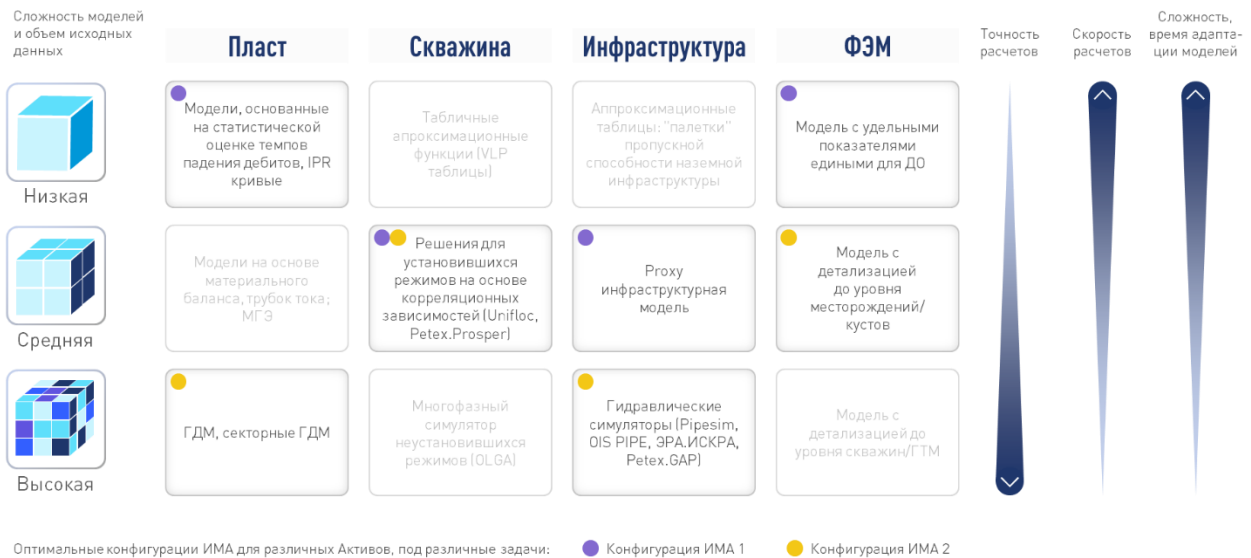


Рисунок 186 – Гибридная ИМА и принцип иерархии сложности моделей

Более подробно со списком разработанных промышленных цифровых инструментов и инженерных приложений можно ознакомиться в соответствующем Приложении 1,3 к настоящей работе.

6.2. Трансформация бизнес-процессов

6.2.1. Внедрение новых бизнес-процессов

Данный параграф посвящен трансформации бизнес-процессов при реализации элементов цифровой трансформации на этапах оценки и оперативного управления добычей и разработкой. Основной акцент сделан на новый сквозной процесс оценки и реализации потенциала.

Под потенциалом в работе понимается разница между тем сколько в данный момент зарабатывает актив и сколько он в принципе может зарабатывать с учетом проведенных геолого-технических (ГТМ) и организационно-технологических мероприятий (ОТМ), а также с учетом затрат на эти мероприятия. Данный бизнес-процесс в настоящий момент не формализован и является новым для многих нефтегазовых активов – традиционной эксплуатация ведется по принципу «от достигнутого уровня». Однако с учетом вызовов в добыче и разработке трудноизвлекаемых запасов, их пограничной экономической эффективности, работа по принципу «от достигнутого» не является жизнеспособной и конкурентной.

На Рисунке 187 представлена схема процесса оценки и реализации потенциала. На каждом этапе отражены цифровые решения, которые используются. Необходимо отметить, что сам бизнес-процесс не зависит от конкретных цифровых решений. При этом, большая часть решений, отраженных на Рисунке 187 построена с использованием моделей из Глав 1-7 настоящей работы.

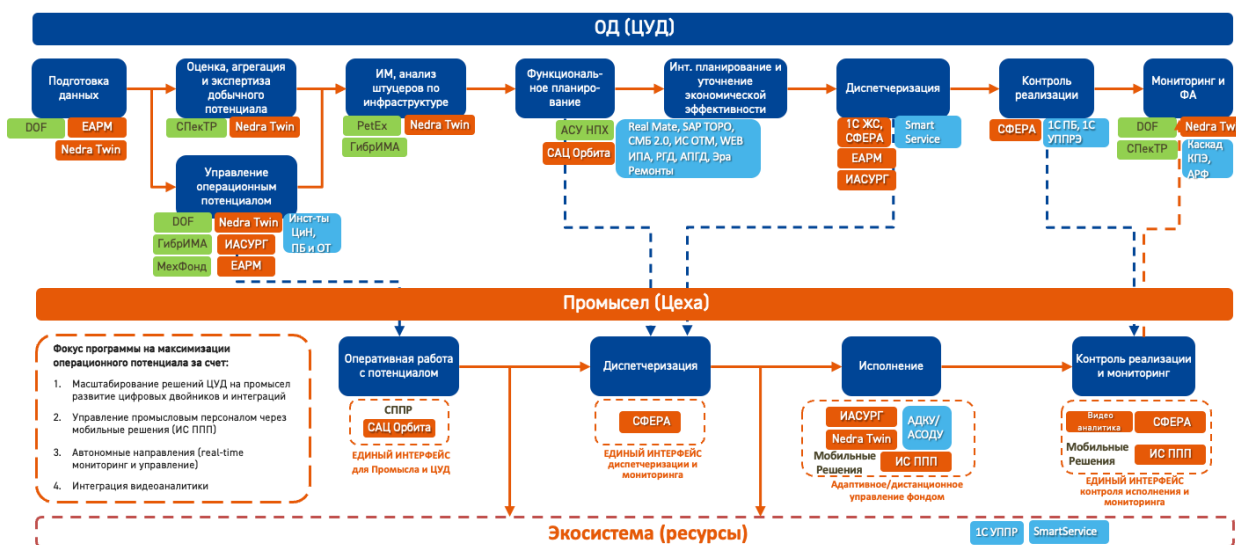


Рисунок 187 – Процесс оценки и реализации потенциала актива на этапе оперативного управления добычей и разработкой

Необходимо также отметить другие, более локальные бизнес-процессы, предлагаемые или уже внедренные в рамках концепции модельно ориентированного системного инжиниринга: процесс подготовки оперативной геологической основы, процессы построения базовой производственной отчетности и производственного планирования, процесс оперативной оценки и ранжирования участков под эксплуатационное бурение в условиях неопределенности, процессы связанные с автоматическим управлением промыслом в рамках автономного актива, процесс разработки производственной программы целостности и надежности, процесс

реинжиниринга инфраструктуры, процесс сбора и валидации исходной информации с автоматическим учетом данных телеметрии и закрытием добычи с учетом данных виртуальной расходомерии.

На основании внедренных процессов в компаниях введены нормативно-методические документы, их полный список представлен в Приложении 2.

6.2.2. Пример сквозного кейса по реализации потенциала нефтепромысла

Предлагается рассмотреть прикладную задачу по реализации потенциала промысла в рамках операционной работы с помощью рассмотренных систем. Процесс начинается со сбора, валидации и анализа данных в системе ДАРС. Анализ высокочастотных данных и выявления неявных закономерностей по основным типам осложнений являются основой для дальнейшей работы по управлению промыслом. Он проводится в интуитивно понятном для конечного пользователя интерфейсе (Рисунок 188).

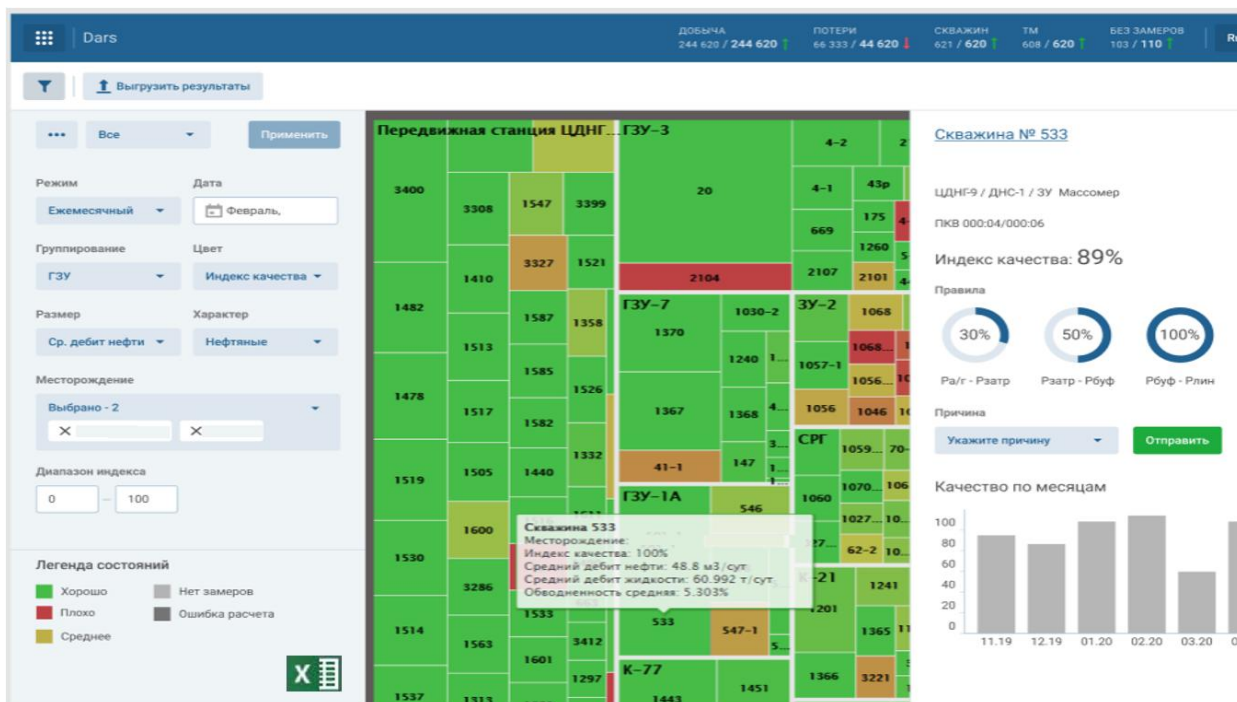


Рисунок 188 – Визуальный интерфейс системы с интуитивно понятным представлением информации по скважине [275]

В левой части экрана пользователю доступны гибкие настройки по выбору анализируемого параметра и отображению требуемой для этого информации (Рисунок 188).

С помощью интуитивно понятной легенды система подсвечивает пользователю скважины с отклонениями и пользователю остается только нажать на нее для перехода к более детальному

анализу и назначению мероприятия, например, своевременному предотвращению гидратообразования на скважине, эксплуатируемой газлифтным способом (Рисунок 189).

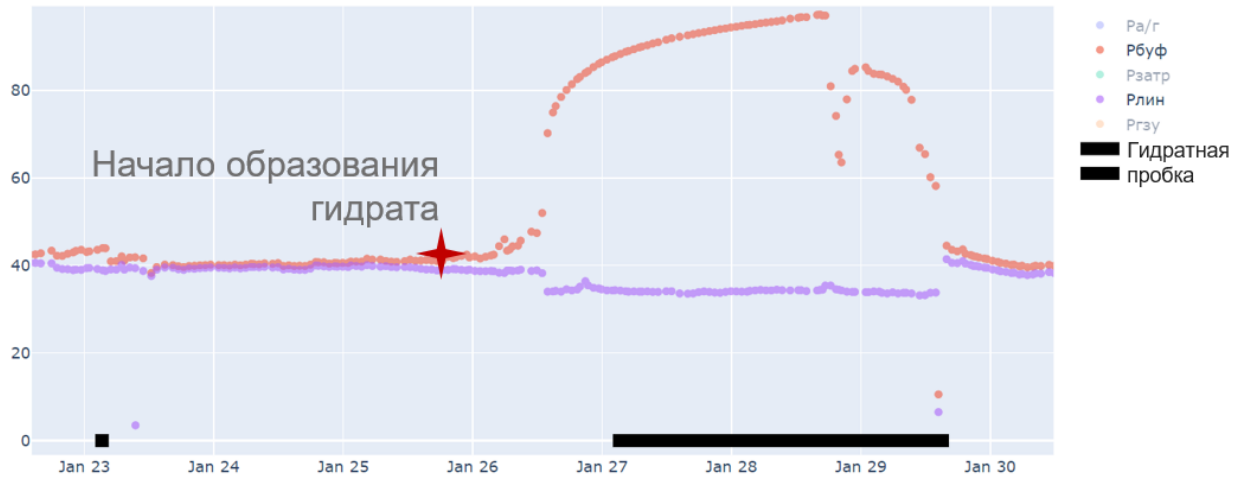


Рисунок 189 – Пример работы алгоритма по раннему выявлению гидратообразования

Или автоматическому выявлению, алармированию аномальных циклов работы ЭЦН скважин в ПКВ режиме и предложение по корректировке режима работы скважины (Рисунок 190).

