

На правах рукописи



ПАШАЛИ АЛЕКСАНДР АНДРЕЕВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
доктора технических наук

Уфа – 2023

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Научный консультант доктор технических наук, профессор
Зейгман Юрий Вениаминович

Официальные оппоненты: **Грачёв Сергей Иванович**
доктор технических наук
Тюменский индустриальный университет /
заведующий кафедрой «Разработка и
эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений», профессор
(г. Тюмень)

Фаттахов Ирик Галиханович
доктор технических наук, доцент
Нефтяная Компания ПАО «Татнефть» /
отдел организации работ по повышению
нефтеотдачи пластов, начальник отдела
(г. Альметьевск)

Валеев Марат Давлетович
доктор технических наук, профессор
АО НПП «ВМ Система» / технический
директор (г. Уфа)

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный
университет» (г. Санкт-Петербург)

Защита состоится 28.09.2023 г. в 14:00 часов на заседании диссертационного совета 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан «___» _____ 2023 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли наблюдается всё более возрастающий спрос на радикальное изменение эффективности производства, активный переход к цифровизации проектов разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Активно используется новый подход к организации процессов добычи нефти и газа, основанный на массовом внедрении информационных технологий, автоматизации бизнес-процессов и распространении искусственного интеллекта.

В большинстве регионов, в том числе и на территории Российской Федерации, наблюдается усложнение геолого-технических условий разработки продуктивных нефтяных пластов, добычи, сбора и обработки скважинной продукции. Поэтому на сегодняшний день перед нефтедобывающими компаниями стоят задачи повышения эффективности и поддержания рентабельности добычи, которые увязывают в единую и неразрывную цепочку – разработку инновационных технологий добычи нефти с использованием новых цифровых подходов и принципов.

В современных реалиях важными составляющими успеха для проектов эксплуатации нефтегазовых месторождений становятся применение современных подходов к моделированию технологических процессов и использование цифровых двойников производственных объектов в составе промышленных информационных систем. При этом происходит эволюция подходов. В новых условиях исходная информация перестаёт быть просто исходными данными. Без непрерывного пополнения, верификации, обработки информации и её предоставления сервисам современных информационных систем функционирование этих информационных систем и эксплуатация моделируемых ими объектов становятся невозможными. Новые условия порождают вызовы, связанные с развитием методов интеллектуализации процесса оперативного мониторинга добычи нефти и газа.

В нефтяных компаниях на текущий момент разработаны десятки тысяч цифровых двойников реальных производственных объектов – как оперативно и эффективно их использовать для принятия управленческих решений? Для ответа на этот вопрос решения современных задач разработки и эксплуатации месторождений нужны новые физико-математические модели, использующие технологии искусственного интеллекта, а также возможность их реализации на современных вычислительных платформах.

Важнейшим инструментом построения цифровых моделей, увязывания их в единый производственный процесс (интегрированная модель) становится линейка наукоёмкого программного обеспечения (ПО) в области геологии, разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. В России значительное внимание интегрированному моделированию уделяется в первую очередь при решении задач оптимального планирования разработки нефтяных месторождений и оперативного принятия решений путём проверки рас-

чётных сценариев. Целью разработки технологий интегрированного моделирования и оценки рисков является улучшение качества планирования разработки нефтяных месторождений, качества принятия и исполнения оперативных решений.

Линейка ПО обеспечивает единую сквозную работу IT-продуктов, отвечающих за работоспособность определённого элемента интегрированной модели. Линейка программного обеспечения формируется в каждой нефтегазовой компании индивидуально, исходя из сложившихся бизнес-процессов и возможностей. Именно от того как она сформирована, насколько активно внедряются в производство новые цифровые технологии, зависит экономическая эффективность той или иной компании нефтегазовой отрасли в обозримом будущем.

Таким образом, переход отечественной нефтедобывающей отрасли на интеллектуально-инновационный путь развития актуален и требует для внедрения цифровых технологий в производство совершенствования методов интегрированного моделирования, разработку отечественного конкурентоспособного ПО, связанного с цифровизацией процессов управления извлечением и транспортировкой жидких и газообразных углеводородов, развитием алгоритмов, основанных на физико-математическом моделировании, и методов мониторинга эксплуатационных параметров нефтяных месторождений.

Степень разработанности темы

Вопросы разработки концепции «интеллектуального» управления нефтяным месторождением освещены в трудах отечественных и зарубежных авторов, в частности: Л.М. Акоста, А. Гедеса, С. Дайера, Н.А. Ерёмина, О.В. Олейникова, М.М. Хасанова, Дж. Хименеса, М. Хубера, Я. Эль-Хазиндара. Вопросы исследования гидродинамики многофазных течений в трубопроводах и нефтедобывающих скважинах освещены в трудах А.М. Ансари, Дж.Р. Брилла, Г. Джанга, К.С. Кабира, Р. Маркеза, И.Т. Мищенко, Дж. Сарика, Дж.К. Серрано, Н.Д. Сильвестера, Дж.Л. Траллеро, А.Р. Хасана, О. Шохама, В.Г. Левича.

К нерешённым проблемам информационного обеспечения системы управления добычей нефти следует отнести отсутствие у отечественного ПО:

- функциональных возможностей диагностирования работы погружного скважинного оборудования, основанного на алгоритмах искусственного интеллекта (машинное обучение нейронных сетей);
- алгоритмов, имитирующих работу отсутствующих или вышедших из строя измерительных скважинных устройств (расходомеров, эхолотов, датчиков давления и т.д.);
- методов решения оптимизационных задач по добыче нефти или оценки эффективности эксплуатации погружного оборудования для фонда малодобитных скважин и т.д.

Цель работы - Повышение эффективности системы управления добычей нефти в сложных геолого-технических условиях путём внедрения инновационных технологий на основе алгоритмов искусственного интеллекта и

новых физико-математических моделей извлечения и трубопроводной транспортировки углеводородов в отечественное ПО, предназначенное для автоматизации бизнес-процессов, оценки эксплуатационных параметров нефтяных месторождений и систем его обустройства.

Основные задачи исследований:

1 Анализ состояния проблемы и выявление нерешённых задач в области информационного обеспечения систем управления добычей нефти.

2 Развитие методов оперативного мониторинга параметров забойного давления и притока жидкости к забою нефтедобывающих скважин путём:

– разработки аналитических решений задачи вертикального трёхфазного течения для расчёта забойного давления по измеренным устьевым параметрам;

– идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) к стволу горизонтальной скважины (ГС) по данным распределения давления и температуры.

3 Разработка комплекса алгоритмов оперативного мониторинга эксплуатационных параметров установок электроцентробежных насосов (УЭЦН):

– коэффициента естественной сепарации газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации;

– подачи погружного насоса с помощью «виртуального расходомера»;

– диагностирования нестабильности работы УЭЦН;

– восстановления замеров давления на приёме УЭЦН при неисправной работе термоманометрической системы насоса.

4 Совершенствование технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин путём оптимизации энергопотребления УЭЦН скважин куста в условиях ограниченной мощности системы энергоснабжения для обеспечения прироста добычи нефти с высоким свободным газосодержанием, вывода нефтяных скважин на плановый режим эксплуатации без измерений расхода жидкости и динамического уровня.

5 Совершенствование гидродинамических моделей многофазных течений для повышения достоверности определения структуры газоводонефтяных потоков и расчёта давления, температуры в промысловых трубопроводах:

– разработка методов моделирования газожидкостного течения в поверхностных трубопроводах рельефного типа;

– совершенствование методов моделирования газожидкостных течений попутного нефтяного газа (ПНГ) с малым истинным объёмным содержанием жидкой фазы;

– разработка гидродинамических критериев потери устойчивости застойных жидкостных пробок при транспортировке ПНГ на рельефных участках промысловых трубопроводов;

– разработка алгоритма повышения эффективности предварительного отбора воды из системы нефтесбора.

6 Разработка алгоритмов оценки эффективности эксплуатации малодебитных скважин механизированного фонда нефтяных месторождений с помощью интегрированной нестационарной модели «пласт-скважина-УЭЦН», позволяющей оптимизировать продолжительность периодов откачки и накопления пластового флюида в стволе скважины.

Научная новизна

1 Разработаны:

– метод расчёта забойного давления и давления на приёме насоса, отличающийся от известных применением аналитических решений задачи вертикального трёхфазного течения по измеренным устьевым параметрам;

– механистическая модель течения вода-нефть, разработанная для идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины МГРП к стволу ГС по данным распределения давления и температуры, отличающаяся от известных применением гидромеханических критериев прогнозирования расслоенных и дисперсных структур течения;

– гидравлическая модель расчёта коэффициента естественной сепарации свободного газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации скважины;

– метод расчёта подачи погружного насоса, позволяющий при отсутствии замеров автоматической групповой замерной установки (АГЗУ) прогнозировать величину расхода скважинного флюида по устьевым замерам электрических параметров электродвигателя;

– метод расчёта параметров газожидкостного течения, отличающийся от известных учётом влияния рельефных особенностей промышленного трубопровода на формирование пробковой структуры течения на V-образном участке трубопровода.

2 С использованием метода нейросетевого анализа по данным амплитудно-частотного спектра токовых характеристик электродвигателя:

– получены оценки нестабильных условий работы системы электроцентробежный насос (ЭЦН) и погружной электродвигатель (ПЭД);

– показана возможность восстановления замеров давления на приёме УЭЦН при неисправной работе термоманометрической системы насоса.

3 Получены решения:

– оптимизационной задачи энергопотребления УЭЦН скважин куста в условиях ограниченной мощности системы энергоснабжения для обеспечения прироста добычи нефти кустом скважин в целом, отличающееся от известных возможностью применения для фонда скважин, осложнённых высоким свободным газосодержанием;

– задачи повышения эффективности предварительного отбора воды из системы нефтесбора на основе разработанного метода прогнозирования устойчивости стратифицированной структуры течения вода-нефть;

– оптимизационной задачи по выбору продолжительности периодов откачки и накопления пластового флюида в стволе скважины для периодического режима эксплуатации малодебитных скважин.

4 Предложены:

– гидродинамическая модель течения ПНГ с малым истинным объёмным содержанием жидкой фазы по газовой трубопроводной инфраструктуре нефтяного месторождения, отличающаяся от известных адаптацией корреляций для расчёта коэффициента объёмного содержания капель жидкости в газовом потоке и коэффициента гидравлического трения на границе раздела фаз по экспериментальным замерам;

– гидромеханический критерий определения значения скорости ПНГ, при которой застойные жидкостные пробки на рельефных участках промысловых трубопроводов теряют устойчивость и увлекаются газовым потоком.

5 Разработана нестационарная интегрированная модель «пласт-скважина-УЭЦН», позволяющая рассчитывать переходные процессы эксплуатационных параметров скважины при изменении режимов работы УЭЦН.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в разработке:

– гидродинамических критериев для прогнозирования влияния величины объёмных расходов воды и нефти на формирование структуры течения водонефтяной смеси на горизонтальных участках скважины;

– критериев потери устойчивости застойных жидкостных пробок на рельефных участках трубопроводной системы месторождения, предназначенных для транспортировки ПНГ на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ);

– гидродинамической модели, учитывающей влияние эффектов рельефности (V-образных участков трубопроводов) на особенности формирования пробковой структуры газожидкостного течения;

– замыкающих корреляций для расчёта гидравлических потерь газожидкостных течений ПНГ в промысловых трубопроводах с малым объёмным содержанием жидкой фазы.

Практическая значимость

Создан и апробирован программный комплекс «Rosneft-WellView», реализующий предложенные модели и алгоритмы, разработанное программное обеспечение зарегистрировано в РОСПАТЕНТе, свидетельство № 2011610974 от 21.01.2011 г.

Создан и апробирован «Модуль «Энергоэффективность» ИС Rosneft-WellView», предназначенный для повышения энергоэффективности фонда скважин, зарегистрированный в РОСПАТЕНТе, свидетельство № 2013616236 от 02.07.2013 г.

Создан и апробирован программный комплекс «Интеллектуальный вывод скважин на режим», реализующий предложенные алгоритмы автоматизированного вывода скважины на рабочий режим. Разработанное программное обеспечение зарегистрировано в РОСПАТЕНТе, свидетельство № 2021611658 от 02.02.2021 г.

На основе программных комплексов «Rosneft-WellView» и «Интеллектуальный вывод скважин на режим» построена информационная система управления механизированным фондом скважин ИС «Мехфонд», внедренная в промышленную эксплуатацию на добывающих предприятиях ПАО «НК «Роснефть»: ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «РН-Пурнефтегаз» и др., эксплуатирующих более 45 тыс. нефтяных скважин. Внедрение разработанных программных комплексов позволило увеличить эффективность процесса мониторинга и оптимизировать режимы эксплуатации механизированного фонда скважин.

В ИС «Мехфонд» внедрены:

- аналитическое решение задачи вертикального трёхфазного течения для расчёта забойного давления по измеренным устьевым параметрам;
- алгоритмы мониторинга эксплуатационных параметров УЭЦН;
- алгоритмы моделирования технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин;
- алгоритмы оценки эффективности эксплуатации механизированного фонда малодебитных скважин нефтяных месторождений с помощью интегрированной нестационарной модели «пласт-скважина-УЭЦН».

В программные продукты «РН-СИМТЕП» и «РН-КИН» внедрены:

- гидродинамические модели многофазных течений скважинной продукции и ПНГ для определения структур газоводонефтяных потоков и расчёта давления и температуры в промысловых трубопроводах.

В программный продукт «РН-Петролог» внедрён:

- метод идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины МГРП к стволу ГС по данным распределения давления и температуры.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют формуле специальности 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – «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 истощённых 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 путём управления ими с использованием методов и средств информационных технологий, включая методы оптимизации и геолого-гидродинамическое моделирования» (п. 9).

Методология и методы исследований

Решение поставленных в диссертационной работе задач базируется на механистическом подходе к моделированию многофазных течений в стволе нефтесборной скважины и в поверхностном трубопроводном оборудовании, методах статистического анализа экспериментальных замеров гидродинамических параметров многофазных течений на испытательных стендах.

Положения, выносимые на защиту

1 Определение концепции научно-методического обеспечения цифровых систем управления добычей нефти в сложных геолого-технических условиях.

2 Методологические подходы:

– оперативного мониторинга забойного давления нефтяных скважин;
– идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины МГРП к стволу ГС по данным распределения давления и температуры.

3 основополагающие принципы разработки компьютерных имитаций показаний отсутствующих или вышедших из строя скважинных измерительных устройств, устройств диагностики режимов работы УЭЦН.

4 Способы совершенствования автоматизированного управления фондом нефтяных скважин, позволяющие оптимизировать энергопотребление в условиях наращивания добычи нефти кустом скважин и снизить риски выхода из строя погружного оборудования при выводе скважин на режим без измерений расхода скважинной продукции и динамического уровня.

5 Механистические подходы к моделированию течений скважинной продукции и ПНГ в промысловых трубопроводах месторождения:

– моделирование трёхфазных течений с учётом влияния эффектов от рельефности трубопроводов системы нефтесбора на формирование структуры газожидкостного пробкового течения;

– моделирование течения ПНГ в газовой трубопроводной системе месторождения с дожимной насосной станцией (ДНС) на ГПЗ, с уточнёнными закономерностями касательных напряжений и массообмена на границе жидкость-газ для газожидкостных течений с малым объёмным содержанием жидкости.

Механистические подходы к прогнозированию газодонефтяной структуры течения скважинной продукции на одной из промысловых трубопроводных систем Мамонтовского месторождения, позволившие выработать рекомендации по нахождению оптимального места установки устройства предварительного отбора воды в системе нефтесбора.

6 Результаты внедрения нестационарной интегрированной модели «пласт-скважина-УЭЦН», позволившие выработать рекомендации по продолжительности периодов откачки и накопления пластового флюида в стволе скважины для фонда малодебитных скважин.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов и обоснованность подходов подтверждается сопоставлением фактических значений, полученных на лабораторном стенде, с результатами мониторинга давления и дебита при исследованиях скважин и в поверхностных трубопроводах, с результатами расчётов разработанными методами с последующей оценкой погрешностей расчётов и измерений. Основные результаты работы опубликованы в открытой печати и изложены в докладах на конференциях.

Основные положения и результаты, изложенные в диссертации, докладывались и обсуждались на следующих конференциях: VII Российской конференции с международным участием «Многофазные системы: модели, эксперимент, приложения», посвящённая 80-летию академика РАН Р.И. Нигматулина (05-10 октября 2020 г., г. Уфа); Научно-технической конференции «Цифровые технологии в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике» (ЦТ-2020), ООО «РН-БашНИПИнефть» (06-08 октября 2020 г., г. Уфа); Международной научной конференции «Наука. Исследования. Практика», ГНИИ «Нацразвитие» (апрель 2021 г., г. Санкт-Петербург); Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле-2021» (26 марта 2022 г., г. Октябрьский); XIII Научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессе разработки месторождений нефти и газа» (14-15 апреля 2021 г., г. Уфа); XIV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений нефти и газа» (14-15 сентября 2022 г., г. Москва); 10-ой международной научно-практической конференции «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы», ООО «НПФ «НИТПО» (03-08 октября 2022 г., г. Сочи); научно-практической конференции «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая прозрачность» (03-07 октября 2022 г., г. Уфа).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 34 научных трудах, в том числе 17 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, включённых в перечень рекомендованных ВАК Минобрнауки России, в одной монографии и одном методическом пособии. Получено три свидетельства РФ о государственной регистрации программ для ЭВМ. Результаты диссертационных исследований докладывались на международных и российских научно-технических конференциях, научно-практических семинарах, технических совещаниях.