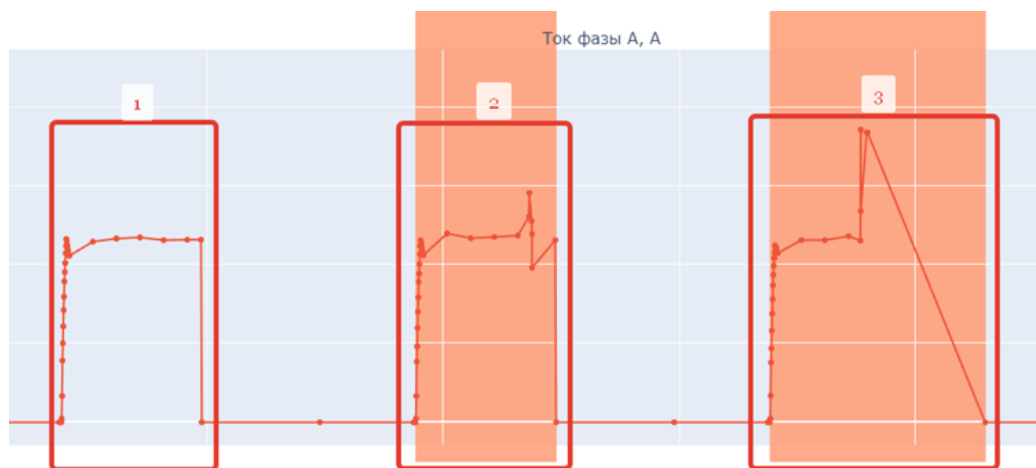


Рисунок 190 – Выявление аномальных циклов работы скважины в ПКВ режиме, подклинки, срыв подачи, прорыв газа

Основываясь на корректном и валидированном состоянии фонда скважин, можно автоматизировано оценивать потенциал добывающего фонда и формировать сценарий оптимизационных мероприятий. В рассматриваемой системе за оценку потенциала фонда отвечает информационная система СПекТР. Основной целью системы является обеспечение реализации подхода по управлению фондом от потенциала. Процесс оценки потенциала

охватывает весь фонд скважин, и состоит в поиске адресных возможностей по каждому типу мероприятий в отдельности. Стоит отметить, что процесс оценки включает в себя не только добычной, но и экономический потенциал, который в свою очередь делится на операционный и технологический. В СПекТР реализован сквозной, автоматизированный процесс управления потенциалом от реализации мероприятий системы «пласт-скважина»: начиная от подбора и экспертизы мероприятий, формирования базы ГТМ, отправки мероприятий на исполнение, и заканчивая мониторингом технологической и экономической эффективности выполненных мероприятий.

Автоматизированный процесс по анализу фонда позволил специалисту уйти от рутинной работы по анализу всего фонда скважин, трудоемкого ручного поиска и оценки экономики опций ГТМ. Результатом реализации автоматизированного процесса является регулярно обновляемая единая база ГТМ – основа для подбора экономически оптимальных сценариев (Рисунок 191).

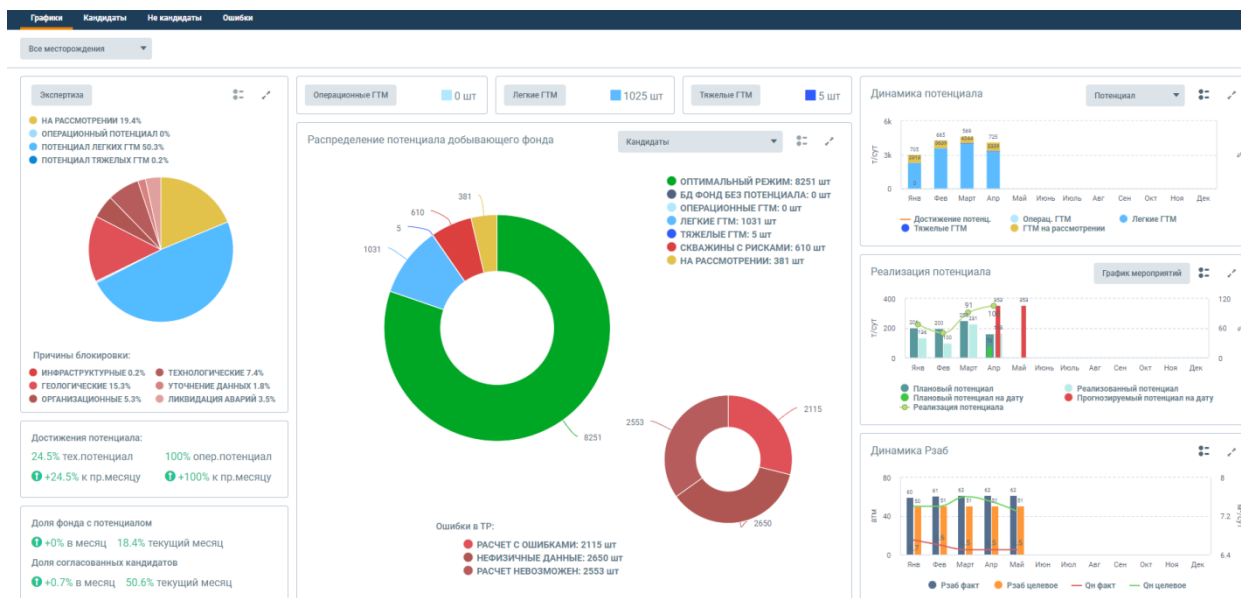


Рисунок 191 – Визуальное представление распределения потенциала фонда по типам мероприятий на примере актива Западной Сибири [275]

Для реализации выявленного потенциала фонда формируется оптимальный сценарий с учетом сквозного технологического режима. За это в рассматриваемой системе отвечают модули ТР 2.0 и Гибридная ИМА. Решение оптимизационной задачи выбора сценария с учетом целевых ориентиров происходит последовательно, вначале в ТР 2.0 на основе валидированных данных происходит создание и автоадаптация моделей скважин для последующего проведения дальнейших интегрированных расчетов оптимального технологического режима в гибридной интегрированной модели с учетом всех потенциальных возможностей из единой базы ГТМ.

Для подготовки сценария расчета с учетом цифровых двойников пласта и инфраструктуры, необходимо в инструменте Гибридная ИМА запустить модуль сценарный анализ (Рисунок 192),

настроить параметры оптимизатора и выбрав тип решаемой задачи и запустить расчет (Рисунок 193).

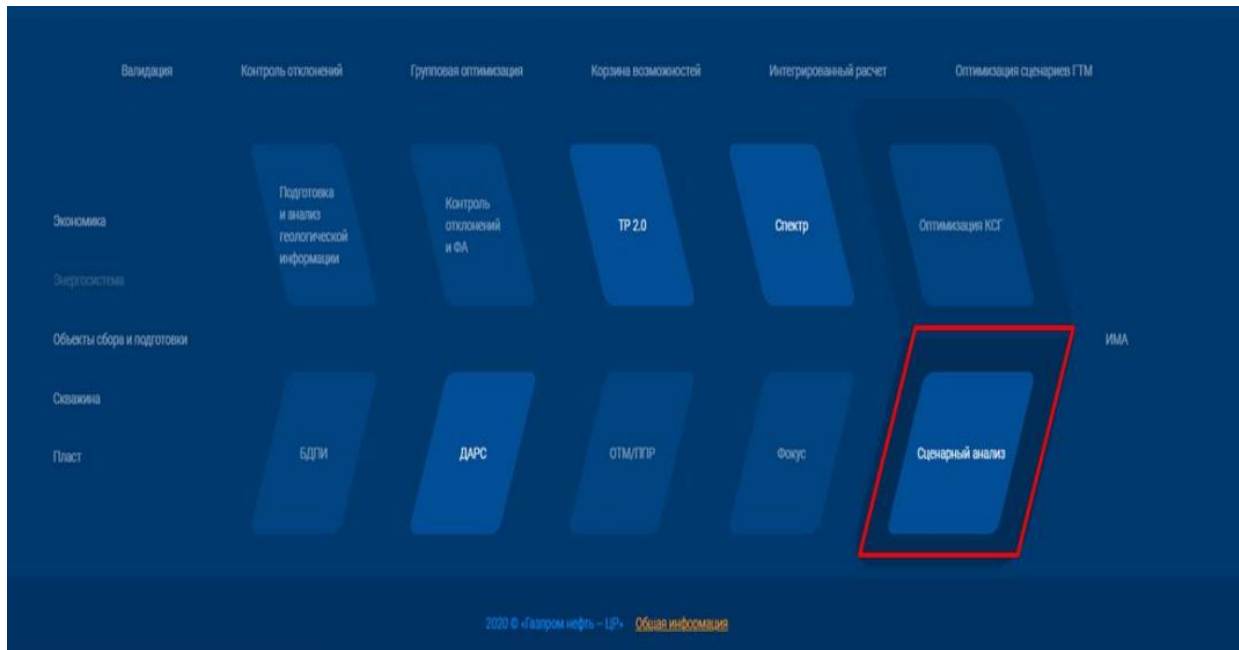


Рисунок 192 - Интерфейс гибридной интегрированной модели актива и ссылки на инструменты анализа фонда

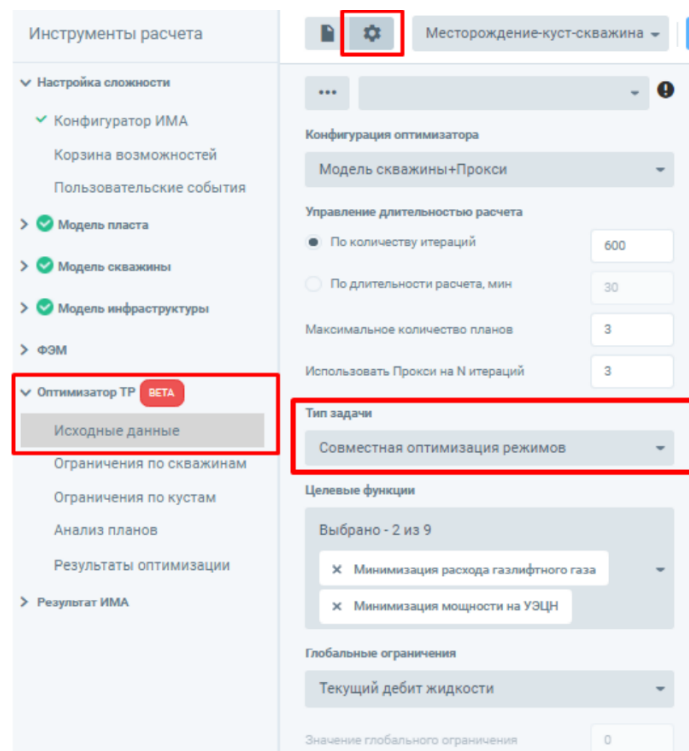


Рисунок 193 – Настройка параметров оптимизационного расчета групповой оптимизации технологических режимов

Перед передачей на исполнение результаты оптимизационного расчета отображаются в виде сводного отчета и проходят экспертизу специалиста центра управления добычей. При

необходимости исходные данные и целевые функции могут быть скорректированы и направлены на перерасчет и повторную экспертизу, после чего передаются в системы планирования для исполнения или непосредственно в систему АДКУ для ввода уставок (Рисунок 194).

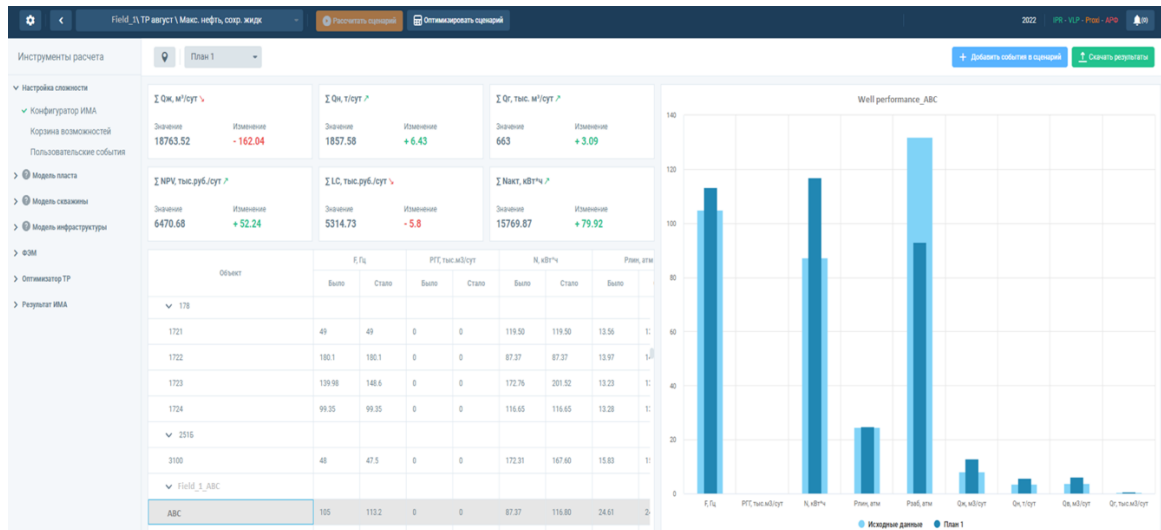


Рисунок 194 – Результаты оптимизационного расчета групповой оптимизации фонда с учетом моделей пласта, скважины и инфраструктуры [275]

По факту реализации запланированных мероприятий система позволяет провести мониторинг их эффективности от момента за сутки до реализации мероприятия в течении выбранного промежутка времени, результаты мониторинга используются в процессе анализа эффективности мероприятий и при прохождении дальнейших экспертиз.

Таким образом на актуальной бизнес-задаче продемонстрирован процесс работы с основными инструментами представленной в статье системой управления нефтегазового промысла. При этом стоит отметить, что помимо самих цифровых решений разрабатывается и внедряется система мониторинга и подтверждения эффектов. В ее основе лежит дерево КПЭ, в котором совокупный экономический эффект от реализованных решений собирается посредством эффектов от рычагов создания ценности и выражение их через физические показатели. Например, эффективность представленного комплексного подхода по управлению нефтегазовым промыслом на горизонте до 2030 года составит порядка 10 миллиардов рублей.

6.3. Примеры использования разработанных подходов

Разработанные модели, подходы, информационные инструменты были апробированы и используются на для решения различных задач рациональной разработки месторождений углеводородов. К ключевым результатам можно отнести процессы работы с исходными данными, процессы управления добычей, процессы планирования и мониторинга текущего

состояния разработки. Автором лично, либо под непосредственным руководством автора озвученные в диссертации подходы были опробованы при принятии решений на различных активах РФ - в Западной Сибири, Тимано-Печоре, Волго-Урале, а также зарубежом – пояс тяжелой нефти Республики Куба, шельф СРВ. Примеры использования представленных в диссертации моделей подробно изложены в работах [216-295]. В данных работах рассматриваются примеры автоматизированного картопостроения, оптимизации систем разработки, автоматизированного анализа данных нормальной эксплуатации и идентификации параметров пласта, оптимизации системы поддержания пластового давления, групповой оптимизации технологических режимов различных технологических узлов и т.д. Отдельное внимание уделено реинжинирингу месторождений, находящихся на третьей и четвертой стадии разработки. Приведены примеры оптимизации работы поверхностного оборудования, оптимизации операционных затрат за счет вывода недозагруженных площадных объектов. Полный список принятых решений на основе результатов настоящей работы представлен в Приложении 2.

6.4. Выводы по Главе 6

В главе представлены результаты внедрения разработанных методов, моделей и алгоритмов в информационные системы добывающих предприятий. Определены принципы интеграции расчетных сервисов и элементов бизнес-логики в рамках групп цифровых инструментов и информационных систем. Обсуждаются особенности увязки информационных систем и бизнес-процессов в рамках реализации элементов цифровой трансформации. В качестве примера такой интеграции рассмотрен сквозной процесс работы с потенциалом нефтегазодобывающего предприятия. Приведены пошаговые примеры работы с потенциалом нефтегазового промысла. По результатам главы можно сделать следующие **выводы**:

- результаты разработанных в диссертационной работе моделей лежат в основе более 20 групп цифровых инструментов, запатентовано более 20 результатов интеллектуальной деятельности;

- для интеграции рассматриваемых цифровых решений необходимо закладывать целостную процессную и цифровую архитектуру: интеграция инструментов проводится в соответствии с согласованными производственными и бизнес-процессами;

- непротиворечивость результатов обеспечивается за счет того, что различные информационные системы опираются на одни и те же расчетные сервисы;

- сквозной бизнес-процесс работы с потенциалом нефтегазодобывающего предприятия является основным для внедрения наработок настоящей диссертации;

–апробация результатов исследования успешно проведена в крупнейших нефтегазовых компаниях России (ПАО «Газпром нефть», АО «Зарубежнефть», ООО «РН-Юганскнефтегаз») и на активах за рубежом, экономический эффект от внедрения подходов по управлению нефтегазовым промыслом к 2030 году оценивается около 10 млрд рублей.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

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 моделями 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.

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Атринити-консалтинг: Отчет об обследовании ИТ АО «Зарубежнефть», 2014-2016 гг.
2. Козлова Д. В., Пигарев Д.Ю. Интеллектуальная добыча. Neftegaz.ru. – 2018. – №. 7. – С. 32–39.
3. Unrau S., Torrione P., Hibbard M., Smith R., Olesen L., Watson, J. Machine Learning Algorithms Applied to Detection of Well Control Events. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/188104-MS
4. Shoeibi Omrani P., Dobrovolschi I., Belfroid S., Kronberger P., Munoz E., Improving the accuracy of virtual flow metering and back allocation through machine learning. SPE 192819.
5. Волков Н. А., Дахова Е.Ю. Верификация промысловых данных и прогнозная модель на основе вариационного автоэнкодера в приложении к механизированному фонду / SPE-201936-MS. – 2020. – <https://doi.org/10.2118/201936-MS>
6. Killick R., Fearnhead P., Eckley I.A. Optimal detection of changepoints with a linear computational cost. J. Am. Stat. Assoc. 107 (500), 1590–1598.
7. Salvador S., Chan P. Toward accurate dynamic time warping in linear time and space. Intelligent Data Analysis, 11(5):561–580, 2007.
8. Bikmukhametov, Timur, and Johannes Jäschke. "First principles and machine learning virtual flow metering: a literature review." Journal of Petroleum Science and Engineering 184 (2020): 106487.
9. Hotvedt, Mathilde, Bjarne Grimstad, and Lars Imsland. "Developing a hybrid data-driven, mechanistic virtual flow meter-a case study." IFAC-PapersOnLine 53.2 (2020): 11692-11697.
10. AL-Qutami, Tareq Aziz, et al. "Combining Physics and Machine Learning for Multimodal Virtual Flow Metering with Confidence." International Petroleum Technology Conference. IPTC, 2022.
11. Shabonas A.R., Goridko K.A. Review of approaches to implementing a virtual flowmeter algorithm on wells equipped with electric centrifugal pump units // Oilfield Engineering. - 2022. - № 1(637). - С. 33-41. - DOI: 10.33285/0207-2351-2022-1(637)-33-41
12. Wang G., Wang Z., Song L. Uncertainty analysis for different virtual pump water flow meters //Science and Technology for the Built Environment. – 2019. – Т. 25. – №. 3. – С. 297-308.
13. Bello, Oladele, Sam Ade-Jacob, and Kun Yuan. "Development of hybrid intelligent system for virtual flow metering in production wells." SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition. SPE, 2014.
14. Ishak, Mohd Azmin, et al. "Evaluation of Data Driven Versus Multiphase Transient Flow Simulator for Virtual Flow Meter Application." Offshore Technology Conference Asia. OnePetro, 2020.
15. Srikonda, Rohit, Ankur Rastogi, and Haavard Oestensen. "Increasing facility uptime using machine learning and physics-based hybrid analytics in a dynamic digital twin." Offshore Technology Conference. OTC, 2020.
16. Franklin, Taniel S., et al. "A Physics-Informed Neural Networks (PINN) oriented approach to flow metering in oil wells: an ESP lifted oil well system as a case study." Digital Chemical Engineering 5 (2022): 100056.
17. Goridko, Kirill Alexandrovich, et al. "Modelling of Electric Submersible Pump Work on Gas-Liquid Mixture by Machine Learning." SPE Middle East Intelligent Oil and Gas Symposium. SPE, 2021.
18. Moreno, Gustavo A., et al. "Production data integration for virtual flow metering." SPE Annual Technical Conference and Exhibition.\. SPE, 2014.
19. Maheshwari, Nitin, Sultan Lobari, and Ali Awadh Saary. "Production Optimization and Reservoir Monitoring Through Virtual Flow Metering." ADIPEC. OnePetro, 2022.

20. Deng, Lichi, et al. "Real-time Electrical Submersible Pump Smart Alarms Suite Enabled Through Data Analytics and Edge-based Virtual Flowmeter." SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 2022.
21. Vanvik, Torgeir, et al. "Virtual flow metering for continuous real-time production monitoring of unconventional wells." Unconventional Resources Technology Conference, 20–22 June 2022. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), 2022.
22. Ishak, Mohd Azmin, Tareq Aziz Hasan Al-qutami, and Idris Ismail. "Virtual Multiphase Flow Meter using combination of Ensemble Learning and first principle physics based." International Journal on Smart Sensing and Intelligent Systems 15.1 (2022): 1-21.
23. Krylov, I., Budennyu, S., Khabibullin, R., Loginov, A., Andrianova, A., Kobzar, O., & Margarit, A. (2019, October). Efficiency analysis of ESP lifted wells in the context of virtual flow metering. In SPE Russian Petroleum Technology Conference? (p. D013S004R002). SPE.
24. Юдин Е.В. Моделирование фильтрации жидкости в неоднородных средах для анализа и планирования разработки нефтяных месторождений. Диссертация на соискание степени кандидата физико-математических наук, 2014 г.
25. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. – 436 стр.
26. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации – Монография: В 2 ч. – М.: Нефть и газ, 1995
27. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984, 211 с.
28. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. – New York.: Elsevier Applied Science Publishers, 1979. – 362p.
29. Годунов С. К., Забродин А.В., Иванов М.Я., Крайко А.Н., Прокопов Г.П. Численное решение многомерных задач газовой динамики. – М.: Наука, 1976.– 432с.
30. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 128 с.
31. Самарский А.А.: Введение в численные методы. – М.:Наука., 1982. – 269с.
32. Самарский А.А. Теория разностных схем. – М.: Наука, 1976. – 335 с.
33. Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы: Учеб. пособие для вузов. – М.: Наука. Гл.ред. физ-мат. лит., 1989. – 432с.
34. Годунов С.К., Рябенский В.С. Разностные схемы. –М.: Наука, 1973.–326с.
35. Peaceman D.W. Interpretation of well-block pressure in numerical reservoir simulation. // SPE Journal, vol.18, №3, 1978, pp. 183–194.
36. Peaceman D.W. Interpretation of well–block pressure in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability. // SPE Journal, vol.23 №3, 1978, pp. 531–543.
37. Булыгин В.Я. Гидромеханика нефтяного пласта. –М.: Недра, 1973. – 232 с.
38. Бэр Я., Заславски Д., Ирмей С.: Физико-математические основы фильтрации воды. «Мир», Москва, 1974г., 230 с.
39. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Издание второе, дополненное. Пер. с английского. – М: ЮКОС - Schlumberger, 2001. – 144 с.
40. Hansen C.E. A General Pattern Flow Theory for Maximizing Waterflooding Rates. MS thesis, Colorado School of Mines, Golden, Colorado (May 2001).