Структура и объём диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав, основных результатов и выводов, библиографического списка использованной литературы, включающего 158 наименований, и три приложения. Работа изложена на 347 листе машинописного текста, содержит 144 рисунка и 18 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приведена общая характеристика диссертации, обоснована актуальность решаемой проблемы, сформулированы цель и задачи исследования, показана научная новизна, теоретическая и практическая значимость работы, положения, выносимые на защиту.

Первая глава носит обзорно-аналитический характер. Представлен анализ литературных данных, освещающих современные проблемы в области применимости интеллектуальных подходов к созданию технологий для современных условий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Отмечается, что на сегодняшний день стратегия компании Роснефть в области развития концепции интеллектуального управления месторождением направлена на полное замещение зарубежного ПО отечественными разработками. Причём следует отметить, что создаются не просто типовые копии известных зарубежных программных продуктов с аналогичными возможностями, а применяются новые, интеллектуальные подходы к управлению процессами добычи и подготовки нефти.

В отличие от зарубежных, в основу отечественных разработок закладывается концепция интеллектуального управления разработкой и эксплуатацией месторождения, основанная на применении комплекса программных средств, необходимых для создания компьютерной имитации всех технологических процессов добычи и подготовки нефти на месторождении. Характерной особенностью концепции является повышение эффективности управления месторождением в сложных геолого-технических условиях путём применения цифровых технологий на основе алгоритмов:

- с элементами искусственного интеллекта (в частности, машинное обучение нейронных сетей);
- имитирующих работу отсутствующих или вышедших из строя измерительных устройств (например, расходомеров, датчиков давления и т.д.);
- основанных на решении оптимизационных задач для фонда малодебитных скважин (например, по объёму добычи или эффективности работы скважинного оборудования), и т.д.

Сформулированы понятия объекта и предмета диссертационного исследования (Рисунок 1). Сформирована концепция научно-методического обеспечения цифровых систем управления добычей нефти в сложных геолого-технических условиях.

Реализация приведённых на Рисунке 1 методов, алгоритмов, критериев и математических моделей, описывающих актуальные производственные задачи и потребности, их апробация на больших массивах реальных промысловых данных и последующее широкомасштабное внедрение в корпоративные программные продукты позволит достигнуть поставленной в диссертационном исследовании цели.

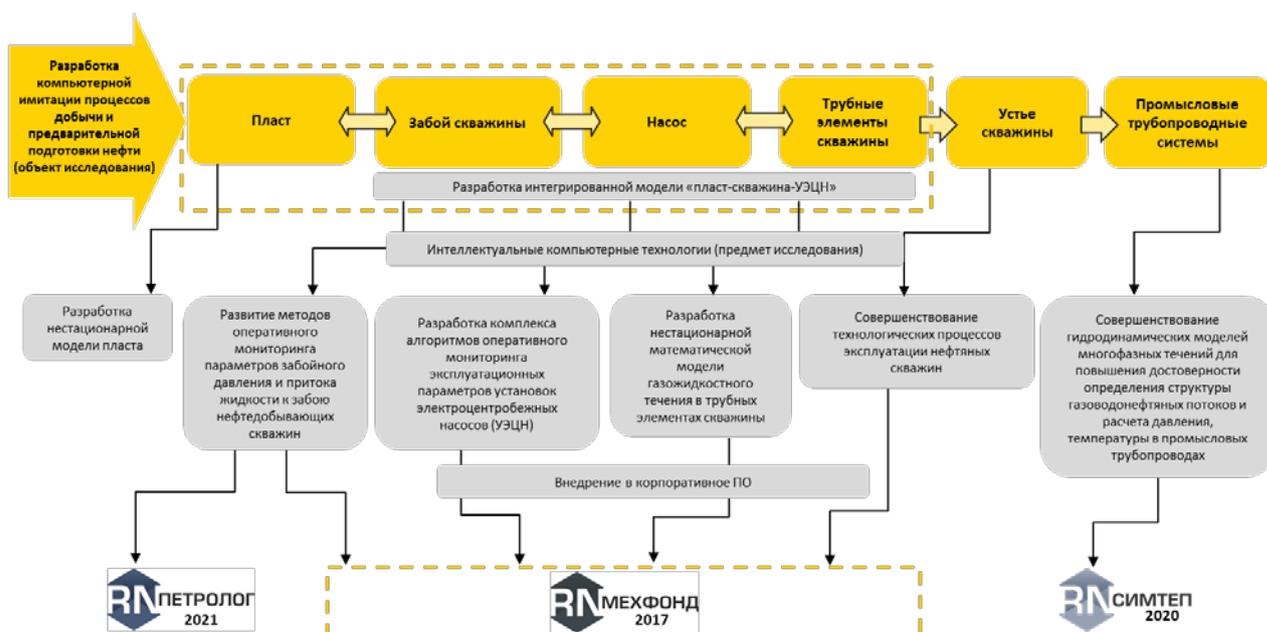


Рисунок 1 – Формирование концепции интеллектуального управления процессами добычи и предварительной подготовки нефти

Вторая глава посвящена разработке методов интеллектуализации процесса мониторинга параметров давления и притока жидкости к забою нефтедобывающих скважин. Непосредственный замер ряда эксплуатационных параметров нефтедобывающей скважины, в частности МГРП на горизонтальном участке ствола скважины и т.д., по ряду технических причин невозможен, либо в ряде случаев экономически нецелесообразен. В этом случае применяются методы непрямого (виртуального) мониторинга, основанные на использовании математического моделирования многофазных течений с учётом замеров косвенных параметров в качестве граничных условий. Алгоритм проведения виртуального мониторинга забойного давления в скважине был реализован при разработке программного модуля для систем «Rosneft-WellView» и «Мехфонд».

Метод получения аналитических решений задачи вертикального трёхфазного течения для расчёта забойного давления по измеренным устьевым параметрам

Для оценки потенциала большого фонда нефтедобывающих скважин и анализа эффективности их эксплуатации предлагается осуществлять виртуальный мониторинг забойного давления с использованием разработанной математической модели аналитического типа. В качестве граничных условий при расчёте забойного давления в скважине использовать замеры уровня жидкости в пространстве между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами (НКТ). Четыре расчётные зоны, необходимые для определения забойного давления, схематично представлены на Рисунке 2. Добываемая из пласта водонефтяная смесь попадает в обсадную колонну (зона 4), по которой поднимается до приёма насоса. В случае, если в процессе подъёма смеси давление в ней падает ниже давления насыщения нефти га-

зом, из нефти выделяется растворённый в ней газ (зона 3). На приёме насосной установки происходит частичная сепарация смеси от газа. Частично отсепарированная газожидкостная смесь поступает на приём насоса и через НКТ поднимается на поверхность, а отсепарированный газ направляется в затрубное пространство скважины и, барботируя через столб нефти (зона 2), поступает в свободное (заполненное газом) затрубное пространство (зона 1), поднимается на поверхность и отводится в выкидную линию.

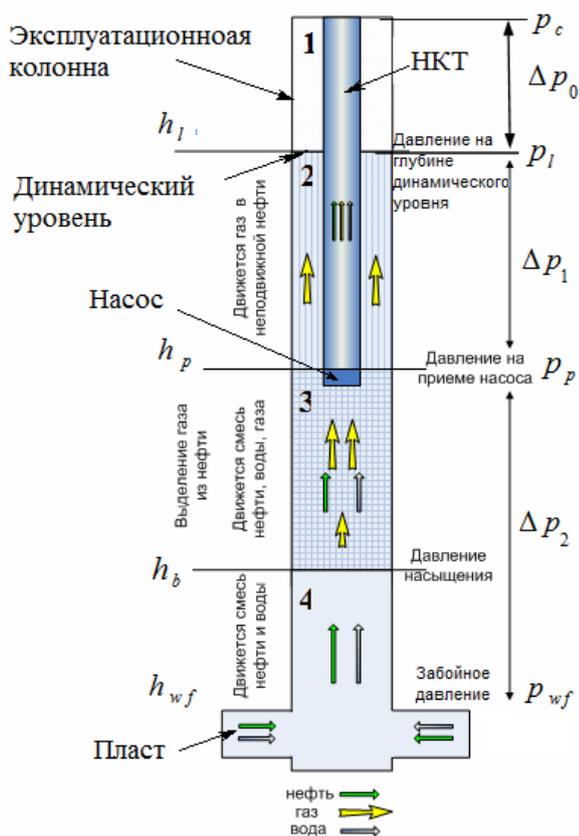


Рисунок 2 – Условная схема механизированной скважины

Необходимо отметить, что выделение свободного газа может происходить непосредственно на забое скважины в том случае, если забойное давление опускается ниже давления насыщения нефти газом. Забойное давление p_{wf} складывается из затрубного давления на устье скважины p_c , давления столба газа Δp_0 , давления газированного столба нефти Δp_1 над приёмом насоса и давления Δp_2 газожидкостного столба под насосом:

$$p_{wf} = p_c + \Delta p_0 + \Delta p_1 + \Delta p_2. \quad (1)$$

Сложность расчёта забойного давления скважины по замерам динамического уровня состоит в корректной оценке плотности смеси в затрубном пространстве и стволе скважины. Основное влияние на плотность смеси оказывает свободный газ, всплывающий через столб жидкости и уменьшающий её плотность.

Особенностью постановки задачи при разработке математической модели явилась необходимость упрощения алгоритма расчёта некоторых параметров многофазного потока с целью получения аналитического выражения, связывающего давление на приёме насоса с затрубным давлением и глубиной уровня жидкости.

В процессе моделирования были приняты следующие упрощения:

– в модель введены линейные аппроксимации корреляций нелинейного вида для плотности нефти $\rho_0 = \rho_0(p, p_{SC}, T, c_p, B_{ob})$ и газосодержания $R_s = R_s(p, p_b, p_{SC}, R_{sb})$;

– распределение температуры по стволу скважины, зависимость коэффициента сверхсжимаемости, коэффициента естественной сепарации газа заменены постоянными средними значениями.

Принятые для зоны 2 (Рисунок 2) упрощения и линейные аппроксимации позволили после интегрирования уравнения для градиента давления получить зависимость глубины до приёма насоса h_p от относительного давления

на данном уровне $p_{pD} = \frac{P_p}{P_b}$ в аналитическом виде

$$h_p = h_l + \frac{P_{SC}}{\rho_{oSC} g \cos \theta \left[(1 + c_p) + V_{SgD} c_p (C_0 - 1) \right]} \times \left[V_{SgD} \ln \left(\frac{V_{SgD} (C_0 - 1) + p_{lD}}{V_{SgD} (C_0 - 1) + p_{pD}} \right) - \frac{\left((1 + c_p) + C_0 V_{SgD} \right)}{c_p} \ln \left(\frac{1 - (p_{lD} - 1) c_p}{1 - (p_{pD} - 1) c_p} \right) \right], \quad (2)$$

где h_p – глубина приёма насоса;

h_l – глубина динамического уровня;

p_{pD} – безразмерное давление на приёме насоса;

$c_p = \frac{(B_{ob} - 1) p_{SC}}{(p_b - p_{SC}) B_{ob}}$ – средний коэффициент «разбухания» нефти при рас-

творении в ней газа;

$p_{lD} = \frac{P_l}{P_{SC}}$ – относительное давление газа в затрубном пространстве сква-

жины; ρ_{oSC} – плотность нефти в стандартных условиях;

$V_{SgD} = \frac{V_{SgSC} Z_a T_a}{V_d T_{SC}}$ – безразмерная скорость газа;

p_{SC}, p_b – давление при стандартных условиях и давление насыщения;

$\theta(h)$ – отклонение ствола скважины от вертикали;

B_{ob} – объёмный коэффициент нефти.

Значения скорости дрейфа V_d и профильный эмпирический параметр C_0 зависят от режима потока (пузырьковый, пробковый). Для упрощения ал-

горитма расчёта принято постоянное значение параметра C_o для всех режимов потока. Скорость дрейфа V_d для пузырькового режима рассчитывалась по формуле *Harmathy*, а для пробкового режима как

$$V_d = \left(0,345 + 0,1 \frac{D_t}{D_c} \right) \left[\frac{g D_c (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right]^{0,5}, \quad (3)$$

где g – ускорение свободного падения;

D_c – внутренний диаметр обсадной колонны;

D_t – наружный диаметр НКТ.

Используя аналогичный подход и принятые упрощения, а также линейные аппроксимации для зоны 3 (Рисунок 2) была получена аналитическая зависимость глубины до забоя скважины h_{wf} от относительного давления на

данной глубине $p_{wfD} = \frac{p_{wf}}{p_b}$

$$h_{wf} = h_p + \frac{B_{ob} (p_{sc} / p_b - 1)}{k_2 k_4 (k_2 k_3 - k_1 k_4)} \left[(k_2 k_4 C_o V_{gwD} - k_1 k_4 (1 - C_o V_{gwD})) \ln \left(\frac{k_1 + k_2 p_{wfD}}{k_1 + k_2 p_{pD}} \right) + \right. \\ \left. + \ln \left(\frac{k_3 + k_4 p_{pD}}{k_3 + k_4 p_{wfD}} \right) \right] (k_2 k_4 C_o V_{gwD} - k_2 k_3 (1 - C_o V_{gwD})), \quad (4)$$

где

$$\left\{ \begin{array}{l} k_1 = \left((B_{ob} - 1)(1 - n) + \left(1 - \frac{p_{sc}}{p_b} \right) \left(1 - n + \frac{B_{ob} n}{\gamma_o} \right) \right); \\ k_2 = -(B_{ob} - 1)(1 - n); \\ k_3 = (C_o - 1) V_{gwD}; \\ k_4 = 1 - (C_o - 1) V_{gwD}; \end{array} \right.$$

$V_{gwD} = \frac{V_{Sg}^{sc}}{V_d + C_o V_{SL}}$ – безразмерная скорость газа;

V_{Sg}^{sc} – приведённая скорость газа в поверхностных условиях; скорость дрейфа V_d определяется по уравнению (3) при условии, что $D_t = 0$;

n – обводнённость скважинной продукции.

Оценивались точности расчётов давления на приёме насоса и на забое скважины. На Рисунке 3 приведено сопоставление результатов расчёта давления на приёме УЭЦН с помощью разработанной численно-аналитической модели с замеренными значениями соответствующих давлений на ряде добывающих скважин Комсомольского, Фестивального, Южно-Тарасовского и Южно-Харампурского месторождений.

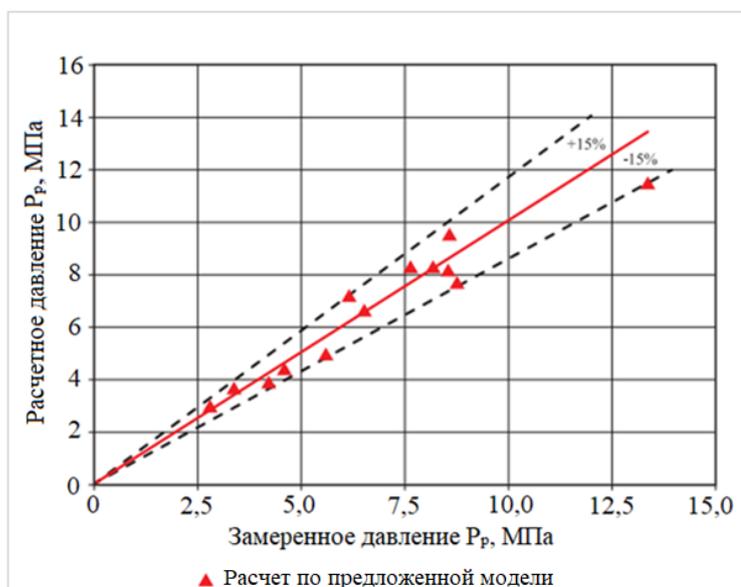


Рисунок 3 – Сопоставление аналитического решения задачи вертикального трёхфазного течения для расчёта давления на приёме ЭЦН с экспериментальными данными для скважин с коэффициентом сепарации $E_s = 0,38 \dots 0,72$

Метод идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины МГРП к стволу ГС

Основная задача МГРП состоит в увеличении площади дренирования и притока флюида из пласта. В скважинах с МГРП неравномерность притока вдоль горизонтального ствола выражена наиболее очевидно, поскольку приток из локальных портов не одинаков, и они находятся на значительном расстоянии относительно друг от друга. Ведущую роль при диагностике и количественной оценке профиля притока флюидов из различных портов играют данные промысловых геофизических исследований (ПГИ), способные предоставить преобладающий объём измерительной информации о гидроразрыве пласта (ГРП) и позволяющие выполнять долговременный, практически непрерывный мониторинг состояния трещин. Серьезной помехой в процедуре замеров является сложная структура течения многофазного потока в стволе ГС. На сегодняшний день технологии проведения ПГИ позволяют замерять расход смеси в горизонтальном стволе скважины путём пересчёта показаний механических расходомеров, шумомеров, термоанемометров, нормированных на устьевой замер дебита.