41. Hansen C.E., Fanchi J.R.: Producer/Injector Ratio: The Key to Understanding Pattern Flow Performance and Optimizing Waterflooding, SPE 86574
42. Кондауров В.И. Механика и термодинамика насыщенной пористой среды: Учебное пособие. – М.: МФТИ, 2007. – 310 с.
43. Краснов В.А. Численно-аналитические методы моделирования фильтрации в неоднородных средах. Диссертация, УГАТУ, Уфа 2004 г.
44. Are Mjaavatten, Robert Aasheim, A model for gas coning and rate-dependent gas/oil ration in an oil-rim reservoir, SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2006, SPE-102390-MS <https://doi.org/10.2118/102390-MS2006>, SPE 102390
45. Кудряшов С.И., Сергейчев А.В., Серeda И.А., Тимонов А.В., Загуренко Т.Г. Технология управления заводнением на месторождениях в ОАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство – 2008. – № 11. – С. 20-24.
46. Joshi S.D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells // SPE 15375
47. B.R. Meyer, R. H. Jacot. Pseudosteady-state analysis of finite-conductivity vertical fractures//SPE Annual Technical Conference and Exhibition in Dallas, Texas, 2005, 24 p.
48. H. Li, Z. Jia, Z. Wei. A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells // SPE 37051.
49. Kang Ping Chen. Production from a fractured well with finite fracture conductivity in a closed reservoir: an exact analytical solution for pseudosteady-state flow // SPE Journal, 2016, p. 550-556.
50. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. Издательство «Недра», Москва 1964.
51. Collins R.E. Calculated Effect of Multiple Vertical Fractures on Well Production Capacity // SPE-208-MS
52. Valko P.P., Doublet L.E., Blasingame T.A. Development and Application of the Multiwell Productivity Index (MPI). SPE 51793, 2000.
53. Rodriguez F., Cinco L. A New Model for Production Decline // SPE 25480.
54. Camancho-V R., Rodriguez F., Galindo-N A., Prats M. Optimum Position for Wells Producing at Constant Wellbore Pressure // SPE 28715.
55. J. Lu, S. Ghedan, and T. Zhu, and Anh Dinh, D. Tiab. Steady-State Productivity Equations for a Multiple-Wells System in Sector Fault Reservoirs // SPE 120104.
56. Coats K.H., Rapoport L.A., McCord J.R., Drews W.P. Determination of Aquifer Influence Functions from Field Data // SPE 897.
57. Gavalas G.R., Seinfeld J.H. Reservoirs With Spatially Varying Properties: Estimation of Volume From Late Transient Pressure Data // SPE 4169.
58. Полянин А. Д. Справочник по линейным уравнениям математической физики. - М.: Физ-матлит, 2001. - 576 с.
59. Ozkan E. Performance of Horizontal Wells. PhD thesis, The University of Tulsa (1988).
60. Ozkan, E., Raghavan, R. Some New Solutions to Solve Well Test Analysis Problems, Parts I and II, SPE Formation Evaluation, pp.359-379, September 1991.
61. Gringarten A.C., Ramey H.J. Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady-Flow Problems in Reservoirs // SPE 3818
62. Gringarten A.C., Ramey H.J., Raghavan R. Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture, SPE 4051
63. Ozkan E., YildizT., Kichk F.J. Transient Pressure Behavior of Dual-Lateral Wells, SPE 38670.

64. Basquet R., Alabert F., Analytical Solutions for Productivity Evaluation of Multifractured Wells in Multilayered // SPE 56683
65. Лубнин А.А. Численно-аналитические методы моделирования фильтрации в стохастически неоднородных средах. Диссертация на соискание степени кандидата физико-математических наук, 2014 г
66. Gelhar L.W., Axness C.L. Three-Dimensional Stochastic Analysis of Microdispersion in Aquifers. Water Resources Research, vol19, No1, pages 161-180, February 1983.
67. Stehfest, H.: Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms, Comm. ACM 13 (1), 1970.
68. Швидлер М. И. Статистическая гидродинамика пористых сред.— М.: Недра, 1985. 288 с.
69. Wolfsteiner C., Durlofsky L. J., Aziz K. Efficient Estimation of the Effects of Wellbore Hydraulics and Reservoir Heterogeneity on the Productivity of Non-Conventional Wells // SPE 59399.
70. Ouyang Liang-Biao, Aziz Khalid, A General Single-Phase Wellbore/Reservoir Coupling Model for Multilateral Wells // SPE 72467
71. Марков Н.С. Решение задач механики для слоистых структур с неоднородностями. Диссертация на соискание степени кандидата физико-математических наук, 2019 г
72. Методические указания по расчету приростов от геолого-технических мероприятий. АО «Зарубежнефть», 2014 г.
73. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений, Издательство «Недра», Москва, 2000.
74. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. Издательство «Недра», Ленинград 1970.
75. Ambrose W., Tyler N., Parsley M. Facies Heterogeneity, Pay Continuity, and Infill Potential in Barrier-Island, Fluvial, and Submarine-Fan Reservoirs: Examples from the Texas Gulf Coast and Midland Basin.
76. Dykstra H., Parsons R.L. The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding. Secondary Recovery of Oil in the United States, 1948 API Spring Meeting, Los Angeles, May.
77. El-Khatib N. Waterflooding Performance of Communicating Stratified Reservoirs With Log-Normal Permeability Distribution. // SPE 59071. – 1999.
78. Khasanov M., Khabibullin R., Krasnov V., Interactive Visualisation of Uncertainty in Well Test Interpretation // SPE - 88557
79. Metropolis N., Ulam S. The Monte Carlo Method, — J. Amer. statistical assoc. 1949 44 № 247 335—341.
80. Stiles L. H. Optimizing Waterflood Recovery in a Mature Waterflood, The Fullerton Clearfork Unit. SPE 6198.
81. Zhang Y., Yang C., King M.J., Datta-Gupta A. Fast-Marching Methods for Complex Grids and Anisotropic Permeabilities: Application to Unconventional Reservoirs // SPE 163637.
82. Iino A., Vyas A., Huang J., Datta-Gupta A., Fujita Y., Bansal N., Sankaran S. Efficient Modeling and History Matching of Shale Oil Reservoirs Using the Fast Marching Method: Field Application and Validation, April 2017 // SPE-185719.
83. King M.J., Wang Z., Datta-Gupta A. Asymptotic Solutions of the Diffusivity Equation and Their Applications // SPE-180149.
84. Patent Application Publication Pub. No.: US 2015/0120255A1
King et al. Pub. Date: Apr. 30, 2015. «DETERMINING PERFORMANCE DATA FOR HYDROCARBON RESERVOIRS USING DIFFUSIVE TIME OF FLIGHT AS THE SPATIAL COORDINATE».
85. Fatemi E., Engquist B., Osher S. Numerical Solution of the high frequency asymptotic expansion for the scalar wave equation. Journal of computational physics 120, 145-155 (1995).

86. Iino A., Jung H.Y., Onishi T., Datta-Gupta A. Rapid Simulation Accounting For Well Interference in Unconventional Reservoirs Using Fast Marching Method // Unconventional Resources Technology Conference (URTeC) DOI 10.15530/urtec-2020-2468.
87. Sun W., Sankaran S. A Graph Network Based Approach for Reservoir Modeling // SPE-206238.
88. Kikani J., Horne R.N. Pressure-Transient Analysis of Arbitrarily Shaped Reservoirs with the Boundary-Element Method // SPE 18159
89. Kikani J., Horne R.N. Modeling Pressure-Transient Behavior of Sectionally Homogeneous Reservoirs by the Boundary-Element Method // SPE 19778
90. Kikani J., Horne R.N. Perturbation Boundary Element Method for Heterogeneous Reservoirs: Part 1-Steady-State Flow Problems // SPE 25299
91. Kikani J., Horne R.N. Perturbation Boundary Element Method for Heterogeneous Reservoirs: Part 2 - Transient-Flow Problems// SPE 25300
92. Jongkittinarukom K., Tiab D. Development of The Boundary Element Method for A Horizontal Well in Multilayer – Reservoir // SPE 39939
93. Wang H., Zhang L. A Boundary Element Method Applied to Pressure Transient Analysis of Geometrically Complex Gas Reservoirs // SPE 122055
94. Besson J. Performance of Slanted and Horizontal Wells on an Anisotropic Medium // SPE 20965
95. Albertoni A., Lake L. Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods, SPE 83381.
96. Heffer K., Fox R., McGill C., Koutsabeloulis N. Novel Techniques Show Links between Reservoir Flow Directionality, Earth Stress, Fault Structure and Geomechanical Changes in Mature Waterfloods, SPE 30711.
97. Kaviani D. Interwell Connectivity Evaluation from Wellrate Fluctuations: a Waterflooding Man-agement Tool. PhD thesis, Texas A&M University (December 2009).
98. Kaviani D., Jensen J., Lake L., Fahes M. Estimation of Interwell Connectivity in Case of Fluctuating Bottomhole Pressures, SPE 117856.
99. Liang X., Weber D., Edgar T., Lake L., Sayarpour M., Yuosef A. Optimization of Oil Production Based on a Capacitance Model and Injection Rates, SPE 107713.
100. Sayarpour M., Zuluaga E. Kabir C., Lake L. The Use of Capacitance-Resistive Models for Rapid Estimation of Waterflood Performance and Optimization, SPE 110081.
101. Weber D. The Use of Capacitance-Resistance Models to Optimize Injection Allocation and Well Location in Water Floods. PhD thesis, University of Texas at Austin (August 2009).
102. Yousef A., Gentil P., Jensen J., Lake L. A Capacitance Model to Infer Interwell Connectivity from Production - and Injection -Rate Fluctuations, SPE 95322.
103. Yousef A. Investigating Statistical Techniques to Infer Interwell Connectivity from Production and Injection Rate Fluctuations. PhD thesis, University of Texas at Austin (May 2006).
104. Yousef A., Lake L., Jensen J. Analysis and Interpretation of Interwell Connectivity from Production and Injection Rate Fluctuations Using a Capacitance Model, SPE 99998.
105. Dietz D.N. Determination of Average Reservoir Pressure from Build-Up Surveys // SPE 1156.
106. Matthews C.S., Brons F., Hazebroek P. A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir // SPE 296-G.
107. Earlouger R.C., Ramey H.J., Miller F.G., Mueller T.D. Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs // SPE 1956.

108. Helmy M.W., Wattenbarger R.A. New Shape Factors for Wells Produced at Constant Pressure // SPE 39970.
109. Haryanto E. New Shape Factor for Vertically Fractured Well Produced at Constant Pressure // SPE 99282.
110. Gringarten A.C. Reservoir Limit Testing for Fractured Wells // SPE 7452.
111. Larsen L. Wellbore Pressures in Reservoirs with Constant Pressure or Mixed No-flow/Constant-Pressure Outer Boundary // SPE 11440.
112. Yaxley, L.M. New Stabilized Inflow Equations For Rectangular And Wedge Shaped Drainage Systems // SPE 17082.
113. Giger F.M. Low-Permeability Reservoirs Development Using Horizontal Wells // SPE 16406.
114. Lu J., Tiab D. Pseudo-Steady-State Formula for a Partially Penetrating Vertical Well in a Box-Shaped Reservoir. *Mathematical Problems in Engineering* (2010). Article ID 907206.
115. Hagoort J. Semisteady-State Productivity of a Well in A Rectangle Reservoir Producing at Constant Rate or Constant Pressure // SPE 149807.
116. F.J. Kuchuk, Tarek Habashy. Pressure Behavior of Laterally Composite Reservoirs // SPE 24678
117. T.L. Loucks. Pressure Distribution in Systems with Continuously Varying Permeability // 72-MS SPE General
118. M.M. Levitan, G.E. Crawford. General Heterogeneous Radial and Linear Models for Well-Test Analysis // SPE 78598
119. A.J. Rosa et al. Pressure Transient Behavior In Reservoirs with an Internal Circular Discontinuity // 26455
120. Oliver D.S. The Averaging Process in Permeability Estimation from Well Test Data // SPE 19845
121. H.J. Ramey Jr. Approximate Solutions for Unsteady Liquid Flow in Composite Reservoirs // JCPT 70-01-04
122. Kikani J. Modelling Pressure-Transient Behavior of Sectionally Homogeneous Reservoirs by Boundary-Element Method // SPE 19778
123. Sato K., Horne R.N., Perturbation Boundary Element Method for Heterogeneous Reservoirs: Part 1 – Steady-State Flow Problems // SPE 253
124. Sato K., Horne R.N., Perturbation Boundary Element Method for Heterogeneous Reservoirs: Part 2 – Transient-Flow Problems // SPE 25300
125. E. Yudin, A. Gubanova, V. Krasnov. The method of express estimation of pore pressure map distribution in reservoirs with faults and wedging zones // SPE 191582
126. P.P King. The Use of Field Theoretic Methods for the Study of Flow in a Heterogeneous Porous Medium. *J. Phys. A: Math Gen* (1987) 20, 3935-3947.
127. F.J. Kuchuk et al. A Nonlinear Approximation for the Pressure Behavior of Heterogeneous Reservoirs // SPE 26456
128. Maz'ya V.G., Nazarov S.A., Plamenevskii B.A., Asymptotic theory of elliptic boundary value problems in singularly perturbed domains, v. 1, Birkhäuser, Basel–Boston–Berlin, 2000.
129. Henk A. vander Vorst, Iterative Krylov Methods for Large Linear Systems, Cambridge University Press, 2003
130. Христианович С.А. Механика сплошной среды. М.: Наука, 1981. - 493 с.
131. Raghavan R. Well Test Analysis: Well Producing by Solution Gas Drive // SPE 5588
132. Medhat M. Kamal, Yan Pan. Pressure Transient Testing Under Multiphase Flow Conditions // SPE 141572
133. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 368 стр.
134. Хасанов М.М., Хабибуллин Р.А., Мусабилов Т.Р., Краснов В.А. Самосогласованный подход к определению индикаторной диаграммы нефтяной скважины // SPE 160782
135. Al-Hussainy, Ramey H.J., Crawford P.B. The Flow of Real Gases Through Porous Media // SPE 1243-A-PA

136. Medhat M. Kamal, Yan Pan. Pressure Transient Testing Under Multiphase Flow Conditions // SPE 141572
137. Mjaavatten A., Aasheim R. A model for gas coning and rate-dependent gas/oil ratio in an oil-rim reservoir // SPE 102390.
138. Welge, Henry J. 1952. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive. J Pet Technol 4: 91–98.
139. Баталов, Д. А. 2015. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки. Диссертация кандидата технических наук, ТюмГНГУ, Тюмень.
140. Воронова, Е. В. Создание методики оценки распределения плотности остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. Нефтегазовое дело 2 (опубликовано в сети интернет, 2006).
141. Камбаров, Г. С., Д. Г. Алмамедов, и Махмудова Т. Ю. 1974. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения. Азербайджанское нефтяное хозяйство 3: 22-24.
142. Куликов, А. Н., Магзянов, И. Р., Тимашев, Э. М., Хатмуллин, И. Ф., Гуковский, И. В., и Джабраилов, А. В. 2006. Способ контроля за разработкой многопластовых нефтяных залежей с помощью карт остаточных нефтенасыщенных толщин. РФ Патент 2285790.
143. Романов, А. В. 2011. Реализация методики построения карт эффективных нефте- и газонасыщенных толщин с использованием квазитрехмерного подхода. Территория «НЕФТЕГАЗ» 10: 20-24.
144. Сорокин, А. В., Кривова, Н. Р. и Войтов, О. В. 2008. Построение карт концентрации остаточных запасов углеводородов. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений 7: 32-35.
145. Batycky R.P., Blunt M.J., and Thiele M. R. A 3D Field-Scale Streamline-Based Reservoir Simulator. SPE Res Eng, 1997: 246-254.
146. Datta-Gupta A., King M.J. Streamline Simulation: Theory and Practice. Society of Petroleum Engineers, 2007.
147. Pollock D.W. Semianalytical Computation of Path Lines for Finite-Difference Models. Ground water, 1988: 743-750.
148. Yudin E., Lubnin A., Lubnina E., Zavyalova N., Zavyalov I. New engineering tools for rapid assessment of the efficiency of thermal methods for enhancing oil recovery // SPE 191608-MS
149. Marx, J. W.; Langenheim, R. H. Reservoir heating by hot fluid injection. Trans. Am. Inst. Min., Metall. Pet. Eng. 1959, 216, 312–315
150. Van Lookeren: "Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs", J.Pet.Tech. (Jun., 1983) 427-439. Paper SPE 6788 originally presented at SPE 52nd Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Oct. 9-12, 1977.
151. Jones J., "Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators," IPT, 1583-1598 (September 1981). @ 1981S PE.
152. Jones J. (1992). Why cyclic steam predictive models get no respect. SPE reservoir engineering, 7(01), 67-74.
153. Jones J.: "Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oil, Pressure Depleted Reservoirs," paper SPE 6544 presented at the 1977 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, April 13-15.
154. Wu Z., Vasantarajan S. Optimal Soak Time for Cyclic Steam Stimulation of a Horizontal Well in Gravity Drainage Reservoirs // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2011.
155. Wu Z., Vasantharajan S., El-Mandouh M., & Suryanarayana P. V. (2011). Inflow Performance of a Cyclic-Steam-Stimulated Horizontal Well Under the Influence of Gravity Drainage. SPE Journal, 16(03), 494-502.

156. Хисамов Р. С., П.Е. Морозов, М.Х. Хайруллин, М.Н. Шамсиев, А.И. Абдуллин Аналитическая модель разработки залежи сверхвязкой нефти методом парогравитационного дренажа // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №. 2. – С. 62-64.
157. Deming Mao, Xueying Xie, Raymond M.Jones, Albert Harvey, John M. Karanikas A simple approach for quantifying accelerated production through heating producer wells //SPE Journal. - 2017. - Т. 22. - №. 01. - С. 316-326
158. Bedrikovetsky P. Petroleum engineering and development studies volume 4 mathematical theory of oil and gas recovery with applications to ex-USSR oil and gas fields. 575p, 1993, ISBN 0-7923-2381-5
159. Сургучёв М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Издательство Недр, 1985. – 235 с
160. Минихайров Л.И., Насыбуллин А.В. Масштабирование результатов моделирования ПАВ-полимерного заводнения на керне при переходе на модель месторождения, Сетевое научное издание «Нефтяная провинция», с. 130-136, 2023. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.130-136>
161. Михеева Е.В. Определение поверхностного натяжения. Расчет молекулярных характеристик исследуемого ПАВ. Исследование мицеллообразования в растворах коллоидных ПАВ: методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплинам «Поверхностные явления и дисперсные системы» и «Коллоидная химия», для студентов ХТФ, ФТФ, ЭЛТИ, ИГНД. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 24 с.
162. Костюченко С.В., Черемисин Н.А. Динамические фазовые проницаемости для расчета целиков нефти в цифровых моделях, 2021. DOI:10.31660/0445-0108-2021-5-168-176
163. Minikhaïrov L., Lutfullin A., Gaifullin A. Specificities of surfactant-polymer flooding modeling and its role in the technology implementation at the Tatneft plays // EAGE: Материалы конференции IOR 2021.-2021.- С.1-12.
164. Abifadel, Nassim Riyad, 1988. Application of Powell's conjugate direction method to slope stability analysis. The University of Arizona.
165. Haghighi, A. D. 2014. Numerical optimization: understanding L-BFGS. URL: <http://aria42.com/blog/2014/12/understanding-lbfgs>. Accessed 2.
166. Brill J.P., Mukherjee H. 1999. Multiphase Flow in Wells. First Printing, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, Texas.
167. Park, Hae-Sang; Jun, Chi-Hyuck. 2009. A simple and fast algorithm for K-medoids clustering. Expert Systems with Applications. 36 (2): 3336–3341. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2008.01.039>.
168. Stephen G. Nash. 2000. A survey of truncated-Newton methods, Journal of Computational and Applied Mathematics, Volume 124, Issues 1–2, Pages 45-59, ISSN 0377-0427, [https://doi.org/10.1016/S0377-0427\(00\)00426-X](https://doi.org/10.1016/S0377-0427(00)00426-X).
169. Uppada Santosh Kumar. 2014. Centroid based clustering algorithms — A clarion study. International Journal of Computer Science and Information Technologies 5.6: 7309-7313.
170. Топольников А.С. Обоснование применения квазистационарной модели при описании периодического режима работы скважины // Труды Института механики им. Р.Р. Мавлетова Уфимского научного центра РАН. 2017. Т. 12, № 1. С. 15-26.
171. Бураков И. М. и др. Интегрированное гидродинамическое моделирование системы скважина-пласт //Научно-технический вестник ОАО" НК" Роснефть". – 2009. – №. 6. – С. 15-17.
172. Пашали А. А., Халфин Р. С., Сильнов Д. В., Топольников А. С., Латыпов Б. М. (2021). Об оптимизации периодического режима эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в ПАО «НК «Роснефть». Нефтяное хозяйство, (4), 92-96.
173. Müller Meinard. 2007. "Dynamic time warping." Information retrieval for music and motion: 69-84. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-74048-34>

174. Brill, J. P. Two-Phase Flow in Pipes / Beggs, H. D. // U. of Tulsa Tulsa, Oklahoma – 1991
175. Ansari, A.M. et al. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores//SPEPF-May 1994. – 143 p.
176. Gray, H.E. Vertical Flow Correlation in Gas Wells: User's Manual for API 14B Surface Controlled Subsurface Safety Valve Sizing Computer Program, 2nd Edition, (Appendix B), M.: American Petroleum Institute, Dallas, TX - 1978.
177. Hasan, A. R. and Kabir Two-Phase Flow in Vertical and Inclined Aimuli//Intl. J. Multiphase Flow – 1992. – 279 p.
178. Marquez, R.A. A new correlation for predicting natural separation efficiency / Prado, M.G.// Lubbock Memorial Civic Center, Lubbock, Texas - 2003.
179. Goridko K. Analysis of Self Flowing through Annulus of wells operated with Electric Submersible Pumps, Western and Eastern Siberia Fields Cases (Russian) / Kobzar O., Verbitsky V., Khabibullin R.// SPE Russian Petroleum Technology - 2020, DOI:10.2118/201878-RU.
180. Revised Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam. – Lucerne: International Association for the Properties of Water and Steam, 2007. – 49 с.
181. Вукалович М.П. Термодинамические свойства воды и водяного пара. – Москва: МАШГИЗ, 1955. – 92 с.
182. Брилл Дж. П. Многофазный поток в скважинах/ Дж.П. Брилл, Х.Мукерджи. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. - 384 с.
183. Q. Jiang, J. Yuan, J. Russel-Houston, B. Thornton, A. Squires. Evaluation of Recovery Technologies for the Grosmont Carbonate Reservoirs // PETSOC-2009-067
184. Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. Теоретическая физика: Учебное пособие. В 10 т. Т.VI. Гидродинамика. – 3-е изд., перераб. – М.: Наука. Гл. ред. физ-мат. лит. 1986. – 736 с.
185. Г. Карслоу, Д. Егер. Теплопроводность твердых тел. М. 1964г., 488 стр. с илл.
186. Moitra, S.K., Chand, S., Barua, S., Adenusi, D., and Agrawal, V. A Fieldwide Integrated Production Model and Asset Management System for the Mumbai High Field. Offshore Technology Conference, 30 April-3 May, 2007, Houston, Texas, U.S.A. DOI: 10.4043/18678-MS.
187. Jansen, B., Dalsmo, M., Nøkleberg, L., Havre, K., Kristiansen, V., and Lemetayer, P. Automatic Control of Unstable Gas Lifted Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, 1999, Houston, Texas. DOI: 10.2118/56832-MS.
188. Ezzine, M. GasLift Optimization by Real Time Monitoring using SCADA System. SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, 28-30 October, 2013, Manama, Bahrain. DOI: 10.2118/167438-MS.
189. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований 2005, 544с.
190. Уроев В.М.: Уравнения математической физики. – ИФ «Яуза», 1998. – 373 с.
191. Хасанов М.М., Краснов В.А., Гук В.Ю.: Оценка параметров пласта методом анализа данных добычи, SPE 117406
192. Хасанов М.М., Краснов В.А., Мусабилов Т.Р. Решение задачи о взаимодействии пласта со скважиной в условиях нестационарного режима притока. - Научно-технический Вестник ОАО "НК "Роснефть", №2-2007
193. Юдин Е.В.: Оценка пластового давления по данным глушения, магистерская диссертация, Московский Физико-Технический Институт 2009.
194. Brown K.E. and James F.L.: Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. – J. Pet. Tech. (October 1985), 14714.
195. Brown K. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 4. PennWell Books, Oklahoma. 1984.
196. Schindler, M.H.: Dynamic Nodal Analysis in Well Testing Interpretation, SPE 107239