Однако зачастую для нормирования притока жидкости из каждой трещины МГРП показаний измерительных приборов недостаточно. Из-за их ограниченной информативности требуется дополнительная интерпретация их замеров. Рассматривается один из способов интерпретации данных ПГИ, в котором недостаток информативности замеров компенсируется математическим моделированием сложной структуры многофазного течения в горизонтальном стволе скважины.

В одномерной постановке задачи моделирования течения многофазного потока в ГС с МГРП условно можно разделить на прямые и обратные. Постановка прямой задачи следующая: необходимо определять распределения давления $P(x)$, температуры $T(x)$, расхода смеси $Q(x)$, объёмных содержаний нефти $\alpha_o(x)$, воды $\alpha_w(x)$ и режимов течения в каждой точке скважины, если известны значения притоков фаз Q_{oj} , Q_{wj} из каждого порта, а также значений давления P_j и температуры T_j , с которыми они поступают в скважину. Постановка обратной задачи – необходимо определять притоки из каждого порта нефти Q_{oj} , воды Q_{wj} , давления P_j и температуры T_j флюидов, если известны распределения давления $P(x)$, температуры $T(x)$, расхода смеси $Q(x)$, объёмные содержания нефти $\alpha_o(x)$, воды $\alpha_w(x)$ (пересчитанные из показаний ризистивиметра, влагомера) в каждой точке ствола скважины, замеренные на одном или нескольких режимах работы скважины.

Решение обратной задачи заключается в подборе и подстановке в гидродинамическую модель водонефтяного течения в горизонтальной трубе таких значений локальных притоков нефти и воды (Q_{oj} и Q_{wj}) через трещины к ГС, при которых расхождение расчётных и замеренных распределений давления $P(x)$ и температуры $T(x)$ вдоль ГС не будут превышать заданную погрешность. Таким образом, логично предположить, что чем совершеннее будет гидродинамическая модель водонефтяного течения для расчёта продольных градиентов давления и температуры в горизонтальном стволе скважины, тем адекватнее будет интерпретация данных ПГИ для ГС с МГРП.

С целью совершенствования гидродинамической модели многофазного течения для расчёта продольных градиентов давления и температуры в горизонтальном стволе скважины автором предлагаются положения, связанные с математическим моделированием течения вода-нефть, а именно:

– разработка критериев, основанных на анализе устойчивости межфазной границы с учётом вязкости и волновой неустойчивости, необходимых для прогнозирования перехода от стратифицированного течения к стратифицированному с перемешиванием на границе раздела фаз вода-нефть в виде (Рисунок 4)

$$(C_v - C_{iv})^2 + \frac{1}{\rho} \left\{ \frac{\rho_w \bar{u}_w^2}{\bar{R}_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o^2}{\bar{R}_o} - \frac{A}{S_i} [(\rho_w - \rho_o)g - \rho_w (\bar{u}_w - \bar{u}_o)^2 C_s \bar{S}_i \left(\frac{1}{\bar{A}_w} + \frac{1}{\bar{A}_o} \right)] \right\} - \frac{1}{\rho^2} \left[\frac{\rho_w \bar{u}_w}{\bar{R}_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o}{\bar{R}_o} \right]^2 < 0, \quad (5)$$

где $C_s = 15,895V_{so} + 0,4211$ – эмпирическая корреляция, полученная автором и характеризующая неустойчивость волнового течения;

$V_{so} = \bar{u}_o \bar{R}_o$ – приведённая скорость нефти;

ρ_w, ρ_o – плотности воды, нефти, на границе раздела фаз, соответственно;

\bar{R}_w, \bar{R}_o – истинные объёмные содержания воды и нефти, соответственно;

\bar{u}_w, \bar{u}_o – действительные скорости воды и нефти, соответственно;

A, \bar{A}_w, \bar{A}_o – площади поперечного сечения трубы, поперечного сечения трубы, заполненной водой, поперечного сечения трубы, заполненной нефтью, соответственно;

\bar{S}_i – периметр на границе раздела фаз;

$\rho = \frac{\rho_w}{R_w} + \frac{\rho_o}{R_o}$; C_v – фазовая скорость возникновения неустойчивости волнового течения;

Нового течения;

$C_{iv} = \frac{\rho_w \bar{u}_w \bar{R}_o + \rho_o \bar{u}_o \bar{R}_w}{\rho_w \bar{R}_o + \rho_o \bar{R}_w}$ – критическая фазовая скорость волнового течения.

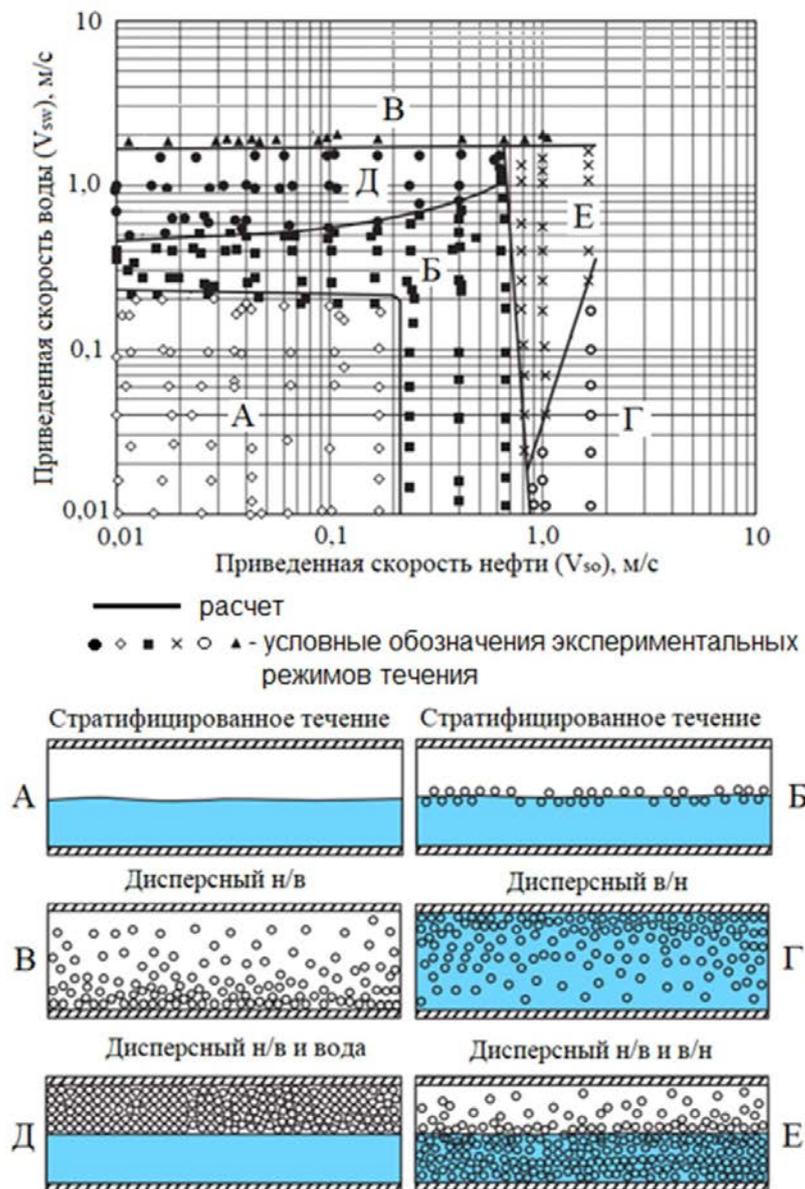


Рисунок 4 – Сопоставление расчётных и экспериментальных границ режимов течения вода-нефть

– разработка критериев для прогнозирования дисперсных режимов течения, основанных на силовом балансе действующих на глобулу нефти или воды сил, с замыканием уравнений полуэмпирическими зависимостями диаметра максимально устойчивой глобулы от обводнённости смеси (Рисунок 4) в виде

$$u_{TV} = \sqrt{\frac{8}{3} \delta \frac{|\rho_c - \rho_d|}{f_c \rho_c} g}, \quad (6)$$

где u_{TV} – критическая скорость на границе режима течения;

δ – максимальный диаметр стабильной глобулы (получен в результате адаптации под экспериментальные данные);

индексы c , d соответствуют непрерывной и разрывной фазам, соответственно;

f_c – коэффициент гидравлического трения.

– разработка выражений для расчёта градиентов давления расслоенных водонефтяных течений:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{4(\tau_i \sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2} - \tau_w (\pi - \arccos(2\bar{h}_w - 1)))}{D[\pi - \arccos(2\bar{h}_w - 1) + (2\bar{h}_w - 1)\sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2}] + \rho_w g \sin \beta}, \quad (7)$$

где $\bar{h}_w = h_w / D$ – относительная толщина слоя воды;

D – диаметр трубы;

τ_w, τ_i – касательные напряжения на стенке трубы и на границе фаз, соответственно;

$$\left. \begin{aligned} \rho_{ow} &= C'_w \rho_w + (1 - C'_w) \rho_o \\ \mu_{ow} &= C'_w \mu_w + (1 - C'_w) \mu_o \end{aligned} \right\} \text{ – для случая, когда верхний слой течения дис-}$$

персный – нефть в воде;

C'_w – объёмное содержание воды в верхнем дисперсном слое течения нефть в воде;

– разработка выражений для расчёта дисперсных водонефтяных структур течения

$$\frac{dP}{dx} = \frac{4\tau_w}{D} + \rho_m g \sin \beta = \frac{0,092 \rho_m V_m^2 \left(\frac{D \rho_m V_m^2}{\mu_c} \right)^{-0,2}}{D} + \rho_m g \sin \beta, \quad (8)$$

где $V_m = V_{sc} + V_{sd}$ – скорость смеси;

$\rho_m = \lambda_d \rho_d + (1 - \lambda_d) \rho_c$ – плотность смеси;

$\lambda_d = \frac{V_{sd}}{V_m}$ – объёмное содержание дисперсной фазы;

индексы:

sc – приведённая для непрерывной жидкости;

sd – приведённая для дискретной жидкости;

d – дискретная жидкость;

c – непрерывная жидкость.

В случае комбинированного дисперсного течения, состоящего из дисперсных слоёв нефти в воде (нижний слой течения) и воды в нефти (верхний слой течения), принималось условие отсутствия проскальзывания между дисперсными слоями. Плотности дисперсных слоев рассчитываются как

$$\rho_{ow} = C'_w \rho_w + (1 - C'_w) \rho_o - \text{плотность слоя нефть/вода};$$

$$\rho_{wo} = C''_w \rho_w + (1 - C''_w) \rho_o - \text{плотность слоя вода/нефть};$$

где $C''_w = \frac{U_{omH}}{U_{omH} + V_{so}}$ – полученное автором выражение для расчёта объёмного

содержания воды в верхнем дисперсном слое течения воды в нефти;

U_{omH} – приведённая скорость воды на границе режима течения дисперсная вода в нефти;

– разработка механистической модели для расчёта продольного градиента температуры для различных структур водонефтяного течения с учётом теплообмена с окружающей средой.

Тестирование и адаптация математической модели водонефтяного течения осуществлялись на основе экспериментальных данных, полученных на разработанной при участии автора лабораторной установке ГС с МГРП. На Рисунке 5 приведено сравнение экспериментальных данных объёмного содержания воды в ГС, полученных на лабораторной установке, с расчётными по предложенной модели водонефтяного течения и расчётными данными, полученными с использованием программного продукта Sharma. Сопоставление результатов расчёта объёмного содержания воды в ГС по предложенной модели водонефтяного течения с экспериментальными данными показало, что расхождение данных не превышает 10%.

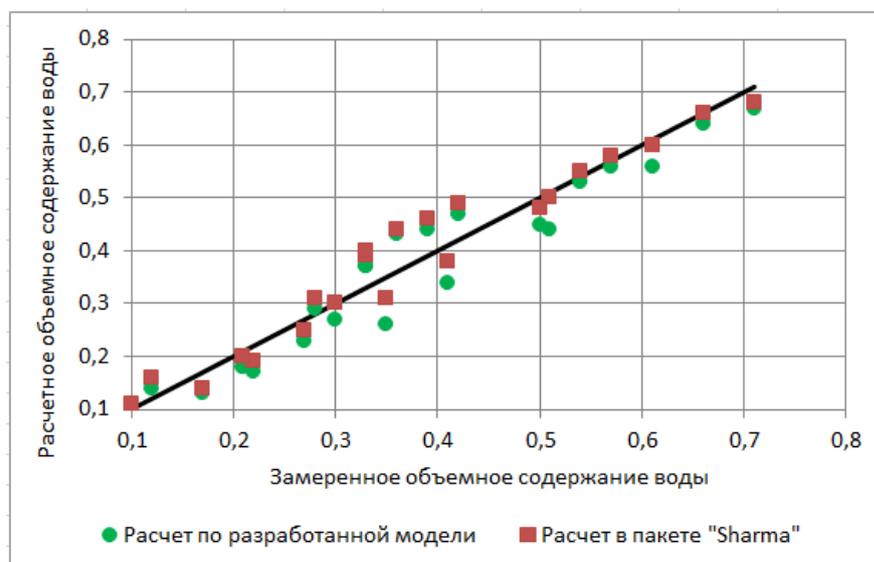


Рисунок 5 – Сопоставление расчёта объёмного содержания воды в ГС с экспериментальными данными, полученными на лабораторной установке

Разработанный автором метод идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины МГРП к стволу ГС по данным распределения давления и температуры был оформлен в виде методического пособия «Интерпретация данных промыслово-геологических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта».

Третья глава посвящена разработке комплекса алгоритмов оперативного мониторинга эксплуатационных параметров УЭЦН.

Разработка алгоритма мониторинга коэффициента естественной сепарации газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации.

Естественная сепарация газа имеет место в области затрубного пространства скважины и осуществляется за счёт эффекта проскальзывания жидкой и газообразной фаз. В настоящее время появились новые конструктивные решения, предназначенные для повышения коэффициента естественной сепарации газа. Одна из таких конструктивных схем основана на принципе забора насосом газожидкостной смеси из области, находящейся ниже уровня перфорации скважины. Суть данного способа сепарации газа заключается в создании на перфорированном участке скважины противотока газа и жидкости. В настоящее время отсутствуют более или менее достоверные методы расчёта коэффициента естественной сепарации газа при реверсивном течении жидкости на перфорированном участке скважины, что объясняется недостатком данных экспериментальных исследований процесса и сложностью математического описания гидродинамической картины течения газожидкостной смеси в области забоя скважины. Данный алгоритм был реализован при разработке программного модуля для систем «Rosneft-WellView» и «Мехфонд».

Автором предлагается корреляция для расчёта коэффициента естественной сепарации E_s для случая отбора флюида ниже уровня перфорации скважины

$$E_s = \frac{V_{sg1} + V_d / C_0}{V_{sg1} + V_{SL2}}, \quad (9)$$

где $V_d = \frac{r_d^2 \left[g(\rho_L - \rho_g) - \frac{dP}{dz} \right]}{54[\mu_0(1-n) + \mu_w n]}$ – скорость дрейфа пузырька газа в неподвижной жидкости;

$h_{пер}$ – расстояние от верхней до нижней границы перфорации;

ρ_L, ρ_g, ρ_m – плотности жидкой, газообразной фаз и газожидкостной смеси, соответственно;

μ_w, μ_o – динамические вязкости воды и нефти, соответственно;

C_0 – коэффициент концентрации пузырьков газа в поперечном сечении трубы;

$$r_d = \frac{0,0762}{71,617(1 - e^{-7,769V_{sg}})} \frac{V_{sg}}{V_{sg} + V_\infty} - \text{размер сепарируемого пузырька газа};$$

$$V_\infty = 1,53 \left[\frac{\sigma(\rho_L - \rho_g)g}{\rho_L^2} \right]^{0,25} - \text{скорость дрейфа пузырька газа при пузырьково-}$$

вом режиме течения газожидкостной смеси;

$$V_{SL2} = \frac{Q_L(1-n)B_0 + Q_L n}{S}; \quad V_{sg1} = \frac{Q_L(1-n)B_0(R_{sb} - R_s)B_g}{S} - \text{приведённые}$$

скорости жидкости и газа, выраженные через дебит скважины в поверхностных условиях;

Q_L – дебит жидкости в поверхностных условиях;

B_0, B_g – объёмные коэффициенты нефти и газа, соответственно;

S – площадь поперечного сечения затрубного пространства;

n – обводнённость продукции.