197. Владимиров В.С. Уравнения математической физики. – изд. 4-е. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1981. — 512 с.
198. Abdelaziem O. E., Gawish A. A., Farrag S. F. Application of Computer Vision in Machine Learning-Based Diagnosis of Water Production Mechanisms in Oil Wells, 2023.
199. Cumming J., Riggins V., Hodson P., Walker B. Advanced Well Planning Using Natural Language Processing NLP and Data Science Models: Maximizing the Value of Data to Mitigate Costs and Risks in New Wells, 2020.
200. Raissi M., Perdikaris P., Em Karniadakis G. Physics informed deep learning (part 1): Data-driven solutions of nonlinear partial differential equations, 2017.
201. Crump J.G., Hite R.H. A New Method for Estimating Average Reservoir Pressure: The Muskat Plot Revisited. 2008, SPE-1027330-PA. DOI: 10.2118/102730-PA.
202. Agarwal R.G. A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves Are Used to Analyze Pressure BuildUp and Other Test Data // SPE 9289.
203. Larsen L. Wellbore Pressures in Reservoirs with Constant Pressure or Mixed No-flow/Constant-Pressure Outer Boundary // SPE 11440.
204. Helmy M.W., Wattenbarger R.A. New Shape Factors for Wells Produced at Constant Pressure // SPE 39970.
205. Dietz D.N. Determination of Average Reservoir Pressure from Build-Up Surveys // SPE 1156.
206. Larsen L. A Simple Approach to Pressure Distributions in Geometric Shapes // SPE 10088.
207. Earlougher R., Ramey H.J., Miller F.G., Mueller T.D. Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs // SPE 1956.
208. Mitchell H. L., Houtekamer P. L. Ensemble Kalman filter configurations and their performance with the logistic map //Monthly Weather Review. - 2009. - Т. 137. - вДЦ. 12. - p. 4325-4343
209. Aanonsen S.I. et al. "The ensemble Kalman filter in reservoir engineering—a review." Spe Journal 14, no. 3 (2009): 393-412.
210. Evensen G. "The Ensemble Kalman Filter: theoretical formulation and practical implementation." Ocean Dynamics, November 2003: 343–367.
211. Houtekamer P.L. et al. "Data Assimilation Using an Ensemble Kalman Filter Technique." Monthly Weather Review 126, no. 3 (1998): 796–811.
212. Welch G. An Introduction to the Kalman Filter. 1995.
213. Baryshnikov E.S., Kanin E. et al. Adaptation of Steady-State Well Flow Model on Field Data for Calculating the Flowing Bottomhole Pressure // SPE 201942.
214. Baryshnikov E.S., Kanin E. et al. ANNs Trained on Synthetic and Lab Data for Modeling Steady-State Multiphase Pipe Flow // EAGE Digital 2020.
215. Kanin E. et al. A Predictive Model for Steady-State Multiphase Pipe Flow: Machine Learning on Lab Data. Journal of Petroleum Science and Engineering, May 2019.
216. Краснов В.А., Юдин Е.В., Лубнин А.А., Судеев И.В. Определение параметров продуктивного пласта с помощью анализа промысловых данных работы добывающих скважин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – №1. – с. 30-34
217. Краснов В.А., Юдин Е.В., Лубнин А.А. Модели работы скважины для решения задачи идентификации параметров пласта по данным эксплуатации // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – №2. – с. 34-38.
218. Юдин Е.В., Лубнин А.А. Применение модели работы скважины в неоднородном пласте для задач разработки и планирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – №3. – с. 10-13.

219. Юдин Е.В., Лубнин А.А., Рошкетев А.П. Оценка коэффициента охвата сеткой с использованием данных эксплуатации скважин // Территория нефтегаз. – 2011. – №4. – с. 40-45.
220. Асмандияров Р.Н., Кладов А.Е., Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щербакова З.Г. Автоматизация анализа нефтепромысловых замеров // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №6. – с. 58-61.
221. Юдин Е.В., Лубнин А.А., Тимонов А.В., Малахов Р.А., Краснов В.А. Методика планирования добычи в условиях геологической неопределенности // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №8. – с. 118-121.
222. Юдин Е.В., Лубнин А.А., Тимонов А.В., Юлмухаметов Д.Р., Судеев И.В. Подход к планированию добычных характеристик новых скважин в низкопроницаемом пласте // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №11. – с. 25-29.
223. Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щутский Г.А. Инженерный подход к решению задач заводнения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №1. – с. 14-18.
224. 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
225. 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
226. 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
227. 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
228. Юдин Е.В., к.ф.-м.н., Губанова А.Е., Краснов В.А. Метод оценки интерференции скважин с использованием данных технологических режимов их эксплуатации // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №8. – с. 64-69
229. 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
230. 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
231. Галаяутдинов 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
232. Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Галаяутдинов 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
233. Юдин Е.В., Галаяутдинов 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
234. Юдин Е.В., Колюк О.А., Замахов С.В. Интерпретация пластового давления для низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №3. – с. 66-70
235. 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

236. 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
237. Юдин Е.В., Воробьев Д.С., Слабейский А.А. и др. Новые подходы к оценке потенциала добычи Нефтяное хозяйство. – 2021. – №11. – с. 114-119
238. 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
239. 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
240. 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
241. Юдин Е.В., Горбачева В.Н., Смирнов Н.А. Моделирование и оптимизация режимов работы скважин, фонтанирующих через затрубное пространство // Нефтяное хозяйство. – Москва, – 2022, – №11. – с. 122-126
242. 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
243. 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
244. 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
245. 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
246. 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
247. 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
248. 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
249. 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
250. 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
251. M. Khasanov, V. Krasnov, T. Musabirov, E. Yudin. Reservoir Pressure and Well Performance in Multi-well System // SPE 135820-MS
252. E. Yudin, A. Lubnin. Simulation of Multilayer Wells Operating // SPE-149924-MS
253. E. Yudin, A. Lubnin, V. Krasnov, T. Musabirov, M. Khasanov. Differential Approach to Determination of Compartmentalized Reservoir Properties // SPE-161969-MS

254. E. Yudin, A. Lubnin. Engineering Approach to Solving Problems of Flooding of Low-Permeability Compartmentalized Reservoirs // SPE-166889-MS
255. A. A. Lubnin, I. S. Afanasiev, E. V. Yudin, etc. System Approach to Planning the Development of Multilayer Offshore Fields // SPE-176690-MS
256. 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
257. 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
258. 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
259. 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
260. 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
261. 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
262. 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
263. 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
264. 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
265. N. Y. Churanova, E. V. Yudin, A. V. Chorniy, etc. Reservoir Properties Distribution Based on Petroelastic Modeling PEM // SPE-191609-18RPTC-MS
266. 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
267. 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
268. E. Yudin, R. Khabibullin, N. Smirnov, etc. New Applications of Transient Multiphase Flow Models in Wells and Pipelines for Production Management // SPE-201884-MS
269. 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
270. 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
271. 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
272. E. Yudin, N. Markov, V. Kotezhkov etc. Efficiency of Using a Proxy Model for Modeling of Reservoir Pressure // SPE-206553-MS
273. 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
274. 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

275. E. Yudin, S. Polyanskiy, A. Slabetsky, N. Smirnov, A. Andrianova. Oil and Gas Production Management: New Challenges and Solutions // SPE-212086-MS
276. E. Yudin, G. Piotrovskiy, N. Smirnov, etc. Modeling and Optimization of ESP Wells Operating in Intermittent Mode // SPE-212116-MS
277. E. Yudin, A. Andrianova, T. Ganeev, etc. Intelligent Methods for Analyzing High-Frequency Production Data to Optimize Well Operation Modes // SPE-212118-MS
278. 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
279. A. Andrianova, E. Yudin, A. Shestakov, etc. Development of a Hydrate-Free Operating Mode Model for Gas Lift Wells // SPE-217651-MS
280. E. Yudin, A. Andrianova, D. Isaev, etc. Using Deep Learning Algorithms to Monitor Well Performance and Restore Well Rate Dynamics // SPE-217526-MS
281. E. V. Yudin, G. A. Piotrovskiy, N. A. Smirnov, M. A. Petrushin, etc. Group Optimization and Modeling of Mechanized Wells Operating in Intermittent Mode // SPE 222942
282. Юдин Е.В., Лубнин А.А., Краснов В.А., Судеев И.В., Модели работы скважины для решения задачи идентификации параметров неоднородного пласта по данным эксплуатации // Сборник статей X научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», М.: Нефтяное хозяйство, 2010. – с. 41.
283. Лубнин А.А., Юдин Е.В., Асмандияров Р.Н. Планирование добычи с учетом ограничений инфраструктуры // Сборник статей V научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», М.: Нефтяное хозяйство, 2012. – с. 31.
284. Юдин Е.В., Подопригора Д.Г. Режимы работы и производительность скважин при заводнении (учебное пособие). СПб.: Изд-во СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2022, 99 с.
285. 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.
286. Перминов Д.Е., Юдин Е.В. Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики для автоматического поиска кандидатов на ГТМ // Сборник тезисов XII-ой конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность связанную с использованием недр на территории Югры, Ханты-Мансийск, 2012.
287. Юдин Е.В., Щутский Г.А., Лубнин А.А., Коротовских В.А. Определение оптимального режима разработки месторождения при заводнении // Сборник тезисов XIII-ой конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность связанную с использованием недр на территории Югры, Ханты-Мансийск, 2012.
288. Лубнин А.А., Юдин Е.В. Автоматизация анализа нефтепромысловых замеров // Сборник тезисов XIII-ой конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность связанную с использованием недр на территории Югры, Ханты-Мансийск, 2012.
289. Юдин Е.В., Лубнин А.А. Подход к планированию добычи в условиях геологической неопределенности // Сборник тезисов XIII-ой конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность связанную с использованием недр на территории Югры, Ханты-Мансийск, 2012.
290. Мустафин Д.А., Лубнин А.А., Юдин Е.В. Алгоритм планирования заводнения на новых месторождениях // Сборник тезисов XIII-ой конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность связанную с использованием недр на территории Югры, Ханты-Мансийск, 2013.

291. Юдин Е.В., Лубини А.А. Подход к определению, ранжированию и планированию участков под эксплуатационное бурение // Сборник тезисов докладов VI научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии процессах разработки месторождений», М.: Нефтяное хозяйство, 2013. – с. 42.
292. Юдин Е.В., Лубини А.А., Костригин И.В. Развитие аналитических инструментов мониторинга и планирования разработки нефтяных месторождений в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Сборник тезисов докладов VI научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», М.: Нефтяное хозяйство, 2013. – с. 33.
293. Соловьёв А.В., Юдин Е.В., Фурсов Г.А. Особенности разработки и моделирования карбонатных коллекторов верхнедевонских отложений Центрально-Хорейверского поднятия Тимано-Печоры. // Сборник тезисов докладов XVI Научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», М.: Нефтяное хозяйство, 2016. – с. 28.
294. Юдин Е.В., Лубнин А.А., Лубнина Е.В., Завьялов И.Н., Завьялова Н.А., Невмержицкий Я.В. Новые инженерные инструменты для оперативной оценки эффективности Тепловых методов Увеличения Нефтеотдачи // Сборник тезисов докладов XI Научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», М.: Нефтяное хозяйство, 2018. – с. 33.
295. Лубнин А.А., Юдин Е.В. Оптимизация работы скважин, эксплуатируемых газлифтным механизированным способом в условиях шельфа. Сборник тезисов докладов XI Научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», М.: Нефтяное хозяйство, 2018. – с. 21.
296. M. Dissanayake and N. Phan-Thien. Neural-network-based approximations for solving partial differential equations. Communications in Numerical Methods in Engineering, 1994.2
297. I. E. Lagaris, A. Likas, and D. I. Fotiadis. Artificial neural networks for solving ordinary and partial differential equations. IEEE Transactions on Neural Networks, 9(5):987–1000, 2000.
298. Raissi, Maziar, Paris Perdikaris, and George E. Karniadakis. "Physics-informed neural networks: A deep learning framework for solving forward and inverse problems involving nonlinear partial differential equations." Journal of Computational Physics 378 (2019): 686-707.
299. Raissi, Maziar, Paris Perdikaris, and George Em Karniadakis. "Physics Informed Deep Learning (Part I): Data-driven Solutions of Nonlinear Partial Differential Equations." arXiv preprint arXiv:1711.10561 (2017).
300. Raissi, Maziar, Paris Perdikaris, and George Em Karniadakis. "Physics Informed Deep Learning (Part II): Data-driven Discovery of Nonlinear Partial Differential Equations." arXiv preprint arXiv:1711.10566 (2017).
301. A. D. Jagtap and G. E. Karniadakis. Extended physics-informed neural networks (xpinns): A generalized space-time domain decomposition based deep learning framework for nonlinear partial differential equations. Communications in Computational Physics, 28(5):2002–2041, 2020.
302. A. D. Jagtap, E. Kharazmi, and G. E. Karniadakis. Conservative physics-informed neural networks on discrete domains for conservation laws: Applications to forward and inverse problems. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 365:113028, 2020.
303. G. Pang, L. Lu, and G. E. Karniadakis. fpinns: Fractional physics-informed neural networks. SIAM journal of Scientific computing, 41:A2603–A2626, 2019.12
304. Y. Chen, L. Lu, G. E. Karniadakis, and L. D. Negro. Physics-informed neural networks for inverse problems in nano-optics and metamaterials. Preprint, available from arXiv:1912.01085, 2019.

305. K. Shukla, P. C. Di Leoni, J. Blackshire, D. Sparkman, and G. E. Karniadakis. Physics-informed neural network for ultrasound nondestructive quantification of surface breaking cracks. *Journal of Nondestructive Evaluation*, 39(3):1–20, 2020.
306. He, K., Zhang, X., Ren, S., & Sun, J. (2015). Deep Residual Learning for Image Recognition. arXiv preprint arXiv:1512.033852
307. Hochreiter, S., & Schmidhuber, J. (1997). Long Short-Term Memory. *Neural Computation*, 9(8), 1735-1780.
308. Vaswani, A., Shazeer, N., Parmar, N., Uszkoreit, J., Jones, L., Gomez, A. N., ... & Polosukhin, I. (2017). Attention is All You Need. In *Advances in Neural Information Processing Systems* (pp. 5998-6008).
309. Su, Ho-Jeen, and Dean S. Oliver. "Smart-well production optimization using an ensemble-based method." *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 13, no. 06 (2010): 884-892.
310. Mahdianfar, Hessam, Alexey Pavlov, and Ole Morten Aamo. "Joint unscented Kalman filter for state and parameter estimation in managed pressure drilling." In *2013 European Control Conference (ECC)*, pp. 1645-1650. IEEE, 2013.
311. Akter, Farhana, Syed Imtiaz, Sohrab Zendeheboudi, and Kamal Hossain. "Modified Ensemble Kalman filter for reservoir parameter and state estimation in the presence of model uncertainty." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 199 (2021): 108323.
312. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
313. Нвизуг-Би Лейи Клуверт. Обзор современных представлений и анализ эффективности механизма вытеснения нефти из пористой среды с применением ПАВ // *Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле*. 2018.
314. Нурутдинов А.А. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: Повышение эффективности вытеснения нефти с использованием экологически безопасных композиций поверхностно-активных веществ. 2015.
315. Определение поверхностного натяжения. Расчет молекулярных характеристик исследуемого ПАВ. Исследование мицеллообразования в растворах коллоидных ПАВ: методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплинам «Поверхностные явления и дисперсные системы» и «Коллоидная химия», для студентов ХТФ, ФТФ, ЭЛТИ, ИГНД. /Сост. Е.В. Михеева, . – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 24 с.
316. Ахметов Р.Т., Андреев А.В., Мухаметшин В.В. Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий // *Нанотехнологии в строительстве*. – 2017. – Том 9, № 5. – С. 116–133. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-5-116-133.
317. Кобяшев А.В., Пятков А.А., Дубровин А.В., Громова Е.А., Захаренко В.А. Апробация подходов к моделированию вытеснения нефти газом в тонкой трубке. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. 2023;8(3):157–162.
318. Евдакимова А.С. Выпускная квалификационная работа магистра «Разработка математической модели для оценки эффективности смешивающегося вытеснения». 2018.
319. Попков В. И., Зацепина С. В. , Шакшин В. П., Использование зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа в задачах трехмерного гидродинамического моделирования залежей нефти и газа, *Матем.моделирование*, 2005, том 17, номер 2, 92–102

320. Кузина О. А. Влияние капиллярного числа и работы адгезии на вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ / О. А. Кузина, Л. П. Семихина, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физикоматематическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 2. С. 27-42. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-27-42
321. Лапин К.Г., Торопов К.В., Волгин Е.Р., Бязров Р.Р., Галимов В.В., Лагутина М.А. Изучение адсорбции полимеров для условий пластов ПК Русского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 60–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-60-64
322. Силин М.А., Магадова Л.А., Гаева Е.Г., Подзорова М.С. Мухин М.М. Исследование поверхностно-активных веществ (ПАВ) различного типа, применяемых в составе технологических жидкостей // Территория нефтегаз. 2011. №8. С. 50-55. УДК 622.276; 661.185; 544.7
323. Янгиров Ф.Н., Яхин А.Р., Дихтярь Т.Д., Логинова М.Е., Чудановская А.В., Шмагель М.А. Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин // 2018
324. Киселев В.М., Назаров Д.В., Колесов В.А. Восстановление кривых капиллярного давления и параметра насыщения по коэффициенту остаточного водонасыщения на примере карбонатных отложений Восточной Сибири // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 38–45.
325. Черепанова Н.А., Усольцев А.В., Кочетов А.В. Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти сеноманского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 51–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-51-55
326. Bratland, O. “Pipe Flow 1. Single-phase Flow Assurance”. 2009.
327. Bratland, O. “Pipe Flow 2. Multi-phase Flow Assurance”. 2009
328. Soedarmo A.A. et al. “Performance Mapping of Multiphase Flow Model – Connecting the Dots From Experimental Data.” OTC 2023
329. Hernandez O., Valencia O. “Data driven methodology for model selection in flow pattern prediction.” (Preprint, 2020)
330. Cuomo S. et al. “Scientific Machine Learning through Physics-Informed Neural Networks: Where we are and what’s next.” J. Scientific Computing 92, 2022.
331. Dake Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Science Publishers B.V., 1978
332. Фазлыев Р.Т.: Площадное заводнение нефтяных месторождений. М., Недра, 1979. 254 с.
333. М. Маскет. Течение однородных жидкостей в пористой среде. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 640 стр.
334. John C. Deppe, Injection Rates - The Effect of Mobility Ratio, Area Swept, and Pattern, SPE 1472-G
335. Demiryurek U., Banaei-Kashani F., Shahabi C. Neural-Network Based Sensitivity Analysis for Injector-Producer Relationship Identification, SPE 112124.
336. Panda M.N., Chopra A.K. An Integrated Approach to Estimate Well Interactions, SPE 39563.
337. Lu J., Ghedan S. Pseudo-Steady State Productivity Equations for a Multiple-Wells System in a Sector Fault Reservoir // SPE 130866.
338. Lu J., Tiab D. Productivity Equations for Multiple Wells System in Anisotropic Reservoirs // CIPC 2008-099
339. Dykstra H., Parsons R.L. The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding// Secondary Recovery of Oil in the United States, 1948 API, Spring Meeting, Los Angeles, May.
340. Welge H.J., A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive // SPE 124-G.

341. Buckley S.E., Leverett M.C. (1942). «Mechanism of fluid displacements in sands». Transactions of the AIME. 146 (146): 107–116. doi:10.2118/942107-G.
342. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // SPE 945228-G-P.
343. Пашали А.А. Научно-методическое обеспечение цифровых систем управления процессами добычи нефти. Диссертация на соискание степени доктора технических наук, УГНТУ 2023г.
344. Донской Ю.А., Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Герасимов И.Н.. Виртуальный расходомер БИНУС – цифровое средство измерения дебита скважин. Инженерная практика №5/2022 г.
345. Ивановский В.Н., Герасимов И.Н., Брюханов С.В., Золотарев И.В. Разборка и внедрение виртуального расходомера для скважин, оборудованных установками центробежных насосов. Территория Нефтегаз №11, 2016 г.
346. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design. Orsa Press, Alvin Texas, 2002.
347. Brown Kermit E.: The Technology of Artificial Lift Methods. - PennWellBooks, 1984. - 448 p.
348. Valko P., Economides M. Hydraulic Fracture Mechanics. Texas A & M University, 1997.
349. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1986. 332 с.
350. Бурже Ж., Сурю П., Кимбрану М., Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер.с франц. - М.: Недра, 1989. -422 с- ил. - Пер. изд.: Франция, 1984 г.
351. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского/Под ред. А. Г. Ковалева.—М.: Недра, 1986.- 608 с.
352. Малофеев Г.Е., Мирсаетов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008 – 224 с.
353. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред. М., изд-во «Недра», 1970, 339 с.
354. Хасанов М. М., Булгакова Г. Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003, 288 с.
355. Butler R.M. Thermal recovery of oil and bitumen. New Jersey: Prentice Hall, 1991, 528 p.
356. Байков В.А. и др. Математическая геология. Том 1. Введение в геостатистику. Библиотека нефтяного инжиниринга Роснефть, 2012, 228 с.
357. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. — М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.
358. Kuchuck F., Onur M., Hollaender F. Pressure Transient Formation and Well Testing, Convolution, Deconvolution and Nonlinear Estimation. Elsevier, 2010, 389 p.
359. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубпроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. — 456 с.
360. Hasan, A. R., Kabir C. S. (2002): Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.
361. Kolev N. I. Multi-phase Flow Dynamics 1-4. Springer, 2002-2007.
362. Govier G. W., Aziz, K. The flow of complex mixtures in pipes. R.E. Krieger Publishing Co., Inc. Malabar, Florida 32909. 1972.
363. Brennen C. E. Fundamentals of Multi-phase Flow, Cambridge University Press, 2005.
364. Чарный И.А. Неуставившееся движение реальной жидкости в трубах. Государственное издание технико-теоретической литературы, Москва, Ленинград, 1951, 223 с.

365. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 677 с: ил.
366. 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.
367. 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
368. 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 // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, вып.3, 2025.
369. 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.
370. 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.
371. 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.
372. 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.
373. 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.
374. 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.
375. Юдин Е.В. Управление процессом механизированной добычи на основе модельно ориентированного подхода // *Нефтяное хозяйство*. — Москва, №1, 2026 г. с. 64-70.
376. 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.
377. 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.
378. 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.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Результаты интеллектуальной деятельности

1. Удостоверение на рационализаторское предложение №16 от 17.05.2010 принятое в ООО «РН-Юганскнефтегаз» к использованию под наименованием «Автоматизированный мониторинг обводненности добываемой продукции на основании данных химико-аналитических лабораторий» / Юдин Е.В., Лубнин А.А., Щербакова З.Г.
2. 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.
3. 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.
4. 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., Рошкетасев А.П., Шарифов А.Р., Назаров К.В., Винокуров М.Н.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.

14. 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.

15. 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.

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

17. 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.

18. 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.

19. 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.

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

21. 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., Рошкеттаев А.П., Савельев В.В., Саламатин А.А., Усманов С.А., Юдин Е.В., Шевченко Д.В., Яруллин А.Д.

22. 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.

23. Евразийский патент на изобретение: Свид. об офиц. Рег. № 047405. Система интегрированного моделирования разработки месторождения углеводородов. / Слабейский 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.

24. 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.