Для верификации разработанной методики определения коэффициента естественной сепарации газа E_s был проведён численный эксперимент газожидкостного течения в области перфорированного участка кольцевого канала скважины (Рисунок 6).

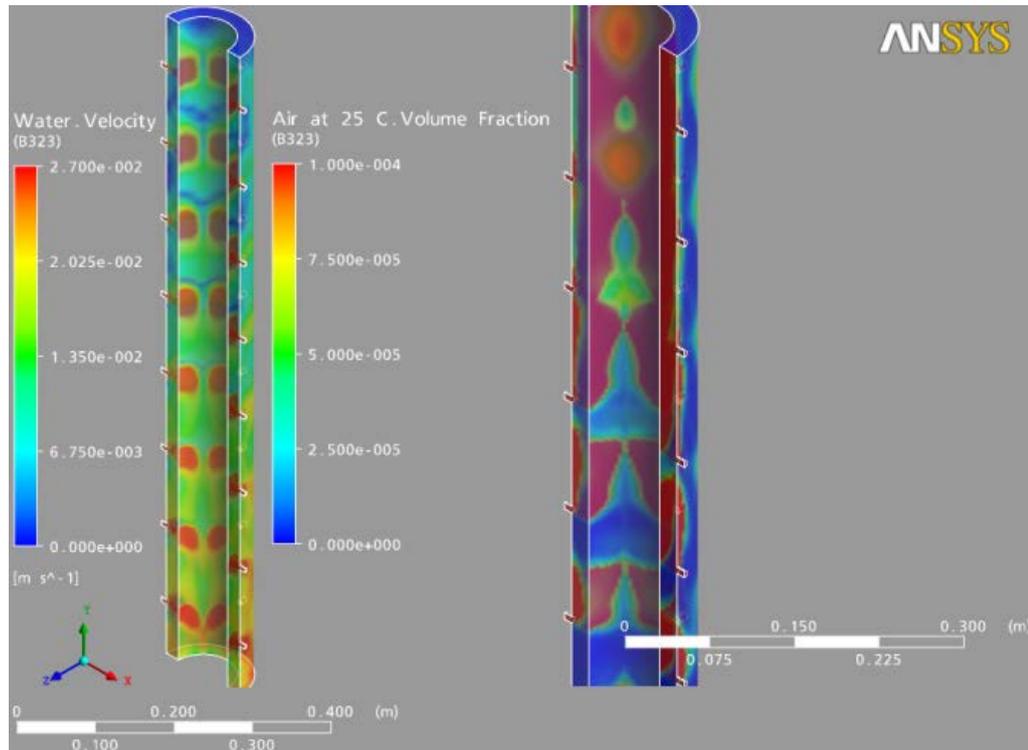


Рисунок 6 – Результаты численного моделирования полей скорости и объёмного содержания газа в кольцевом канале с перфорированной стенкой

Сопоставление результатов расчёта коэффициентов естественной сепарации газа для газожидкостной смеси (вода + воздух), полученных числен-

ным путём в пакете *ANSYS CFX* и аналитическим методом (уравнение 9), показало, что расхождение не превышает 5% (Рисунок 7).

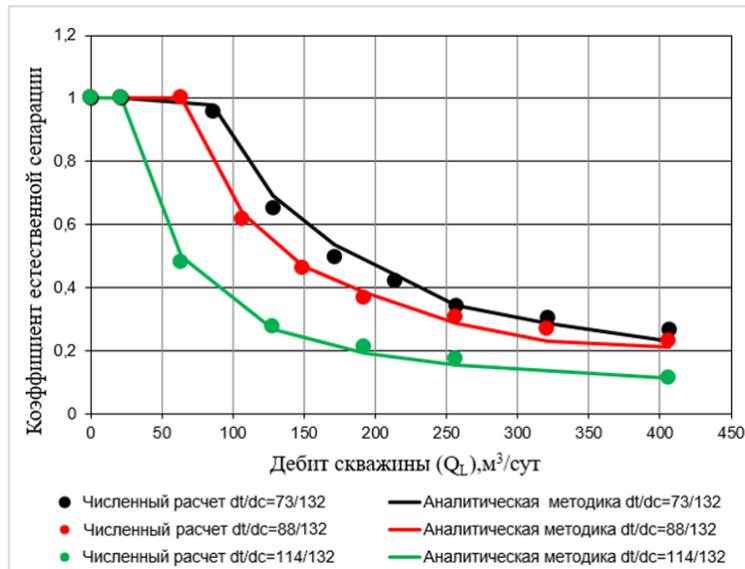


Рисунок 7 – Сопоставление результатов расчёта коэффициентов естественной сепарации газа, полученных численным и аналитическим методами (dt/dc – отношение наружного диаметра НКТ к внутреннему диаметру обсадной колонны)

Разработка алгоритма мониторинга подачи насоса с помощью «виртуального расходомера»

В ряде случаев по техническим причинам замеры подачи УЭЦН отсутствуют, но имеются замеры динамического уровня скважины или замеры давления на приёме УЭЦН, а также известны следующие эксплуатационные параметры скважины: буферное давление $P_{буф}$, давление газа в затрубном пространстве $P_{затр}$, электрические эксплуатационные параметры ПЭД (частота переменного тока $f_{зам}$, сила тока $I_{зам}$ и напряжение $U_{ф, зам}$ питающей электрической сети). Разработанный алгоритм «виртуального» расходомера позволяет используя вышеперечисленные замеры расчётным путём оценить подачу насоса $Q_{ЭЦН}^{расч}$.

Разработанный алгоритм мониторинга подачи насоса основан на выполнении баланса мощностей: потребляемой мощности ЭЦН $N_{потр, ЭЦН, i}$ и полезной мощности ПЭД $N_{пол, ПЭД, i}$ для i -ого момента времени

$$N_{потр, ЭЦН i} = N_{пол, ПЭД i} \quad (10)$$

При наличии замеров для каждого i -ого момента времени динамического уровня с помощью эхолота-автомата $H_{дин i}^{замер1}$ или динамического уровня, полученного в результате замера давления на приёме насоса $P_{ex i}$ в виде

$H_{дин i}^{замер2} = L_{сн} - \frac{P_{вх i} - P_{запр}}{\rho_L g}$, подачу насоса $Q_{ЭЦН}^{расч}$ можно получить из решения неявной корреляции (11)

$$H_{дин i}^{замер2} = \frac{M_i \omega_i \eta(Q_{ЭЦН}^{расч}, f_{зам, i}^*)_i / Q_{ЭЦН}^{расч} + P_{запр} - P_{буф}}{\rho_L g}, \quad (11)$$

где M_i – расчётное значение момента на валу электродвигателя, как функция фазового напряжения и частоты электросети;

ω_i – расчётная угловая скорость вала УЭЦН, как функция силы тока;

$\eta(Q_{ЭЦН}^{расч}, f_{зам, i}^*)_i$ – расчётный коэффициент полезного действия (КПД)

насоса, зависящий от частоты питающей сети $f_{зам, i}^*$ и подачи насоса $Q_{ЭЦН}^{расч}$.

Сопоставление расчётных расходов жидкости в устье скважины по значениям мониторинга динамического уровня и давления на приёме ЭЦН с замеренным расходом АГЗУ, показало, что более достоверными и пригодными для реализации алгоритма «виртуального расходомера» при оценке динамического уровня являются замеры давления на приёме УЭЦН, а не показания эхолота (Рисунок 8).

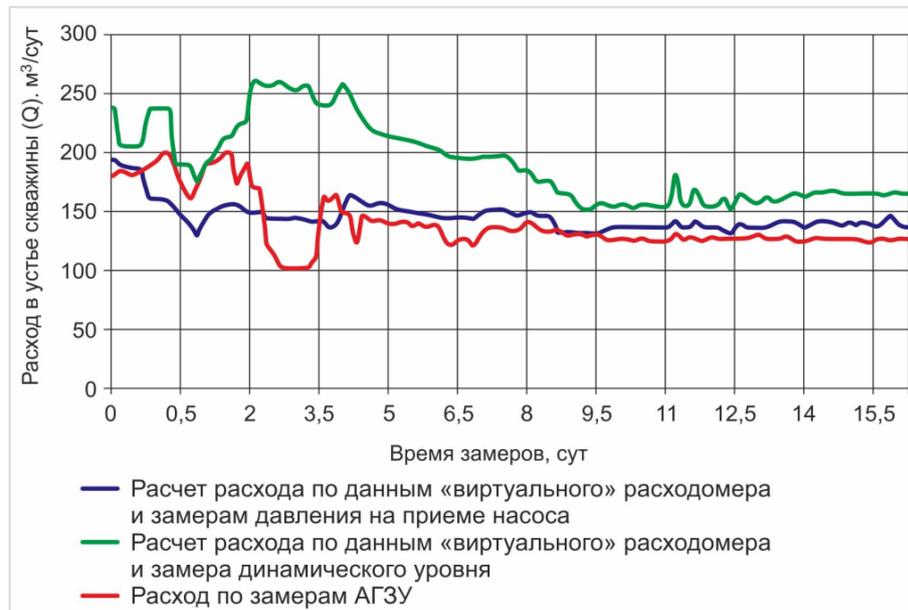


Рисунок 8 – Сопоставление расчётных расходов жидкости в устье скважины по значениям мониторинга динамического уровня и давления на приёме ЭЦН с замеренным расходом по АГЗУ (Барсуковское месторождение, скважина ###, ЭЦН-160, ПЭД80)

Разработанный автором алгоритм «виртуального расходомера» был реализован при разработке программного модуля для системы «Мехфонд».

Разработка алгоритма диагностирования нестабильности работы УЭЦН

В рамках проекта «Разработка методики и программного модуля для системы «Rosneft-WellView» для прогнозирования поведения УЭЦН на основе мониторинга его параметров» был разработан и реализован в программном комплексе «Rosneft-WellView» модуль по прогнозированию поведения УЭЦН, основанный на анализе амплитудно-частотного спектра нейросетевыми методами.

Нейросетевой анализ токовых характеристик погружного электродвигателя УЭЦН позволил условно диагностировать пять режимов работы УЭЦН: штатный режим (нормальный); режим, с влиянием свободного газа в скважинной продукции; периодический режим со срывами подачи; режим с влиянием мехчастиц в скважинной продукции; режим с нестабильным напряжением электросети. Алгоритм диагностирования выполнялся в следующей последовательности:

- распознавание природы нестабильности, вызванной колебаниями параметров электропитания или внешними факторами, такими как наличие газа или мехчастиц;

- выделение по наличию колебания напряжения и амплитуды силы тока из всего временного диапазона сигналов некоторых сегментов, «подозрительных» в отношении нестабильности режимов работы УЭЦН;

- распознавание «подозрительных» сегментов сигнала напряжения и силы тока на соответствие следующим видам нестабильности: влияние свободного газа в скважинной продукции; периодические срывы подачи насоса; «подклинка» ротора насоса; влияние нестабильности электропитания.

Разработка алгоритма прогнозирования давления на приёме УЭЦН при неисправной работе термоманометрической системы

Замеры давления на приёме насоса с помощью термоманометрической системы (ТМС) крайне важны, т.к. позволяют судить о достижении технологического потенциала скважины, рисках остановок по защите от срыва подачи, состоянии скважинного оборудования. Основной проблемой при эксплуатации УЭЦН с ТМС является её относительно невысокая надёжность, в частности, в какой-то момент времени показания датчика давления перестают быть корректными, либо вообще пропадают. Доля неисправных ТМС на работающих скважинах с УЭЦН достигает по разным оценкам от 30 до 50%. На основе нейросетевого анализа предлагается алгоритм восстановления замеров давления на приёме насоса при неисправной работе термоманометрической системы УЭЦН путём машинного обучения по замерам косвенных эксплуатационных показателей работы скважины (частота и сила тока, нагрузка электродвигателя, давления в устье скважины и т.д.).

Четвёртая глава посвящена совершенствованию технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин.

Совершенствование процесса оптимизации энергопотребления в условиях наращивания добычи нефти кустом скважин в условиях ограниченной мощности системы энергоснабжения

При переходе нефтяных месторождений на завершающую стадию разработки дополнительные инвестиции в реконструкцию объектов наземной энергетической инфраструктуры экономически не целесообразны. В данной ситуации требуются иные подходы к наращиванию объёмов добычи нефти без дополнительных затрат электроэнергии. Одним из таких подходов является разработка алгоритмов, которые могут быть использованы в системе интеллектуализации процесса управления добычей нефти в рамках фонда скважин, объединённых единой (кустовой) системой энергоснабжения. Для обеспечения прироста скважинной добычи нефти ограниченным фондом скважин без дополнительных затрат электроэнергии разработан алгоритм позволяющий на основе поступающих данных мониторинга параметров эксплуатации скважин, в режиме онлайн решить оптимизационную задачу по изменению добычи нефти каждой скважиной. Данный алгоритм был реализован при разработке программного модуля для систем «Rosneft-WellView» и «Мехфонд».

Если за эталон потребляемой мощности ЭЦН нефтедобывающей скважины принять его паспортную характеристику $N_{насп.насоса}^i$ и адаптировать её к данным эксперимента за счёт коэффициента деградации мощности насоса $K_{дегр.N}^i$ и поправочного коэффициента $\Delta N_{оборуд}^i$, учитывающего данные мониторинга потребляемой мощности активных сетевых фильтров, станцией управления и частотных преобразователей, выходных фильтров, масляных трансформаторов для погружных насосов и кабелей, тогда выражение для оптимизации энергозатрат скважины будет иметь вид

$$N_{скв}^i = \frac{N_{насп.насоса}^i K_{дегр.N}^i}{\eta_{ПЭД}^i} + \Delta N_{оборуд}^i,$$

где индекс $i = 1 \dots m$ – порядковый номер скважины;

m – количество скважин в кусте;

индекс 0 – параметры i -ой скважины до проведения оптимизации;

$N_{насп.насоса}^i$ – паспортное значение потребляемой ЭЦН мощности;

$\eta_{ПЭД}^i$ – паспортное значение КПД электродвигателя.

Производная от подводимой мощности к i -ой скважине равна

$$\frac{dN_{скв}^i}{dQ_{ж}^i} \approx tg\theta = \frac{\Delta N_{скв}^i}{\Delta Q_{ж}^i} \quad (\text{Рисунок 9}).$$

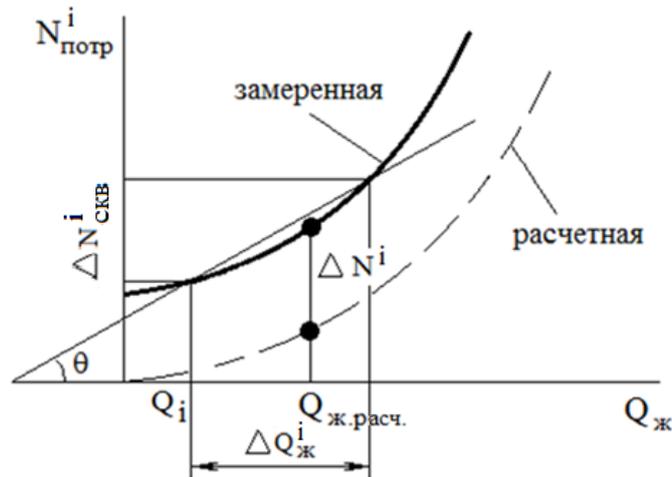


Рисунок 9 – Расчётная и замеренная зависимости подводимой к скважине мощности от объёмного расхода нефти

При возрастании угла θ соответственно увеличивалось отношение $\Delta N_{скв}^i / \Delta Q_{ж}^i$, следовательно, величина $\Delta N_{скв}^i$ возрастала, а $\Delta Q_{ж}^i$ уменьшалась. И наоборот, уменьшение данного отношения приводило к увеличению $\Delta Q_{ж}^i$ и снижению $\Delta N_{скв}^i$. Оптимизация энергозатрат в условиях ограниченной суммарной потребляемой мощности осуществлялась следующим образом: форсировалась добыча нефти из скважин, у которых оптимизационная кривая $N_{скв}^i = f(Q_{ж}^i)$ имеет более пологий характер; ограничивалась добыча скважин с более крутой зависимостью потребляемой скважиной мощности от дебита нефти.

Предложенный алгоритм был апробирован на одном из месторождений Западной Сибири для оптимизации работы 28 скважин, объединённых одной подсистемой энергопотребления на уровне куста скважин. По результатам оптимизации было рекомендовано на 15 скважинах повысить частоту питающей электросети до расчётной величины, а на 13 скважинах снизить. В результате реализации рекомендаций по оптимизации добыча нефти должна возрасти на 19,62 т/сут. Умеренный эффект прироста добычи нефти объясняется наличием индивидуальных скважинных систем оптимизации режима работы УЭЦН, включая параметры энергоэффективности, обеспечивавших эксплуатацию скважин в рассмотренной группе до проведения оптимизации вблизи границы максимально эффективного допустимого дебита нефти, но даже в этих условиях разработанная методика позволила в результате решения групповой оптимизационной задачи получить положительный эффект по добыче нефти.

Совершенствование процесса вывода нефтяных скважин на плановый режим эксплуатации без измерений расхода жидкости и динамического уровня

Процедура вывода на режим нефтяных скважин, оснащённых УЭЦН, строго регламентируется нормативными документами и требует периодиче-

ского мониторинга величины притока жидкости из пласта, необходимой для охлаждения погружного электродвигателя. Оценка температурного режима электродвигателя может осуществляться либо с помощью датчиков ТМС на корпусе ПЭД, либо, при их отсутствии, по косвенным измерениям: эхолотом-автоматом изменения уровня жидкости за заданный промежуток времени в затрубном пространстве; дебита скважины по данным АГЗУ.

В этом случае приток жидкости из пласта, идущий на охлаждение ПЭД, будет определяться как разность расхода по данным АГЗУ и расхода в затрубном пространстве. При освоении скважин после бурения, текущего или капитального ремонта, возможны ситуации отсутствия измерительных устройств АГЗУ или эхолота. В этом случае отсутствие измерительных устройств компенсируется виртуальными замерами АГЗУ и эхолота-автомата. Алгоритм вывода скважин на режим был реализован при разработке программного модуля для системы «Мехфонд».

Если при выводе скважины на режим имеются замеры динамического уровня или давления на приёме насоса и отсутствуют показания АГЗУ, то их можно заменить расчётным значением, полученным из зависимости (12)

$$H_{дин i}^{замер2} = \frac{M_i \omega_i \eta (Q_{АГЗУ}^{расч}, f_i^*)_i / Q_{АГЗУ}^{расч} + P_{затр} - P_{буф}}{\rho_L g}, \quad (12)$$

если имеются замеры АГЗУ и отсутствуют данные об изменении уровня жидкости в затрубном пространстве, то

$$H_{дин i}^{расч} = \frac{M_i \omega_i \eta (Q_{АГЗУ}^{замер}, f_i^*)_i / Q_{АГЗУ}^{замер} + P_{затр} - P_{буф}}{\rho_L g}, \quad (13)$$

где индекс i – шаг по времени;

$H_{дин i}^{замер1}$ – динамический уровень, замеренный с помощью эхолота-автомата;

$$H_{дин i}^{замер2} = L_{сн} - \frac{P_{вх i} - P_{затр}}{\rho_L g} - \text{динамический уровень, полученный в результате замера давления на приёме насоса } P_{вх i};$$

$P_{затр}, P_{буф}$ – затрубное и буферное давления;

$\eta (Q_{АГЗУ}^{замер}, f_i^*)_i$ – КПД насоса по данным замеров АГЗУ;

M_i – момент на валу электродвигателя, как функция фазового напряжения и частоты электросети;

ω_i – угловая скорость вала УЭЦН, как функция силы тока;

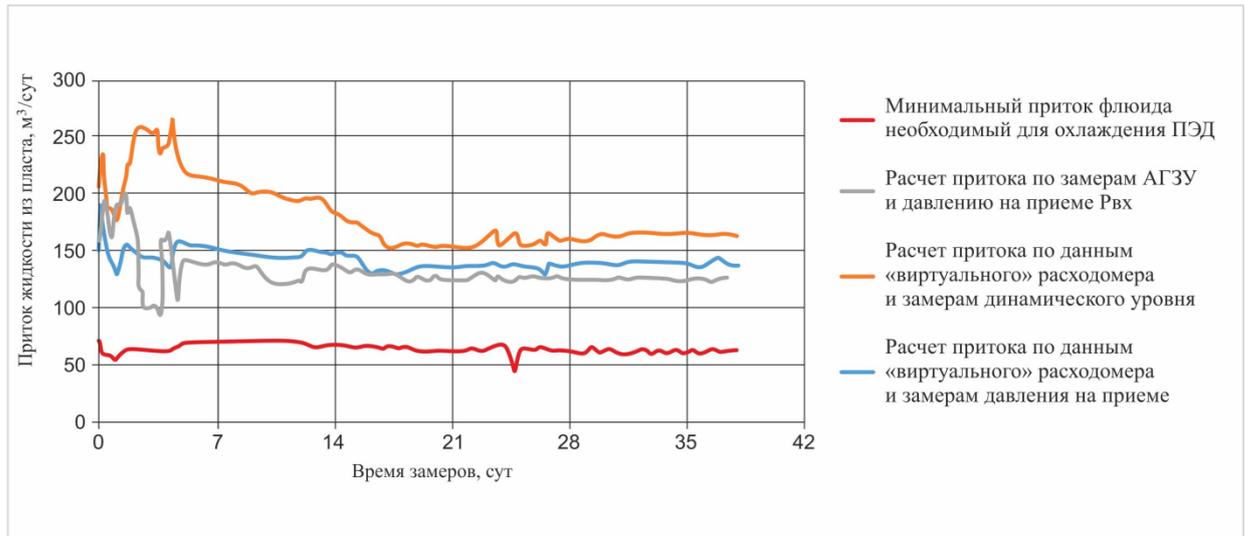
ρ_L – плотность жидкой фазы.

Величину притока жидкости из пласта в обоих случаях определяем как

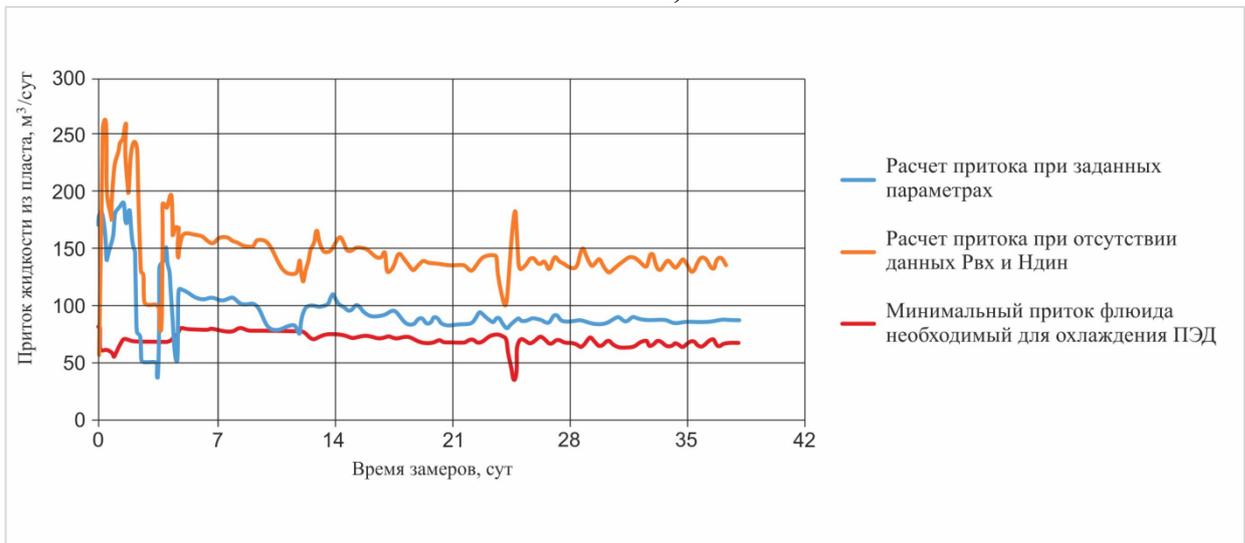
$$Q_{пл} = Q_{АГЗУ}^{расч} - A_c \frac{H_{дин i+1}^{замер2} - H_{дин i}^{замер2}}{t_{i+1} - t_i} \text{ или } Q_{пл} = Q_{АГЗУ}^{замер} - A_c \frac{H_{дин i+1}^{расч} - H_{дин i}^{расч}}{t_{i+1} - t_i}. \quad (14)$$

На Рисунке 10 приведены расчёты допустимого притока жидкости из пласта для двух случаев – при отсутствии данных АГЗУ и отсутствии замеров динамического уровня.

Из приведённых на Рисунке 10 данных следует, что из-за низкой точности замеров изменения динамического уровня эхолотом-автоматом в промышленных условиях рекомендуется в качестве исходных данных для алгоритма «виртуального» расходомера использовать замеры давления на приёме насоса.



а)



б)

Рисунок 10 – Расчёт притока жидкости из пласта с учётом замеренных показаний АГЗУ и без данных динамического уровня (а) и с учётом замеренного динамического уровня скважины и без данных АГЗУ (б) (Барсуковское месторождение, скважина ###, ЭЦН-160, ПЭД80)

Пятая глава посвящена совершенствованию гидродинамических моделей многофазных течений для повышения достоверности расчёта давления,

температуры и структуры газоводонефтяных потоков в промышленных трубопроводах.

Разработка методов моделирования газожидкостного течения в поверхностных трубопроводах рельефного типа

Реальный профиль трубопроводной системы месторождения повторяет профиль рельефа местности, поэтому его иногда называют рельефным профилем («*hilly-terrain*»). Такой трубопровод состоит из ряда чередующихся горизонтальных, восходящих и нисходящих участков. Хотя методы гидравлического расчёта газожидкостной смеси на горизонтальных и наклонных прямолинейных участках трубы хорошо известны, при этом практически отсутствует понимание того – в какой степени, и когда необходимо учитывать влияние на характеристики и структуру потока в прямолинейных участках граничных условий в местах их соединения между собой (в зоне изменения угла наклона трубы). Недостовверное прогнозирование структуры течения может внести существенную погрешность в конструктивные параметры при проектировании объектов поверхностного обустройства и в решение оптимизационных задач управления процессом транспортировки углеводородов. Алгоритмы виртуального мониторинга давления в устье скважины, не учитывающие влияния эффектов рельефности на стабильность газожидкостного течения в трубопроводной системе нефтесбора, не способны обеспечить качественную управляемость притоком жидкости из пласта.

Учёт влияния эффектов рельефности на многофазное течение состоит в том, что уравнения неразрывности и количества движения уточняются за счёт добавления производных объёмного содержания жидкости и длины жидкостной плёнки по продольной координате.

Тогда уравнения неразрывности для пробковой структуры течения на V-образном участке трубопровода (Рисунок 11) примут вид:

– для жидкостной плёнки

$$l_F \frac{dH_{LF}}{dL} = \frac{H_{LS}(v_t - v_S) - H_{LF}(v_t - v_F)}{v_t} + \frac{l_S(H_{LS} - H_{LF})}{l_U} \frac{dl_U}{dL};$$

$$l_U V_{SL} = H_{LS} l_S v_S + H_{LF} l_F v_F; \quad (15)$$

– для газа в пузырьке Тейлора

$$-l_F \frac{dH_{LF}}{dL} = \frac{(1 - H_{LS})(v_t - v_S) - (1 - H_{LF})(v_t - v_C)}{v_t} + \frac{l_S(H_{LF} - H_{LS})}{l_U} \frac{dl_U}{dL};$$

$$l_U V_{Sg} = (1 - H_{LS}) l_S v_S + (1 - H_{LF}) l_F v_C, \quad (16)$$

где v_t, v_S, v_F, v_C – скорости дрейфа пузырька Тейлора, газожидкостной смеси, жидкости в жидкостной плёнке, газа в пузырьке Тейлора, соответственно;

H_{LF}, H_{LS} – действительные объёмные содержания жидкости в жидкостной плёнке и жидкостной пробке, соответственно;

l_F, l_S – длина жидкостной плёнки и жидкостной пробки, соответственно;

L – продольная координата;

V_{SL}, V_{Sg} – приведённые скорости жидкости и газа, соответственно.

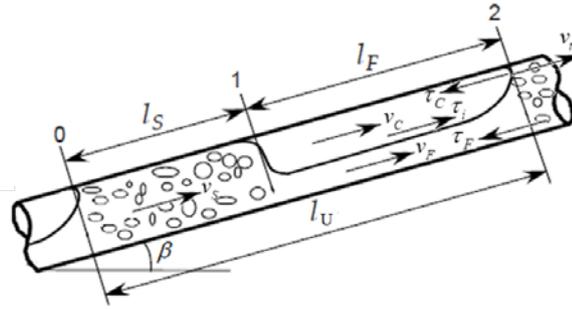


Рисунок 11 – Расчётная схема, включающая в себя жидкостную пробку длиной l_s , пузырёк Тейлора и жидкостную плёнку длиной l_F

Уравнение сохранения количества движения с учётом изменения длины жидкостной плёнки вдоль продольной координаты можно получить в виде:

$$\frac{v_t \left(\frac{\rho_L V_{SL}}{H_{LF}} - \frac{\rho_g V_{Sg}}{(1-H_{LF})} \right) dl_U}{l_F \left(\frac{\rho_L [H_{LS}(v_t - v_S)v_S - H_{LF}(v_t - v_F)v_F]}{H_{LF} l_F} - \frac{\rho_g [(1-H_{LS})(v_t - v_S)v_S - (1-H_{LF})(v_t - v_C)v_C]}{(1-H_{LF}) l_F} - \frac{\tau_F S_F - \tau_i S_i + \tau_i S_i + \tau_C S_C}{H_{LF} A} + \frac{\tau_i S_i + \tau_C S_C}{(1-H_{LF}) A} \right) dL} = \frac{\rho_L [H_{LS}(v_t - v_S)v_S - H_{LF}(v_t - v_F)v_F]}{H_{LF} l_F} - \frac{\rho_g [(1-H_{LS})(v_t - v_S)v_S - (1-H_{LF})(v_t - v_C)v_C]}{(1-H_{LF}) l_F} - \frac{\tau_F S_F - \tau_i S_i + \tau_i S_i + \tau_C S_C}{H_{LF} A} + \frac{\tau_i S_i + \tau_C S_C}{(1-H_{LF}) A} - (\rho_L - \rho_g) g \sin \beta, \quad (17)$$

где ρ_L, ρ_g – плотности жидкости и газа, соответственно;

$l_U = l_F + l_s$; v_C определяется из уравнения $v_S = H_{LF} v_F + (1 - H_{LF}) v_C$;

β – угол наклона трубы;

A – площадь поперечного сечения трубы.

Из замыкающих уравнений получаем следующие параметры: τ_F, τ_C, τ_i – касательные напряжения на границе жидкость-стенка, газ-стенка, жидкость-газ, соответственно; S_F, S_C, S_i – периметры соприкосновения жидкость-стенка, жидкость-газ, соответственно.

На Рисунке 12 приведено сравнение экспериментальных и расчётных значений концентрации жидкостных пробок на нисходящих и восходящих участках V-образного трубопровода, полученных по предложенной методике.

Автором была предпринята попытка связать качественное поведение структуры газожидкостного потока в нисходящей секции и в нижнем изгибе трубы с картой установившихся режимов потока Taitel and Dukler в прямолинейном трубопроводе. Эффект рельефности на V-образном участке трубы при низких значениях приведённых скоростей жидкости и газа способен вызвать полную диссипацию пробковой структуры течения в нисходящей секции трубы с инициированием и ростом пробки в нижнем изгибе трубы. Течение, при котором не наблюдается диссипация пробок на участках спуска и не происходит роста пробок на участке изгиба трубы, имеет место при высокой приведённой скорости жидкости и низкой скорости газа. Структуры течения с частичной диссипацией жидкостных пробок на нисходящих участках V-

образной трубы, а также с инициированием роста жидкостной пробки в нижнем изгибе рельефного трубопровода не прогнозируются по известным стационарным методикам Taitel and Dukler для нисходящего течения, но могут быть получены в результате моделирования многофазного развивающегося пробкового течения.

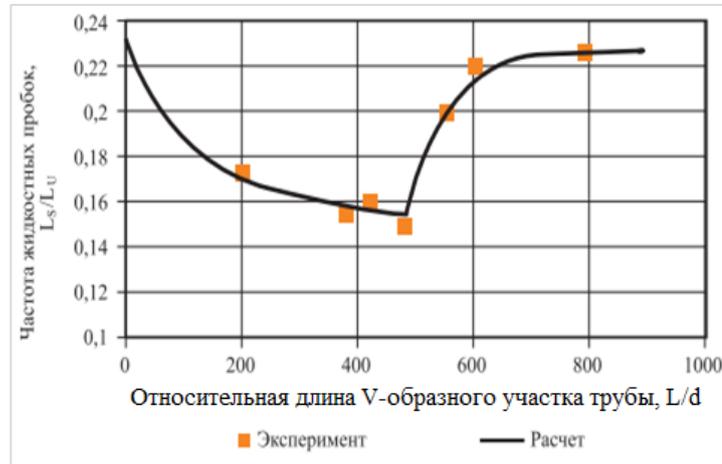


Рисунок 12 – Сравнение расчётных и экспериментальных значений относительной длины жидкостных пробок на нисходящем и восходящем участках V-образной трубы

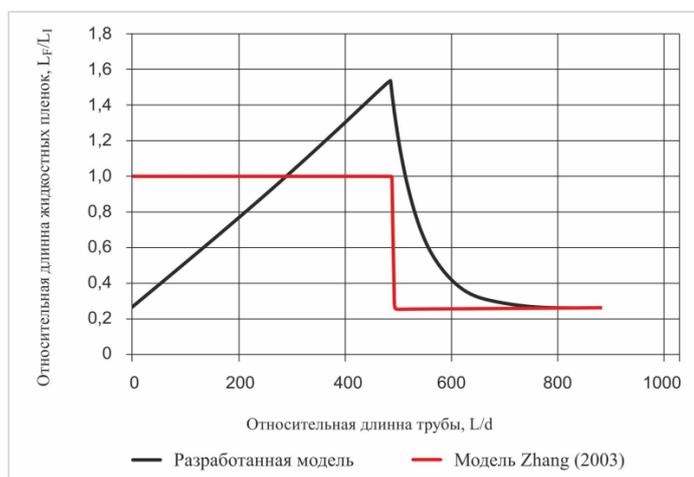
Разработана методика, позволяющая прогнозировать структуру газожидкостного течения с учётом влияния эффектов рельефности на процесс рассеивания и генерирования жидкостных пробок, а также осуществлять гидравлический расчёт параметров и характеристик газожидкостного потока на V-образных участках рельефных трубопроводов.