Приложение 2. Решения обоснованные и принятые на основании алгоритмов и подходов, изложенных в диссертации:

- Модуль автоматического анализа телемеханики в режиме реального времени использовался для проведения мониторинга работы механизированного фонда и технологических осложнений в ООО «Газпромнефть-Оренбург».
- Модуль по автоматическому анализу обводненности, внедренный в ООО «РН-Юганскнефтегаз», использовался для проведения автоматического анализа выявления скважин для исследований на обводненность.
- Алгоритмы планирования сценарных параметров добычи в условиях геологической неопределенности использовались для обоснования выхода на промышленное бурение по Чупальскому лицензионному участку.
- Программа по расчету производительности скважины произвольного (сложного) заканчивания использовалась для подбора применимости оптимальной технологии разработки низкопроницаемых участков с низкой плотностью запасов на карбонатных месторождениях в Центрального Хорейверского Поднятия: Северо-Хоседаюское, Западно-Хоседаюское, Висовое.
- Программа по расчету производительности скважины произвольного (сложного) заканчивания использовалась для обоснования оптимальных параметров заканчивания на месторождения Волго-Уральского региона: Пашкинское, Кирсановское, Кондаковское и др.
- Подготовлен и защищен пилотный проект по пробной эксплуатации ачимовских отложений Луцеяхского месторождения Северо-Карасевского ЛУ.
- Подготовлена и реализована стратегия доразведки и разработки (начиная от системы разработки и заканчивая расчетом экономической эффективности и производственной программой ГТМ) на карбонатных месторождениях Тимано Печорской нефтегазовой провинции: Западно-Хоседаюское, Северо-Хоседаюское, Харьягинское, Восточно-Янемдейское, Северо-Ошкотынское, Северо-Сихорейское, Сюрхаратинское, Южно-Сюрхаратинское.
- Предложена и реализована новая схема размещения скважин для низкопроницаемых участков (~0,5 мД) Западной Сибири: Приобское месторождение, Приразломное месторождение (БС4-5 и Ачимовка), Омбинское месторождение, Восточно-Сургутское, Киньяминское месторождение.
- Приняты решения по оптимизации параметров разработки на Восточном Участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения: от стратегии разбуривания месторождения, до корректировки параметров опытно-промышленных работ по ППД и разработки дизайна гидродинамических исследований.
- Подобрана оптимальная системы разработки на Угутской группе месторождений ХМАО (Западно-Угутское, Средне-Угутское), личное предложение и обоснование автора.
- Реализовано увеличение плотности скважин на Горшковской площади Приобского месторождения, личное предложение и обоснование автора.
- Обоснована необходимость организации ППД на Горшковской площади Приобского месторождения, а также корректировка сроков отработки нагнетательных скважин на нефть, личное предложение и обоснование автора.
- Разработаны новые подходы к планированию и анализу производственной программы для месторождений шельфа Вьетнама, блок 12-1: Белый Тигр, Белый Медведь, Дракон.

- Формализованы и автоматизированы процессы подготовки и актуализации сценарных условий добычи при планировании разбуривания новых участков: оценка темпов падения, характеристик вытеснения, пусковых приростов в АО «Зарубежнефть» и ООО «РН-Юганскнефтегаз». Все сценарные условия стали расчетными с учетом прогноза изменения геологических параметров, что позволило полностью отказаться от планирования по статистике.
- Предложены параметры оптимальной стратегии механизированной добычи на низкопроницаемых участках в ООО «РН-Юганскнефтегаз».
- В производственный процесс внедрена система актуализации моделей скважин через введение новых процессов взаимодействия цехов добычи нефти и газа и Объединения. По этой схеме прорабатываются оптимизационные мероприятия на фонде скважин в ООО «Газпромнефть-Оренбург» и ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».
- Обоснован отказ от технологии поинтервального ГРП по схеме ЛТР (Just In Time Perforation) для текущих технологических возможностей добывающих обществ и сервисных организаций Западной Сибири.
- Оптимизирована производственная программа ООО «Газпромнефть-Оренбург» на 2019-2020гг с точки зрения бурения оптимального количества скважин и выбора участков под бурение для минимизации влияния запертой инфраструктуры на добычу с новых кустов.
- Подходы, алгоритмы (и приложение их реализующее) по комплексному анализу и планированию эксплуатационного бурения, реализованные в инструменте «геологический рейтинг бурения» используются в настоящий момент в ПАО «Роснефть», АО «Зарубежнефть», ПАО «Газпромнефть».
- Подходы и алгоритмы по планированию участков под новое бурение с учетом геологической неопределенности используются при обосновании программы эксплуатационного бурения и опережающей программы геолого-разведочных работ на участках с высокой степенью неопределенности в геологических свойствах.
- Подходы по экспресс-определению оптимальных параметров разработки: плотности сетки скважин, параметров заканчивания, системы разработки, включающей в том числе необходимость системы поддержания пластового давления и ее параметров (режим работы нагнетательных скважин, оптимальное время перевода и т.д.) опробованы и показали свою эффективность при планировании и анализе эксплуатационного бурения на месторождениях Западной Сибири в компании ООО «Юганскнефтегаз».
- Программный комплекс по расчету эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи «ТеплоМУН», включающей в себя: термогидродинамический композиционный симулятор, модуль расчета технологического режима паронагнетательной скважины, модуль по оценке эффективности тепловых МУН на основе реализованных аналитических решений использован при планировании параметров пилотного проекта по парозакачке на месторождении Бока де Харуко Республики Куба.
- Алгоритмы и регламенты по расчету добычи и закачки на основе численно-аналитических решений внедрены в бизнес-процессы по проведению расчетов добычи на различных горизонтах прогноза: сетевой график, ожидаемая добыча до конца года, бизнес-план, комплексный проект развития актива в АО «Зарубежнефть».
- Алгоритмы и регламент по расчету приростов от всех видов ГТМ: резка бокового ствола, гидроразрыв пласта, переход на вышележащий/нижележащий горизонт, дострел и приобщение, ремонтно-изоляционные работы внедрены в новые бизнес-процессы, реализующие единые правила расчета пусковых приростов во всех добывающих обществах АО «Зарубежнефть».

- Подходы и алгоритмы (и приложение, их реализующее) для идентификации параметров пласта (проницаемость, скин-фактор, пластовое давление) по данным неустановившегося режима новых скважин внедрены в корпоративное ПО в ПАО «Роснефть», на основании данных алгоритмов на ежемесячной основе актуализируются карты проницаемости.
- Алгоритм и приложение для идентификации параметров пласта по данным неустановившегося режима после ГТМ и коротких остановок внедрен в корпоративное ПО ПАО «Роснефть» и используется для определения эффективности ГТМ и определения причин отклонения параметров от плана.
- Приложение для описания производительности скважины в регулярной системе разработки в неоднородном пласте используется для определения темпов падения при отложенных переводах в ППД в ООО «Юганскнефтегаз».
- Алгоритмы анализа и планирования технологического режима добывающих и нагнетательных скважин внедрены в АО «Зарубежнефть». Оптимизированы бизнес-процессы по актуализации и ведению технологических режимов.
- Алгоритмы по контролю и планированию технологического режима газлифтной скважины с учетом специфики шельфовых месторождений внедрены в СП «Вьетсовпетро».
- Программное обеспечение для построения карт изобар и сопряженных им карт проницаемости из данных технологического режима для неоднородных пластов с наличием разломов и зон выклинивания для карбонатных и терригенных месторождений. Алгоритм внедрен в АО «Зарубежнефть» и ПАО «Газпромнефть» и используется как средство по контролю энергетического состояния продуктивных пластов.
- Алгоритм по определению степени взаимовлияния скважин из данных технологических режимов внедрен в ПАО «Газпромнефть», используется для анализа и прогноза производительности многоскважинных систем, оптимизации заводнения в рамках инструмента ExOil.
- Алгоритмы групповой оптимизации режимов работы скважин, включающие разработку отдельного ПО для создания и автоматической адаптации модели скважин, модуль по многоскважинной оптимизации работы потребляемой мощности или расхода газлифтного газа, модуль по предупреждению технологических осложнений. Внедрены в производственный процесс в рамках добывающих предприятий ПАО «Газпромнефть»
- Модуль экспресс-оценки добычи с учетом инфраструктуры «Прокси ИМ» – программа упрощенного интегрированного проектирования, которая учитывает модель пласта, модель скважины и модель наземной инфраструктуры – использовалась при оптимизации производственной программы, прогнозе эффективности строительства лупингов, определении запирающихся участков инфраструктуры в ООО «Газпромнефть-Оренбург».
- Алгоритм расчета нагрузок на геофизический кабель во время проведения различных технологических операций в скважине: закачка жидкости гидрорзрыва, нагнетания воды, работе фонтанной и газлифтной скважины. Алгоритм использовался для оценки применимости новых технологий проведения ГРП в Западной Сибири.

Приложение 3. Список специальных расчетных библиотек и инженерных инструментов

- **Исследования:**
 - Модули по дизайну и интерпретации гидродинамических исследований для одно и многопластовых скважин различного заканчивания
 - Модули по анализу данных нормальной эксплуатации
 - Модуль по определению пластового давления по данным недовосстановленных ГДИС
- **Оценка новых активов:**
 - Модуль вероятностной оценки экономической эффективности разработки малых залежей с учетом геологической неопределенности
 - Модули расчета темпов падения нефти по скважинам с учетом неоднородности и проницаемости пласта
 - Модуль по оценке эффективной проницаемости неоднородной среды
- **Построение карт пластовых свойств:**
 - Модуль построения карты давлений с использованием метода граничных элементов, с автоматической адаптацией на замеры пластовых давлений и технологические режимы скважин
 - Модуль построения карт проницаемости согласованных с данными технологических режимов работы скважин
 - Модуль построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин с автоматической адаптацией на пусковую обводненность и технологические режимы работы скважин
- **Анализ и расчет производительности:**
 - Модуль по расчету продуктивности скважин произвольного заканчивания на основе аналитических и численно-аналитических решений уравнений фильтрации
 - Форма рейтинга бурения и ГТМ, в том числе для скважин сложного заканчивания (ННС с ГРП, ГС с ГРП), стала стандартом и используется во всех крупных нефтегазодобывающих компаниях
 - Модуль по расчету взаимовлияния скважин на основе расчета матрицы взаимных продуктивностей
- **Геолого-технические мероприятия:**
 - Модуль для расчета продуктивности загрязненной трещины ГРП: численно-аналитическое решение на основе метода фильтрационных сопротивлений
 - Модуль по расчету оптимальных параметров ГРП
 - Модуль по расчету продуктивности скважины в неоднородном пласте с помощью методов теории поля: метод возмущений и двух масштабных асимптотических разложений
 - Модуль подбора кандидатов на ГТМ путем кластерного анализа и нечеткой логики
 - Модуль факторного анализа технологической эффективности ГТМ по скважинам
 - Модуль определения оптимальной плотности перфорации
- **Разработка и работа с ППД:**
 - Модуль автоматического анализа текущего состояния разработки: выявление потерь добычи по блокам с классификацией причин и предложениями по компенсационным мероприятиям
 - Модуль прогноза динамики газового фактора для скважин в нефтяных оторочках: модуль основан на физической модели (решение уравнения безнапорной фильтрации в форме Буссинеска)

- Модуль оценки эффективности тепловых методов: циклическая парозакачка, парогравитационный дренаж, тепловая обработка призабойной зоны
- Модуль по оптимизации системы поддержания пластового давления: предложения по переводу скважин в закачку, проведение ГТМ на фонде ППД
- Модуль для расчета оптимального времени перевода скважины в закачку
- Модуль по расчету эффективности системы поддержания пластового давления
- Модуль краткосрочного планирования добычи с помощью ансамблевого подхода, сочетающего статистические методы, методы ML и физические модели
- Модуль блочного материального баланса, отличающегося от коммерческих multi-tank аналогов автоматической адаптацией межблоковых перетоков
- Модуль расчета добычи и закачки на среднесрочном и долгосрочном периоде
- Форма по оценке оптимальной плотности сетки скважин
- Модуль расчета добычи с помощью CRM-модели
- **Управление добычей:**
 - Модуль автоматического определения вылетов и отклонений в ручных замерах обводненности скважинной жидкости (замеры ХАЛ)
 - Форма расчета технологического режима скважины в периодическом режиме
 - Форма расчета потенциала скважин с фонтаном через затруб
 - Модуль расчета нагрузок на геофизический кабель
 - Модуль расчета дизайна глушения для многопластовой скважины
 - Модуль расчета технологического режима паронагнетательной скважины
 - Модуль расчета насоса-перевертыша
 - Модуль факторного анализа отклонений базовой добычи
 - Модуль расчета времени оседания проппанта в стволе горизонтальной скважины
 - Модуль экспресс-подбора компоновки погружного насоса
 - Модуль по определению оптимального режима при деоптимизации скважин АПВ
- **Интегрированное моделирование:**
 - Модуль групповой оптимизации работы газлифтных скважин на шельфе
 - Модуль обратной аллокации добычи
 - Модуль учета инфраструктуры при интегрированных расчетах добычи: определение запирающихся участков, расчет снижения добычи за счет запираения участков инфраструктуры

Юдин Евгений Викторович

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛЬНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО СИСТЕМНОГО
ИНЖИНИРИНГА ДЛЯ ЗАДАЧ ОЦЕНКИ И ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ**

РАЗРАБОТКОЙ И ДОБЫЧЕЙ

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени доктора технических наук