Прогнозирование режимов течения с помощью разработанной модели многофазного стратифицировано-волнового течения в трубопроводах рельефного типа показало, что на нисходящем участке трубы должна реализовываться стратифицированная структура потока, а на восходящем – пробковая.

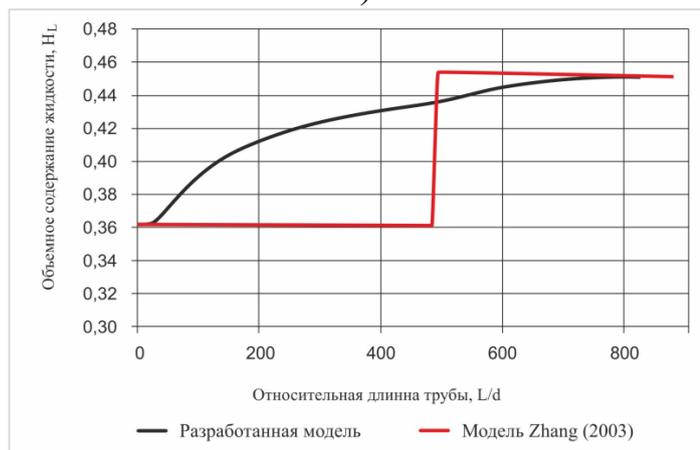
Анализ расчётов по разработанной модели для развивающегося пробкового течения показал, что на начальном участке нисходящего трубопровода, где относительная длина жидкостных плёнок меньше единицы ($L_F/L_I < 1$, где L_I – длина нисходящего участка трубопровода), реализуется пробковый режим течения, а ниже по течению, где $L_F/L_I > 1$, жидкостные пробки рассеиваются (Рисунок 13).

Расчётные зависимости, полученные для области V-образного изгиба трубопровода, показали, что согласно газожидкостной модели для линейных трубопроводов, длина жидкостной плёнки, объёмное содержание жидкости и градиент давления от трения в области изгиба трубы изменяются скачком, что противоречит принципам неразрывности течения. В то же время, расчёты тех же зависимостей, полученные с помощью разработанной модели развивающегося пробкового течения, показали плавное изменение параметров в области изгиба, с существенным удлинением длины жидкостной плёнки и

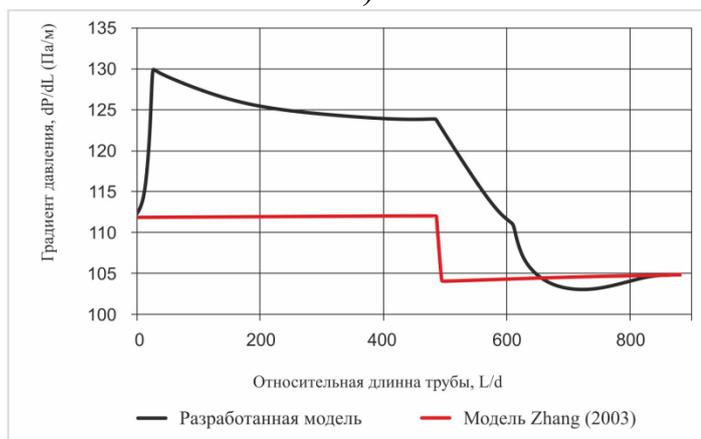
повышением объёмного содержания жидкости, что согласуется с процессом инициирования роста жидкостной пробки в области изгиба. Помимо этого, процесс инициирования роста жидкостной пробки в области изгиба должен сопровождаться повышением гидравлических потерь давления на трение, что подтверждает расчётная зависимость градиента давления, полученная по разработанной модели (Рисунок 13).



а)



б)



в)

Рисунок 13 – Сопоставление расчётных данных, полученных по разработанной модели для развивающегося пробкового течения и для газожидкостной модели, применительно к линейным участкам трубопровода

Совершенствование методов моделирования газожидкостных течений ПНГ с малым объёмным содержанием жидкой фазы

Методики расчёта газожидкостных течений с низким объёмным содержанием жидкости, крайне необходимые для проектирования и оптимизации работы газовой системы промысла и способные оценить влияние конденсируемых лёгких углеводородов в газопроводе на гидравлические потери давления, в настоящее время отсутствуют. Известные методы расчёта, разработанные для газожидкостных течений с высоким объёмным содержанием жидкости (модель Beggs&Brill), не позволяют обеспечить необходимую для решения инженерных задач точность. На Рисунке 14 приведено сопоставление расчётных данных, полученных по газожидкостной модели с использованием разработанных корреляций (18), (19), по модели Beggs & Brill, и экспериментальных данных градиентов давления и объёмного содержания жидкости в потоке.

Совершенствование гидродинамической модели для течений в промысловых трубопроводах ПНГ с малым объёмным содержанием жидкой фазы осуществлялось путём модификации эмпирических цифровых коэффициентов:

– корреляции объёмного содержания жидкости в каплях, оторванных газовым ядром течения из жидкостной плёнки, путём её адаптации для газожидкостных течений с низким объёмным содержанием жидкости

$$\frac{F_E}{1-F_E} = 0,0001 We_{SG}^{1,8} Fr_{SG}^{0,92} Re_{SL}^{0,7} Re_{SG}^{-1,24} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{0,38} \left(\frac{\mu_L}{\mu_g} \right)^{0,97}, \quad (18)$$

где $We_{SG} = \frac{\rho_g V_{Sg}^2 D}{\sigma_L}$ – число Вебера;

$$Fr_{SG} = \frac{\sqrt{gD}}{V_{Sg}} \text{ – число Фруда;}$$

$$Re_{SL} = \frac{\rho_L V_{SL} D}{\mu_L} \text{ – число Рейнольдса для жидкой фазы;}$$

$$Re_{SG} = \frac{\rho_g V_{Sg} D}{\mu_g} \text{ – число Рейнольдса для газообразной фазы;}$$

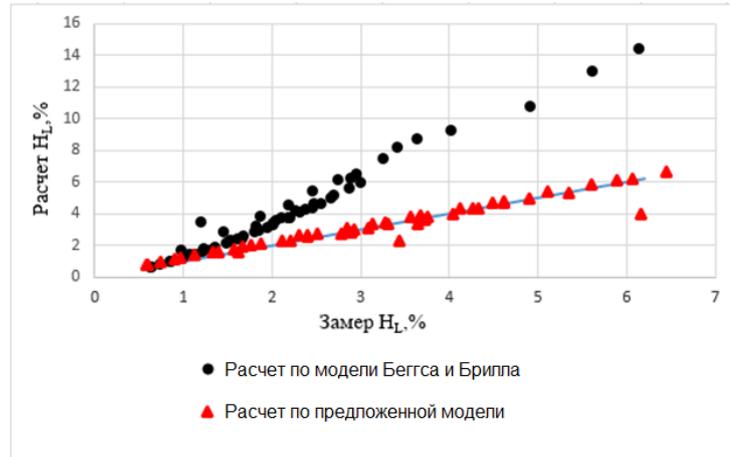
– выражения для расчёта коэффициента гидравлического трения на границе раздела фаз f_i в виде

$$f_i = f_G \left[1 + 15 \left(\frac{h_F}{D} \right)^{0,9} \left(\frac{V_{Sg}}{V_{Sg,C}} - 1 \right)^{1,5} \right] \text{ для } V_{Sg} > V_{Sg,C}; \quad f_i = f_G \text{ для } V_{Sg} \leq V_{Sg,C}, \quad (19)$$

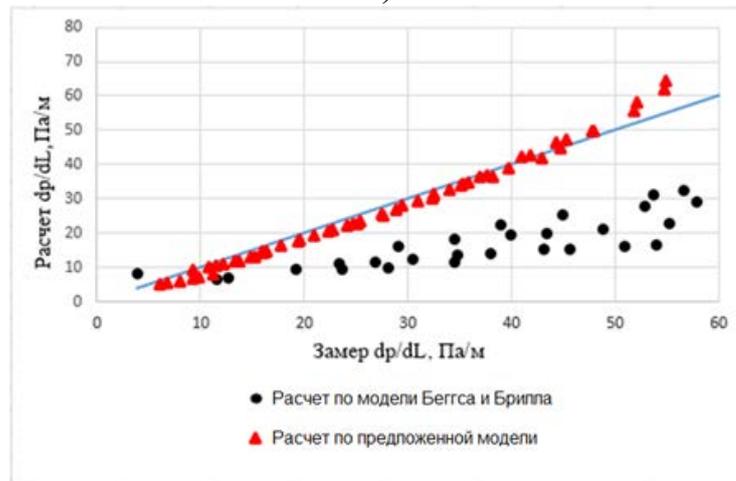
где критическая приведённая скорость газа $V_{Sg,C} = 5 \sqrt{\frac{\rho_{air,sc}}{\rho_g}}$;

толщина жидкостной плёнки определяется как $h_F = \frac{2A_L}{S_F + S_i}$;

A_L – площадь поперечного сечения трубы, заполненная жидкостью.



а)



б)

Рисунок 14 – Сопоставление экспериментальных данных с расчётными по модели Beggs&Brill и модели с использованием корреляций (18) и (19), разработанных автором для многофазного течения с малым объёмным содержанием жидкости: а) объёмного содержания жидкости; б) градиента давления от потерь на трение ($V_{SL} = 0,0052 - 0,05$ м/с; $V_{Sg} = 7,7 - 21,2$ м/с; $\rho_L = 950$ кг/м³; $\rho_g = 1,22$ кг/м³; $d = 0,1496$ м)

Разработка гидродинамических критериев потери устойчивости застойных жидкостных пробок при транспортировке ПНГ на рельефных участках промысловых трубопроводов

На V-образных участках рельефных трубопроводов транспортировки ПНГ на ГПЗ возможно образование застойных конденсатных пробок. В данном разделе предлагается метод определения условий, при которых застой-

ные жидкостные пробки на V-образных участках трубопровода теряют устойчивость.

Метод прогнозирования застойной жидкостной пробки на V-образном участке трубопровода основан на принципах устойчивости на границе жидкость-газ, предложенных Кельвином и Гельмгольцем для определения условия перехода к пробковому режиму течения на восходящем участке трубопровода. Данный подход позволяет определить значение скорости газа, при которой застойная жидкостная зона на V-образном участке трубопровода деградирует, превращаясь в жидкостную пробку, увлекаемую на восходящем участке трубопровода потоком газа. На Рисунке 15 представлена расчётная схема волнообразования на V-образном участке трубопровода.

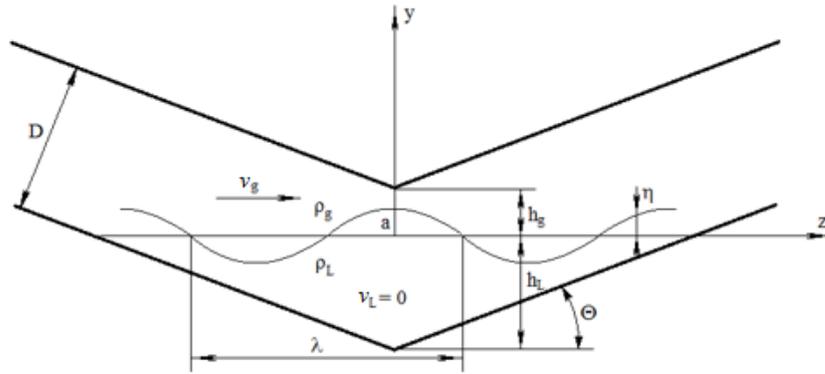


Рисунок 15 – Расчётная схема течения на V-образном участке трубопровода

При составлении математической модели считали, что при безвихревом, стратифицированном течении в V-образном канале граница жидкость-газ проходит вдоль оси Z. При этом выражение для расчёта фазовой скорости поверхностной волны c имеет вид

$$c = \frac{\rho_L v_L I_L + \rho_g v_g I_g}{\rho_L I_L + \rho_g I_g} \pm \sqrt{\frac{1}{\rho_L I_L + \rho_g I_g} \left[k \sigma_L + \frac{g}{k} (\rho_L - \rho_g) - \frac{\rho_L I_L \rho_g I_g}{\rho_L I_L + \rho_g I_g} (v_g - v_L)^2 \right]}, \quad (20)$$

где k – волновой вектор волны;

h_L, h_g – толщина слоя жидкости и газа, соответственно;

$I_L = \coth kh_L$ и $I_g = \coth kh_g$;

v_L, v_g – скорость жидкости и газа, соответственно;

σ_L – коэффициент поверхностного натяжения.

Волна на границе фаз становится неустойчивой, когда подкоренное выражение (20) отрицательно. Иными словами, для рассмотренной на Рисунке 15 схемы течения газа при наличии стационарной жидкостной пробки, (при $v_L = 0$), волна теряет устойчивость, т.е. переходит к пробковому режиму течения, когда выполняется неравенство

$$v_g^2 \geq K' \frac{\rho_L I_L + \rho_g I_g}{\rho_L I_L \rho_g I_g} \left[k \sigma_L + \frac{g}{k} (\rho_L - \rho_g) \right], \quad (21)$$

где $K' = 65h_g$ – полученный автором коэффициент, учитывающий влияние эффекта сжатия и расширения потока газа в расчётном сечении V-образного участка трубы.

На Рисунке 16 приведено сопоставление расчётных данных по полученному критерию потери устойчивости стационарной жидкостной пробки с экспериментальными данными.

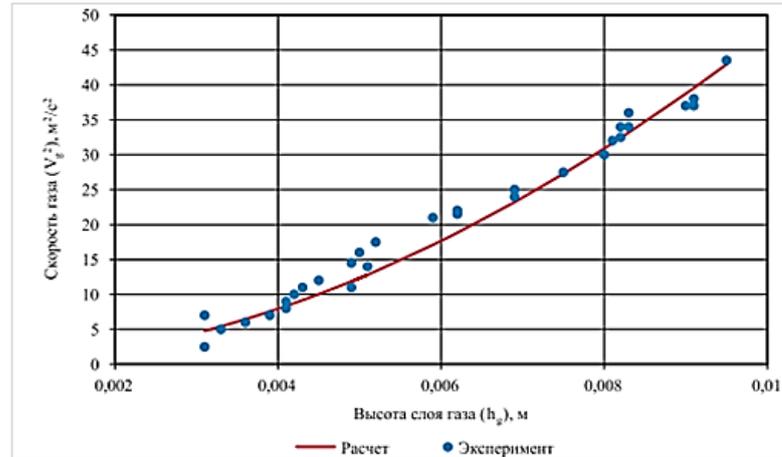


Рисунок 16 – Сопоставление расчётной и экспериментальной границ потери устойчивости волнового течения в узком сечении V-образного участка трубы (использованы данные эксперимента для трубы диаметром 20 мм и углом наклона V-образных участков $\beta = 3^\circ$)

Разработка алгоритма повышения эффективности предварительного отбора воды из системы нефтесбора

Перекачивание по промышленным трубопроводам месторождения десятков тысяч кубометров скважинной продукции, более чем на половину состоящей из воды, сопряжено со значительными затратами электроэнергии и моторесурса насосных агрегатов на дожимных насосных станциях (ДНС), а также с увеличением скорости коррозионного износа трубопроводов от агрессивного воздействия воды. В ряде регионов Западной Сибири (Юганском, Правдинском, Приобском и др.) проблемы по снижению затрат электроэнергии на объектах предварительной подготовки нефти решаются путём ввода в эксплуатацию путевых трубных водоотделителей (ПТВО).

Другой, не менее важной проблемой освоения месторождений Западно-Сибирского региона, является то, что увеличение обводнённости привело к росту температуры скважинной продукции, поступающей на ДНС. Так, на большинстве ДНС Мамонтовского месторождения на сегодняшний день температура скважинной продукции, поступающей на первую ступень сепарации, достигает 60–70 °С, что существенно превышает регламентные условия сепарации ПНГ. Такое нарушение температурного регламента сепарации

ПНГ сопряжено с потерями товарной нефти из-за отбора из скважинной продукции, вместе с газом, испаряющихся лёгких фракций жидких углеводородов. Предварительный отбор подтоварной воды из трубопроводной системы нефтесбора месторождения позволяет снизить скорость транспортировки флюидов и, тем самым, повысить интенсивность их естественного теплообмена с окружающей средой.

В данном разделе автором предлагается разработка расчётных алгоритмов прогнозирования структуры газоводонефтяного течения для осуществления мониторинга параметров и управления температурным режимом промышленной трубопроводной системы, позволяющих осуществлять выбор участков трубопроводной сети, наиболее пригодных для установки ПТВО с отбором объёмов подтоварной воды до 90%. Разработка технологии предварительного отбора воды из промышленной трубопроводной сети требует системного подхода, т.к. эффективность отделения воды от нефти определяется не только процессами в самом ПТВО, но и предварительной подготовкой смеси вода-нефть-газ в подводящем трубопроводе за счёт создания расслоенной структуры течения.

Для удобства моделирования система нефтесбора условно разбивается на участки трубопроводов с одинаковым проходным сечением. На Рисунке 17 приведена принципиальная схема трубопроводной системы нефтесбора одного из месторождений Западной Сибири, обеспечивающая транспортировку скважинной продукции на ДНС.

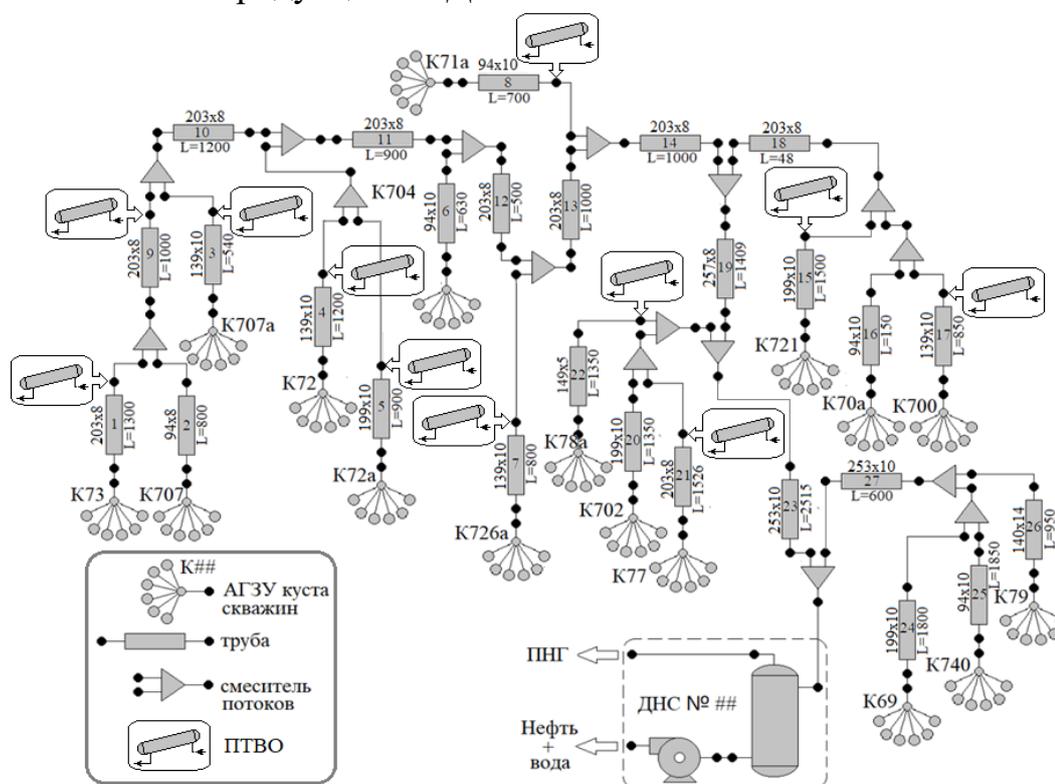


Рисунок 17 – Принципиальная схема трубопроводной системы нефтесбора одного из месторождений Западной Сибири

Разработанный алгоритм управления температурным режимом промысловой системы, помимо математической модели многофазного течения в трубопроводах для виртуального способа мониторинга давлений и температур, включает в себя:

- корреляции для прогнозирования структур течения газоводонефтяной смеси;
- корреляции для расчёта теплообмена трёхслойных структур течения фазы вода-нефть-газ с окружающей средой;
- уравнения термодинамического баланса для прогнозирования прироста объёмов товарной нефти за счёт снижения летучести фракции лёгких углеводородов.

Расчётный анализ структуры течения газоводонефтяной смеси в промысловом трубопроводе, показанном на Рисунке 17, показал, что на участках трубопровода 1, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 15, 17, 22, 23 реализуются расслоенные режимы течения жидкость-газ и вода-нефть. Если выполнять рекомендации по установке ПТВО на выбранных участках трубопровода, то возможен следующий эффект от применения предложенного алгоритма управления температурным режимом на одной из промысловых систем Мамонтовского месторождения:

- возможность снижения температуры скважинной продукции перед ДНС от $T_{\text{ДНС}} = 66,1 \text{ }^\circ\text{C}$ до $T_{\text{ДНС}} = 56,7 \text{ }^\circ\text{C}$ в зимний период времени (при температуре воздуха $T_{\text{вн}} = -20 \text{ }^\circ\text{C}$) и от $T_{\text{ДНС}} = 68,8 \text{ }^\circ\text{C}$ до $T_{\text{ДНС}} = 62,9 \text{ }^\circ\text{C}$ в летний период (при температуре воздуха $T_{\text{вн}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$);
- обеспечение прироста товарной нефти за счёт снижения температуры на $\Delta Q_o = 25 \text{ т/сут}$ в зимний период времени, и на $\Delta Q_o = 16 \text{ т/сут}$ в летний период эксплуатации трубопроводной системы.

Газожидкостные течения в трубопроводных системах при транспортировке ПНГ после горячей сепарации нефти ($40\text{--}70 \text{ }^\circ\text{C}$) от ДНС на ГПЗ обычно характеризуются малым объёмным содержанием жидкой фазы.

В шестой главе представлена разработка алгоритма оценки эффективности эксплуатации механизированного фонда малодебитных скважин нефтяных месторождений.

Интегрированная нестационарная модель «пласт-скважина-УЭЦН», позволяющая оптимизировать продолжительность периодов откачки и накопления пластового флюида в стволе скважины

При эксплуатации насосного оборудования скважины могут возникнуть ситуации, при которых возможно снижение притока жидкости из пласта. В этом случае ЭЦН начинает работать в неоптимальном режиме и скважину переводят в периодический режим эксплуатации.

Представленная автором нестационарная модель «пласт-скважина-УЭЦН» позволяет осуществить автоматический расчёт параметров периодического режима эксплуатации (время откачки/накопления) для группы скважин. Метод оптимизации эксплуатации скважины следующий – вначале осуществляется моделирование фактического периодического режима рабо-

ты УЭЦН и прогнозного режима, а затем, если оказывается, что прогнозный режим (по критериям прироста дебита или сокращения энергозатрат) лучше, чем фактический, то предлагается корректировка периодического режима. В основу метода оптимизации условий эксплуатации скважин положена разработанная автором интегрированная математическая модель системы пласт-скважина-УЭЦН.

Разработанная автором интегрированная модель «пласт-скважина-УЭЦН» включает в себя нестационарные математические модели притока жидкости из пласта и многофазного потока в трубных элементах скважины, а также модель УЭЦН. Существующие модели притока жидкости из пласта описывают процесс изменения параметров с дискретностью более суток. Однако для таких процессов, как вывод скважин на режим и периодический режим эксплуатации, необходимая дискретность изменения параметров составляет от нескольких секунд, до нескольких часов. Для решения проблемы необходима нестационарная математическая модель притока жидкости из пласта. При моделировании притока из пласта решаются две задачи. Одна из них – нестационарная однофазная фильтрация жидкости в пласте, решалась методом источников. При этом были приняты допущения, что задача нестационарна по давлению, двумерна по пространству, флюид однофазный, пласт изотропный, все трещины (горизонтальные стволы) и границы (контур питания) заменяются на эквивалентные системы точечных источников. Другая задача фильтрации жидкости в трещине ГРП решается как фильтрация Дарси на геометрическом графе. При этом рассматривалось стационарное течение в трещине по закону Дарси, при течении в ГС потери давления не учитывались, все линейные элементы разбивались на сегменты, образуя в совокупности геометрический граф, и вводились уравнения Кирхгофа на графе. Обе задачи – фильтрация в пласте и течение в трещине «сшивались» по давлению и дебиту жидкости, и решались совместно.

Для описания течения газожидкостной смеси в скважине использовалась одномерная нестационарная модель типа drift-flux, где уравнения сохранения массы записывались для каждой фазы отдельно, как и уравнение количества движения для смеси. Для расчёта скорости газа использовалась корреляция, описывающая эффект проскальзывания газовой фазы относительно жидкой, в пузырьковом и пробковом режимах течения. Также использовалась корреляция, учитывающая скорость проскальзывания глобул нефти относительно воды.

Гидромеханическая модель работы УЭЦН включала в себя расходно-напорные корреляции для расчёта подачи насоса при заданном давлении на входе и выходе, а также корреляции для учёта деградации напора под влиянием свободного газа и вязкости жидкости. Для оценки температурного режима УЭЦН использовались зависимости потребляемой мощности и КПД подачи насоса, а также плотности, удельной теплоёмкости и дебита многофазного потока. Структурные элементы интегрированной модели «пласт-скважина-УЭЦН» приведены на Рисунке 18.

Пластовая жидкость фильтруется через пласт с заданным (постоянным или меняющимся во времени) давлением на контуре питания $P_{пл}$ к забою скважины. В пласте жидкость моделируется как однофазная среда с постоянной плотностью, и далее через перфорационные отверстия попадает в скважину. На забое скважины приток жидкости равен $Q_{пл}$, давление равно $P_{заб}$. Здесь однофазная жидкость «превращается» в многофазный поток. При этом

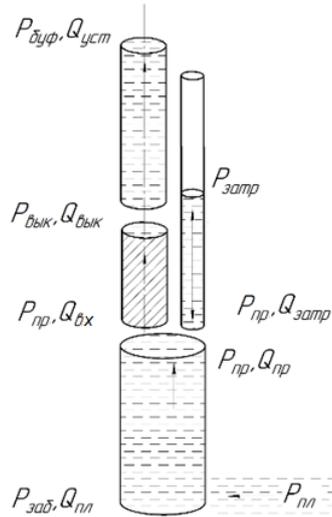


Рисунок 18 – Структурные элементы интегрированной модели «пласт-скважина-УЭЦН»

объёмные доли газа и воды в жидкости пересчитываются через известные корреляции для PVT-свойств среды. Далее многофазный поток по обсадной колонне движется вверх – к приёму насоса. Расход жидкости перед УЭЦН равен $Q_{пр}$, давление равно давлению на приёме насоса $P_{пр}$. На входе в УЭЦН происходит разделение газа: одна его часть попадает на приём насоса, другая перераспределяется в затрубное пространство скважины. Жидкость в точке подвеса насоса разделяется на три потока: первый поток $Q_{пр}$ – из обсадной колонны, второй $Q_{вх}$ – в насос, третий $Q_{затр}$ – в затруб скважины, или из затруба, с давлением газа $P_{затр}$. В насосе происходит увеличение давления газожидкостной смеси до $P_{вык}$ и её температуры за счёт нагрева в насосе и при обтекании ПЭД. Соответственно изменяется и значение расхода жидкости на выкиде УЭЦН $Q_{вык}$ по сравнению с её расходом перед установкой $Q_{вх}$. Далее многофазный поток направляется к устью скважины. Параметры на устье равны $P_{буф}$ и $Q_{уст}$.

В общем случае считалось, что значения параметров пластового давления на контуре питания $P_{пл}$, затрубного давления $P_{затр}$ и буферного давления $P_{буф}$ являются известными. Тогда задача состоит в определении изменения остальных параметров ($Q_{пл}$, $Q_{пр}$, $Q_{вык}$, $Q_{затр}$, $Q_{уст}$, $P_{заб}$, $P_{пр}$, $P_{вык}$) на каждом временном шаге в процессе моделирования эксплуатации скважины. Для оценки применимости интегрированной модели для моделирования периодической работы скважин в промысловых условиях было проведено тестиро-

вание на реальных данных для скважины №### Приобского месторождения (Рисунок 19).

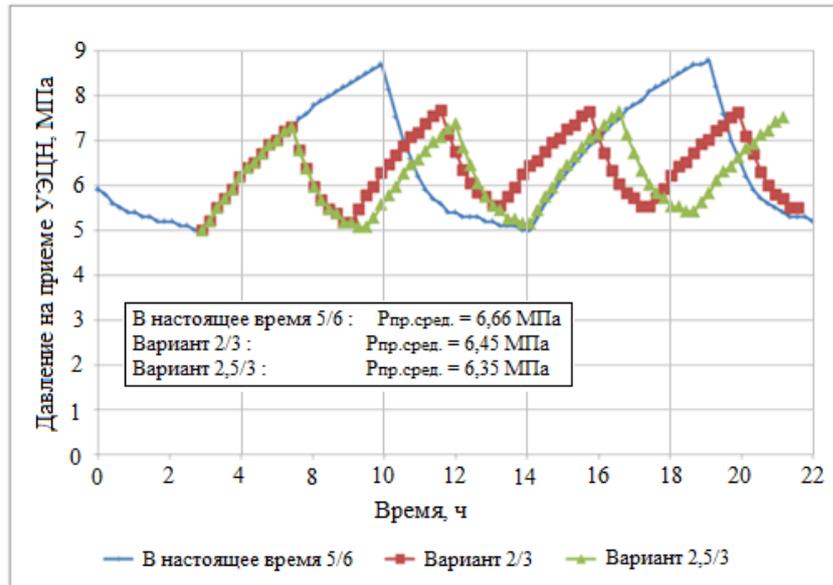


Рисунок 19 – Динамика давления на приёме УЭЦН для скважины №### Приобского месторождения, работающей в режиме откачки/накопления

Сплошной линией показано фактическое изменение давления, на основе которого адаптировалась модель, символы – прогнозные кривые изменения давления на приёме ЭЦН при изменении режима его работы. Тестирование проводилось следующим образом: на основе известных данных технологического режима «сбивался» режим изменения давления на приёме ЭЦН – расчётный и фактический по данным ТМС, после чего варьировались периоды откачки/накопления. Было установлено, что при текущем режиме откачки/накопления (5 ч откачки / 6 ч накопления), среднее давление на приёме ЭЦН равно 6,66 МПа. При изменении режима откачки накопления на 2/3, среднее давление на приёме снизится до 6,45 МПа, при изменении на режим 2,5/3 – до 6,35 МПа.

Таким образом, на примере моделирования промысловых данных показано, что текущий режим работы ЭЦН не является оптимальным, при уменьшении доли периода откачки в общем цикле откачки/накопления ЭЦН среднее давление на приёме может снизиться (соответственно, дебит возрастет) при условии, что общая продолжительность цикла также уменьшится.

Результаты сопоставления фактического и расчётного по интегрированной модели дебита жидкости для ряда скважин ООО «РН-Юганскнефтегаз» показали, что относительная погрешность не превышает 10%.

Методика оптимизации продолжительности периодов откачки и накопления пластового флюида в стволе малodeбитной скважины

Разработанная методика включает в себя:

– анализ работы всех скважин, эксплуатируемых в непрерывном режиме. Для них, на основе математического моделирования, оцениваются условия работы УЭЦН, анализируется величина погружения его под уровень жидкости, и доля газа на приёме насоса. Если УЭЦН работает в зоне риска, и частотой тока или штуцером стабилизировать его работу невозможно, предлагается перевести его в периодический режим;

– определение численных значений следующих критериев для принятия решения о переводе скважины из постоянного в периодический режим эксплуатации: число остановок по защите от срыва подачи за неделю более 2-х раз; загрузка ПЭД более 85%; снижение давления на приёме ПЭД за месяц более 1 МПа; температурный запас ПЭД более 15% от предельного значения допустимой температуры; вибрация превышает 2g; потенциал по снижению частоты тока менее 5 Гц; диаметр штуцера менее 10 мм; прирост добычи нефти более 2 т/сут; сокращение удельных энергозатрат более 20%;

– моделирование фактического периодического режима работы УЭЦН и прогнозного режима, если оказывается, что прогнозный режим по критериям, выбранным пользователем, лучше, чем фактический, то предлагается корректировка периодического режима.

Одной из функциональных возможностей разработанной информационной системы «Мехфонд» является управление механизированным фондом малодебитных скважин. Разработанная автором методика оптимизации продолжительности периодов откачки и накопления пластового флюида в стволе скважины внедрена в программный модуль «Анализ периодического режима ЭЦН» ИС «Мехфонд».

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Решена важная научно-техническая проблема повышения эффективности системы управления добычей нефти в сложных геолого-технических условиях, в частности, высоких значений обводнённости добываемой скважинной продукции и газовых факторов, путём внедрения инновационных технологий на основе алгоритмов искусственного интеллекта и новых гидравлических моделей течения многофазных потоков в нефтяных скважинах с УЭЦН и промысловых трубопроводах, в отечественное ПО для автоматизации бизнес-процессов, оценки эксплуатационных параметров нефтяных месторождений и систем его обустройства.

Поставленная цель достигнута и подтверждена результатами проведённых теоретических и экспериментальных исследований:

1 Проведён анализ научно-методического обеспечения отечественного ПО инновационными цифровыми технологиями управления добычей нефти. Представлен ряд подходов к повышению эффективности отечественных программных продуктов за счёт разработки и внедрения следующих функциональных возможностей:

- диагностирования работы погружного скважинного оборудования, основанного на алгоритмах искусственного интеллекта (машинное обучение нейронных сетей);
- цифровой имитации показаний отсутствующих или вышедших из строя измерительных скважинных устройств (АГЗУ, эхолотов, датчиков давления);
- решения оптимизационных задач по добыче нефти или эффективности эксплуатации погружного оборудования для фонда малодебитных скважин.

Сформулировано определение концепции научно-методического обеспечения цифровых систем управления добычей нефти в сложных геолого-технических условиях.

2 Предложены методологические подходы к моделированию оперативного мониторинга забойного давления и давления на приёме насоса в нефтяной скважине путём аналитических решений задачи вертикального трёхфазного течения по измеренным устьевым параметрам, структуры водонефтяного потока и распределения давления и температуры в нём вдоль горизонтального трубопровода.

Для адаптации разработанной механистической модели горизонтального водонефтяного течения к течению в стволе ГС с МГРП был спроектирован и изготовлен лабораторный стенд горизонтального ствола скважины. Испытания, проведённые на стенде, показали, что расхождение лабораторных и расчётных данных по идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины МГРП не превышают 10 %.

Полученные аналитические решения задачи вертикального трёхфазного течения в нефтяной скважине по измеренным устьевым параметрам были внедрены в программный продукт ИС «Мехфонд». Разработанная автором механистическая модель идентификации величины притока двухфазного пластового флюида через трещины МГРП в ствол ГС внедрена в программный продукт «Петролог», используемый на более чем 20 нефтяных месторождениях, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть».

3 Разработан комплекс алгоритмов оперативного мониторинга эксплуатационных параметров УЭЦН с определением:

- коэффициента естественной сепарации свободного газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации скважины.

Разработанный алгоритм мониторинга коэффициента естественной сепарации газа применим для скважин с газовым фактором не превышающим $150\text{--}250\text{ м}^3/\text{м}^3$. Результаты моделирования процесса естественной сепарации свободного газа по предложенному алгоритму показали, что в диапазоне подач насоса $21\text{--}62\text{ м}^3/\text{сут}$ рассмотренная схема размещения входных устройств УЭЦН в стволе скважины обеспечивает стопроцентную сепарацию газа, а в диапазоне подач $62\text{--}300\text{ м}^3/\text{сут}$ коэффициент естественной сепарации газа возрастает более чем в 2 раза. Верификация разработанного алгоритма осу-

ществлялась с использованием программного продукта *Ansys CFX* и показала, что расхождение расчётных данных не превышает 5%;

- подачи погружного насоса при отсутствии замеров АГЗУ. Прогнозирование величины расхода скважинного флюида основывалось на решении уравнения баланса мощности ПЭД и ЭЦН, по устьевым замерам электрических параметров электродвигателя;

- оценки нестабильных условий работы системы ЭЦН и ПЭД и восстановления замеров давления на приёме УЭЦН при неисправной работе термоманометрической системы насоса путём анализа устьевых замеров и амплитудно-частотного спектра токовых характеристик электродвигателя нейросетевыми методами.

Разработанный комплекс алгоритмов внедрён в программный продукт ИС «Мехфонд», предназначенный для организации мониторинга и управления работой УЭЦН более 45 тыс. скв., эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть».

4 Разработаны способы совершенствования автоматизированного управления фондом нефтяных скважин, позволяющие:

- оптимизировать энергопотребление в условиях наращивания добычи нефти кустом скважин, осложнённых высоким газосодержанием. Способ оптимизации апробирован на одном из месторождений Западной Сибири;

- снизить риски выхода из строя погружного оборудования при выводе скважин на режим без измерений расхода скважинной продукции и динамического уровня по замерам электрических параметров УЭЦН.

Усовершенствованные автором способы автоматизированного управления фондом нефтяных скважин внедрены в программный продукт ИС «Мехфонд» и позволили на ряде кустов нефтяных месторождений, находящихся в завершающей стадии разработки, обеспечить прирост добычи нефти.

5 Усовершенствованы подходы к механистическому моделированию течений скважинной продукции и ПНГ в промысловых трубопроводах месторождения для:

- моделирования трёхфазных течений за счёт учёта влияния эффектов рельефности трубопроводов системы нефтесбора на формирование структуры газожидкостного пробкового течения на V-образных участках промысловых трубопроводов;

- моделирования течения ПНГ с малым истинным объёмным содержанием жидкой фазы в газовой трубопроводной системе месторождения за счёт уточнения закономерностей касательных напряжений и массообмена на границе жидкость-газ;

- моделирования процесса уноса потоком ПНГ застойных жидкостных пробок за счёт использования полученного автором гидродинамического критерия потери устойчивости на границе жидкость-газ на V-образных участках промысловых трубопроводов.

Разработан метод прогнозирования устойчивости стратифицированной структуры течения вода-нефть, на его основе решена задача повышения эф-

фективности предварительного отбора воды из системы нефтесбора. Метод прогнозирования структуры течения скважинной продукции апробирован на примере одной из промысловых трубопроводных систем Мамонтовского месторождения, что позволило выработать рекомендации по нахождению оптимального места установки в системе нефтесбора устройства предварительного отбора воды.

Методы моделирования течений скважинной продукции и ПНГ были внедрены в программные продукты «РН-СИМТЕП» и «РН-КИН» осуществляющие моделирование поверхностного обустройства более 125 нефтяных месторождений Урало-Поволжского и Западно-Сибирского регионов.

6 Внедрение нестационарной интегрированной модели «пласт-скважина-УЭЦН» в программный продукт ИС «Мехфонд» позволило выработать рекомендации по определению оптимальной продолжительности периодов откачки и накопления пластового флюида в стволе скважины для фонда малодобитных скважин. Проведённое тестирование интегрированной модели «пласт-скважина-УЭЦН» показало, что расхождение расчётных и экспериментальных эксплуатационных параметров не превышает 10%.

Содержание работы опубликовано в 34 научных трудах.

В ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Министерства образования и науки РФ.

1 Пашали, А.А. Экспертная система диагностики электроцентробежных насосов / А.А. Пашали, М.Г. Волков, А.В. Жонин // Нефтегазовое дело. – 2009. – № 1. – С. 117-120.

2 Пашали, А.А. Автоматизация сбора и подготовки данных для проведения гидродинамических исследований скважин с использованием «виртуального расходомера» / А.А. Пашали, М.А. Александров, А.Г. Климентьев, И.Р. Ямалов, А.С. Топольников, А.В. Жонин, А.В. Колонских, В.Г. Михайлов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 11. – С. 60-63.

3 Пашали, А.А. Восстановление дебита на основе алгоритмов «виртуального расходомера» для проведения гидродинамических исследований скважин / А.А. Пашали, А.С. Топольников, В.Г. Михайлов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 63-67.

4 Пашали, А.А. Некоторые подходы к механистическому моделированию структуры течения водонефтяной смеси в горизонтальных трубопроводах / А.А. Пашали, В.Г. Михайлов // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 12. – С. 82-86.

5 Пашали, А.А. Термобарическое моделирование течения водонефтяной смеси в промысловых трубопроводных системах / А.А. Пашали, В.Г. Михайлов // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 3. – С. 80-87.

6 Пашали, А.А. Моделирование процесса рассеивания и генерирования жидкостных пробок для пространственно-ориентированного течения в трубе / А.А. Пашали // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 4. – С. 84-92.

7 Пашали, А.А. Моделирование условий генерирования жидкостных пробок профилем рельефного трубопровода / А.А. Пашали // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 5. – С. 68-74.

8 Пашали, А.А. Использование алгоритма «виртуального расходомера» при выводе нефтяных скважин на режим / А.А. Пашали, В.Г. Михайлов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 10. – С. 82-85.

9 Пашали, А.А. Интеллектуализация процесса интенсификации добычи нефти в условиях недостатка мощности кустовой системы энергоснабжения / А.А. Пашали, Ю.В. Зейгман // Нефтегазовое дело. – 2020, т.18, – № 6. – С. 56-63.

10 Пашали А.А. Интегрированная модель «пласт-скважина-насос» для расчёта нестационарных режимов течения жидкости / А.А. Пашали, Р.С. Халфин, Д.В. Сильнов, А.С. Топольников, Б.М. Латыпов, К.Р. Уразаков // Нефтегазовое дело. – 2021, т. 19. – № 1. – С. 33-41.

11 Пашали, А.А. Метод расчёта газожидкостного стратифицированного течения с малым объёмным содержанием жидкости / А.А. Пашали, В.Г. Михайлов // Нефтегазовое дело. – 2021, т. 19. – № 2. – С. 59-64.

12 Пашали, А.А. Цифровой двойник скважины как инструмент цифровизации вывода на режим скважин в ПАО АНК «БАШНЕФТЬ» / Э.О. Тимашев, А.А. Пашали, А.В. Колонских, Р.С. Халфин, Д.В. Сильнов, А.С. Топольников, Б.М. Латыпов, А.В. Катермин, Р.М. Еникеев, А.А. Палагута // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 80-84.

13 Пашали, А.А. Об оптимизации периодического режима эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в ПАО «НК «Роснефть» / А.А. Пашали, Р.С. Халфин, Д.В. Сильнов, Б.М. Латыпов, А.С. Топольников // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 92-96.

14 Пашали, А.А. К вопросу повышения эффективности процесса естественной сепарации газа в нефтедобывающих скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов / А.А. Пашали, Ю.В. Зейгман // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 5. – С. 94-97.

15 Пашали, А.А. Моделирование коэффициента естественной сепарации газа на приёме погружных центробежных насосов нефтедобывающих скважин / А.А. Пашали, Ю.В. Зейгман, В.Г. Михайлов // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 3. – С. 107-116.

16 Пашали, А.А. Управление температурным режимом промышленной трубопроводной системы в условиях прогрессирующего роста обводнённости скважинной продукции / А.А. Пашали, Ю.В. Зейгман, В.Г. Михайлов // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 5. – С. 43-49.

17 Пашали, А.А. Восстановление значений давления на приёме насоса нефтедобывающих скважин с использованием методов искусственного интеллекта / А.А. Пашали, А.Ф. Азбуханов, К.В. Сухарев, А.С. Топольников // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 6. – С. 165-172.

В материалах конференций.

18 Пашали, А.А. Прогнозирование структуры течения газожидкостной смеси в рельефных трубопроводах / А.А. Пашали // Труды VII Российской конференции с международным участием «Многофазные системы: модели, эксперимент, приложения», посвященной 80-летию академика РАН Р.И. Нигматулина – Уфа – 5-10 октября – 2020. – С. 76.

19 Пашали, А.А. Разработка математической модели гидравлического сопротивления участка трубопровода с учётом влияния теплопереноса и структуры режимов водонефтяной смеси / А.А. Пашали, В.Г. Михайлов // Труды VII Российской конференции с международным участием «Многофазные системы: модели, эксперимент, приложения», посвященной 80-летию академика РАН Р.И. Нигматулина – Уфа – 5-10 октября – 2020. – С. 77.

20 Пашали, А.А. Алгоритм «виртуального расходомера» для восстановления дебита скважины / А.А. Пашали, А.С. Топольников, В.Г. Михайлов // Сборник тезисов научно-техн. конф. «Цифровые технологии в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике» (ЦТ-2020) – г. Уфа – 6-10 октября – 2020. – С. 170-171.

21 Пашали, А.А. Интегрированная модель «пласт-скважина-насос» для моделирования периодического режима работы скважины / А.А. Пашали, Д.В. Сильнов // Сборник избранных статей по материалам Международной научной конференции «Наука. Исследования. Практика» – г. Санкт-Петербург – 2021. – С. 81-82.

22 Пашали, А.А. Оптимизация периодического режима работы скважин, эксплуатируемых установками электроцентробежных насосов в ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» / А.А. Пашали, Д.В. Сильнов, Б.М. Латыпов // Труды междунаучно-техн. конф. «Современные технологии в нефтегазовом деле - 2021» – г. Октябрьский – 2021. – С. 148-150.

23 Пашали, А.А. Механистическая методика прогнозирования течения водонефтяной смеси в наземной трубопроводной инфраструктуре / А.А. Пашали, В.Г. Михайлов // Сборник тезисов XIII научно-практ. конф. «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений» – г. Уфа – 14-15 апреля – 2021. – С. 41-42.

24 Пашали, А.А. Моделирование процесса рассеивания и генерирования жидкостных пробок для пространственно-ориентированного течения в трубе / А.А. Пашали // Сборник тезисов «XIII научно-практ. конф. «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений» – г. Уфа – 14-15 апреля – 2021. – С.43.

25 Пашали, А.А. Алгоритмы повышения эффективности предварительного отбора воды из промышленных трубопроводных сетей месторождений нефти и газа / А.А. Пашали // Сборник тезисов XIV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные

технологии в процессах разработки месторождений нефти и газа» – г. Москва – 14-15 сентября – 2022. – С. 22.

26 Пашали, А.А. Методика расчёта газожидкостного течения с малым содержанием жидкости / А.А. Пашали // Сборник тезисов 10-й междунаучной научно-практической конференции «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы» – ООО «НПФ «НИТПО» – г. Сочи – 03-08 октября – 2022. – С. 53-56.

27 Пашали, А.А. Повышение эффективности сепарации газа в нефтедобывающих скважинах, оснащённых электроцентробежными насосами / А.А. Пашали // Сборник тезисов «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая прозрачность» – г. Уфа – 03-07 октября – 2022. – С. 114-115.

В прочих печатных изданиях.

28 Пашали, А.А. Исследование влияния концентрации пузырьков газа на величину коэффициента естественной сепарации / А.А. Пашали, В.Г. Михайлов, П.В. Петров // Вестник УГАТУ. – 2011. – №1 (41). – С. 34–43.

29 Пашали А.А. Математическая модель для расчета коэффициента естественной сепарации газа при создании реверсивного течения жидкости в зоне перфорации скважины / А.А. Пашали, В.Г. Михайлов, П.В. Петров // Вестник УГАТУ. – 2011. – №2 (42). – С.74–81.

В свидетельствах о государственной регистрации программ для ЭВМ.

30 Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2011610974 Российская Федерация. Программный комплекс «Rosneft-WellView» / М.Е. Ставский, М.М. Хасанов, А.С. Малышев, К.Л. Готвиг, А.А. Пашали, С.Е. Здольник, Д.В. Маркелов, Р.М. Галеев, М.Г. Волков, А.А. Черемисов, Р.С. Халфин, В.Н. Вшивцев – заявка №2011610974, зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ 26.01.2011.

31 Свидетельство РФ № 2013616236 о государственной регистрации программы для ЭВМ Модуль «Энергоэффективность» информационной системы Rosneft-WellView / А.А. Пашали, В.А. Еличев, М.Г. Волков, К.В. Литвиненко, А.В. Жонин, В.Г. Михайлов, В.Н. Вшивцев – заявка № 2013612400, зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ 02.07.2013.

32 Свидетельство РФ № 2021611658 о государственной регистрации программы для ЭВМ Интеллектуальный вывод скважин на режим / А.А. Пашали, А.В. Катермин, А.А. Палагута, Р.М. Еникеев, С.С. Шубин, С.А. Нонява С.А., Д.Ш. Усаров, А.В. Куршев, Р.Р. Хабибуллин, А.Р. Ильясов, Р.С. Халфин, Д.В. Сильнов, А.С. Топольников, Б.М. Латыпов, А.М. Зайкин, Г.Н. Латыпова, В.М. Гаврилюк, Е.Н. Деньгин, В.Р. Гареев, Н.Н. Шубный, А.Ф. Асфандияров – заявка № 2021610083, зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ 02.02.2021.

В монографиях.

33 Пашали, А.А. Гидромеханика многофазных течений в трубопроводной инфраструктуре нефтяных месторождений / А.А. Пашали, В.Г. Михайлов // Монография. Уфа: изд-во ООО «БашНИПИнефть», 2020. – 336 с.

В учебных и методических пособиях.

34 Пашали, А.А. Интерпретация данных промысловых геофизических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта: методическое пособие / А.А. Пашали, А.С. Топольников. – Уфа: изд-во ООО «БашНИПИнефть», 2021 – 71с.